

## ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO JUNTAMENTE A PLANTA EÓLICA NO BRASIL

**Autor: Vitor Rodrigues Miranda**

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Curso de Especialização em Energias Renováveis

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS - Brasil

Email: vitormiranda2003@gmail.com

**Orientador: Prof. Ronaldo Santos Custódio**

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Curso de Especialização em Energias Renováveis

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Sala 204 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS - Brasil

Email: ronaldo.santos.custodio@gmail.com

### RESUMO

O trabalho traz uma análise econômica para instalação de plantas de eletrólise para produção de hidrogênio juntamente a geração eólica, apresentando o custo do hidrogênio para que o projeto possua viabilidade equivalente a uma planta puramente eólica. A produção por eletrólise utilizando energia elétrica renovável caracteriza o produto final como hidrogênio verde. Foi dimensionado um parque eólico de 310 MW e eletrolisadores do tipo membrana polimérica (PEM), com três cenários de potência (22, 44 e 66 MW). O resultado apresenta o custo do hidrogênio para diferentes cenários, a saber: CAPEX dos eletrolisadores, capacidade instalada e estratégia de preferência na geração de hidrogênio (*trade-off* em relação a energia elétrica disponibilizada à rede). O procedimento de cálculo avaliou o impacto positivo da geração de hidrogênio em um panorama futuro em que cortes na produção (*curtailment*) são mais frequentes devido ao avanço da penetração das energias renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira. Portanto as diferentes potências instaladas de eletrolisadores alteram a contribuição nos cortes de produção. Avaliou-se também o impacto da dimensão da estrutura de armazenamento. Os resultados estão de acordo com as referências avaliadas, ficando na faixa de potencial real de implementação de novos investimentos no curto prazo, em especial nos momentos em que o preço da energia elétrica estejam em patamares reduzidos.

**Palavras-chave:** Hidrogênio verde, *curtailment*, geração eólica, viabilidade técnico-econômica na geração de hidrogênio.

## ABSTRACT

This paper presents an economic analysis for the installation of electrolysis plants for hydrogen production coupled with wind power generation, aiming to determine the cost of hydrogen required for the project to be as viable as a purely wind generation plant. The production through electrolysis using renewable electricity characterizes the final product as green hydrogen. A 310 MW wind farm and polymer membrane electrolyzers (PEM) were dimensioned, considering three electric power output scenarios: 22 MW, 44 MW, and 66 MW. The results show the cost of hydrogen for different scenarios, including the capital expenditures (CAPEX) of the electrolyzers, installed capacity, and the preferred hydrogen generation strategy (trade-off concerning the electricity fed into the grid). The calculation procedure measured the positive impact of hydrogen generation in a future scenario where production cuts (curtailment) become more frequent due to the increasing penetration of intermittent renewable energies in the Brazilian electric grid. Thus, different installed electrolyzer capacities affect the contribution to production cuts. The study also evaluated the impact of storage infrastructure size. The results align with the assessed references, falling within the range of actual potential for implementing new investments in the short term, especially during periods of reduced electricity prices.

**Keywords:** Green hydrogen, curtailment, wind power, technical-economic viability in hydrogen generation.

## 1. INTRODUÇÃO

A energia eólica apresentou rápido crescimento no Brasil desde a última década e, segundo previsões do Plano Decenal de Energia (EPE, 2022), deve continuar em ritmo acelerado até 2031. Por outro lado, o hidrogênio vem constantemente sendo apresentado como solução para viabilizar a descarbonização global nos acordos internacionais, especialmente após o acordo de Paris na COP 21. Portanto o início da década mostra-se um momento oportuno para análises da complementariedade dos dois recursos.

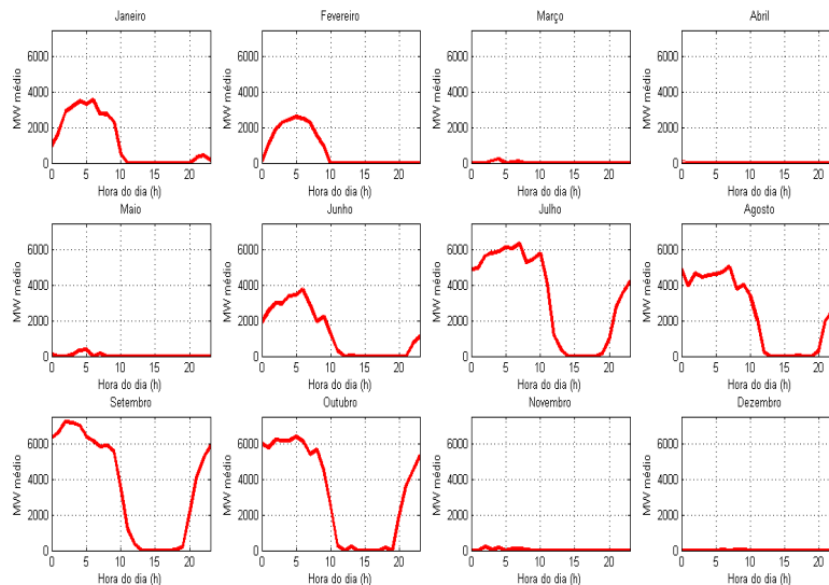
Com o aumento rápido e consistente na geração de energia elétrica proveniente de fonte renováveis intermitentes no Brasil, a componente potência ganha complexidade para o sistema interligado. Mesmo com a ampliação dos sistemas de transmissão, se torna cada vez mais comum picos de demanda em exijam do sistema despachos adicionais ou situações de potência restringida (*curtailment*), seja por limitações na potência gerada, seja por congestionamento da rede de transmissão no pico de produção. De forma abrangente, os sistemas de armazenamento de energia são apresentados como solução para essa questão, com destaque para hidrelétricas reversíveis e baterias. CIGRÉ (2018), por exemplo, citou em seu relatório anual o armazenamento como fator chave para promoção da flexibilidade e suporte à integração das fontes renováveis. Uma terceira alternativa para permitir o avanço das energias renováveis no sistema interligado é absorver picos de produção para geração de hidrogênio verde.

Além da utilização para modulação da intermitência das fontes renováveis perante a rede (*power-to-power*), o hidrogênio pode ser utilizado em mistura com gás natural para queima (*power-to-gas*), insumo na produção de combustíveis avançados, como diesel verde tipo HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*), insumo industrial, como na siderurgia e produção amônia, entre outras aplicações. Essa flexibilidade e permeabilidade entre os setores energéticos (elétrico e combustível), coloca o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis com frequência como única solução atingimento de metas descarbonização. Com tamanha importância do tema, políticas públicas vêm sendo implementadas pelos países visando desenvolvimento tecnológico e regulatório. No caso brasileiro, a concretização veio através do Programa Nacional de Hidrogênio Verde (PNH2), lançado em junho de 2021.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MÉTODO DO ESTUDO

O trabalho possui o objetivo de analisar a complementariedade entre hidrogênio e geração eólica partindo de um estudo econômico de um parque eólico padrão e, posteriormente, avaliando o impacto ao se adicionar a produção complementar de hidrogênio. O resultado é exibido sob a ótica de que o projeto possui uma segunda renda através da comercialização do hidrogênio, com valor unitário (R\$/kg) que varia de acordo com os *inputs* explorados no trabalho. O benefício esperado com a utilização da planta complementar está ligado principalmente ao aproveitamento de energia que não poderia ser utilizada por restrições na rede. Para mensuração desse impacto positivo, há necessidade de discretização de valores de *curtailment* no nível de barramento do Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo do tempo, informação ainda não disponível de forma estruturada pela Operação Nacional do Sistema (ONS). Portanto destaca-se Pinho (2017), que apresenta o resultado esperado para *curtailment* no Sistema Interligado Nacional (SIN) de acordo com o avanço em larga escala das energias renováveis intermitentes. O trabalho propõe a produção de hidrogênio em ocasiões em que haveria excedente e corte na produção eólica no nordeste brasileiro em um cenário futuro. A Figura 1 ilustra o resultado obtido, apresentado em cortes médios de geração em escala horária para 12 meses do ano. Nota-se a presença de corte em 7 meses, sendo mais intenso entre 20h e 10h e com pico máximo em setembro, mês conhecido pela incidência das maiores médias da velocidade do vento no Nordeste. Em termos percentuais, o pico de 7,3 GW representa 30% na potência instalada de 24 GW prevista para o Nordeste no mesmo trabalho.

**Figura 1 - *Curtilment* mês a mês.**



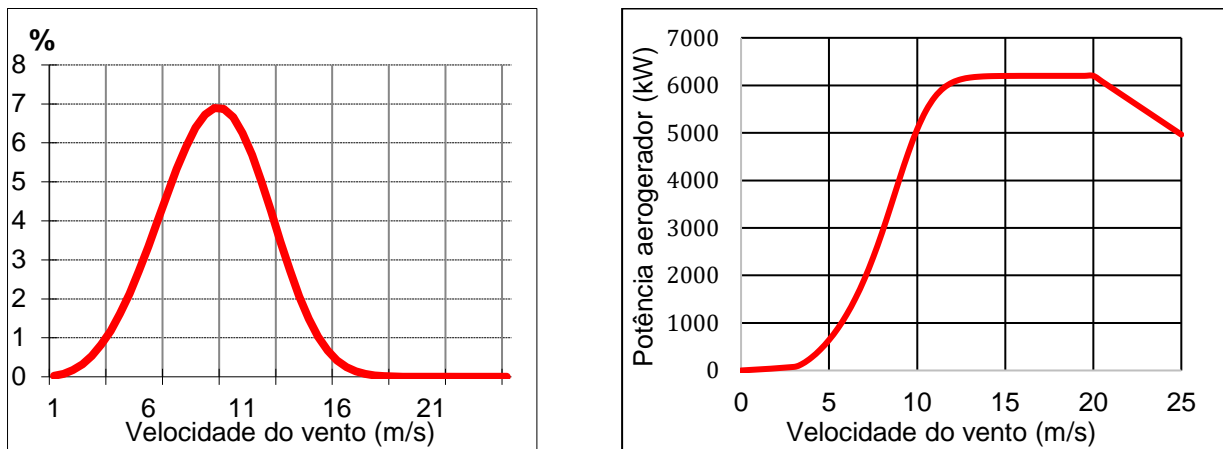
**Fonte: Pinho, 2017**

O presente estudo usa os perfis de cortes obtidos na Figura 1 como referência, como se o barramento onde se deseja conectar a planta estivesse na mesma situação prevista por Pinho (2017). Conforme mencionado, em termos percentuais o corte na produção chega ao pico de 30%. Ao adicionar-se plantas de geração de hidrogênio no sistema, o corte na geração naturalmente reduz, visto que a energia elétrica pode ser direcionada aos eletrolisadores ao invés da rede de transmissão. Usando o caso extremo para fim ilustrativo, se a potência instalada de eletrolisadores for 30% da geração eólica, os cortes serão nulos.

Para análise econômica, mostra-se necessário seleção de equipamentos disponíveis no mercado e seleção de coeficientes para estatística do potencial eólico do local. O modelo do aerogerador selecionado foi o Siemens-Gamesa SG 6.2-170, de potência nominal de 6,2MW, com base em projetos recentes implementados no nordeste, como de Tucano na Bahia. Também com base nos projetos mais recentes, para potência instalada do complexo eólico foram considerados 50 aerogeradores, totalizando 310 MW e uma eficiência de parque de 85%.

Uma curva sintética de distribuição de frequência do vento foi selecionada, com base na velocidade média de 9,5m/s e fator de forma da curva de Weibull de 3,8, coeficientes característicos para altura do aerogerador selecionado (120m) nos locais de maior potencial eólico no nordeste. A distribuição de potência do aerogerador é apresentado na Figura 2 à direita, com base em dados do fabricante.

**Figura 2 – Curva sintética de distribuição do vento e potência eólica Siemens-Gamesa SG 6.2 – 170.**



Conforme Custódio (2013), unindo a distribuição de velocidade de vento com a potência do aerogerador em cada velocidade, pode-se calcular a geração anual de energia (EAG), dado em MWh pela equação 1

$$EAG = \sum [f(v) \cdot P(v)] \cdot 8760 \quad (1)$$

onde  $f(v)$  é a frequência em que a velocidade  $v$  aparece em termos anuais,  $P(v)$  é a potência do aerogerador na velocidade  $v$  e 8760 é o número de horas do ano. Para expandir a metodologia apresentada de um gerador para todo o complexo eólico, é necessário considerar a influência entre os aerogeradores, as particularidades do terreno de interesse e a estatística da direção do vento, de onde se obtém o valor de eficiência do parque.

Aplicando a equação para os valores da Figura 2, chega-se à geração anual de um aerogerador em 35802 MWh. Ampliando para o complexo completo com 50 aerogeradores e eficiência de parque de 85%, chega-se à geração anual (EAG) de 1.521.605 MWh e fator de capacidade de 56%. Esse valor será nomeado como potencial de geração eólica ao longo do trabalho e refere-se à quantidade de energia que seria distribuída entre rede elétrica e geração de hidrogênio caso o *curtailment* fosse nulo.

A tecnologia de eletrolisador do tipo *Proton Exchange Membrane (PEM)* foi avaliada como a mais adequada para a conversão de energia eólica em hidrogênio, devido ao mais rápido *start-up*, à maior compatibilidade de operação com intermitência e à maior eficiência e segurança em cargas parciais. O modelo do eletrolisador selecionado foi o M5000 da NEL, que utiliza tecnologia PEM com potência de 22MW por unidade, sendo o maior disponível pelo fabricante. Para a potência total de eletrolisadores, o

presente estudo considera as opções de 22MW (uma unidade), 44MW (duas unidades) e 66MW (três unidades), representando, respectivamente, 7,1%, 14,2% e 21,3% da potência instalada do parque eólico. Por um lado, quanto maior a potência, maior a absorção dos picos de corte, por outro lado maior o investimento e maior a ociosidade. A folha de dados a seguir resume os principais parâmetros do equipamento. Em complemento ao consumo energético do eletrolisador disponibilizado na folha de dados do M5000 foi considerado 3 kWh/kg para operação da infraestrutura auxiliar de geração de hidrogênio (Dihn, 2021).

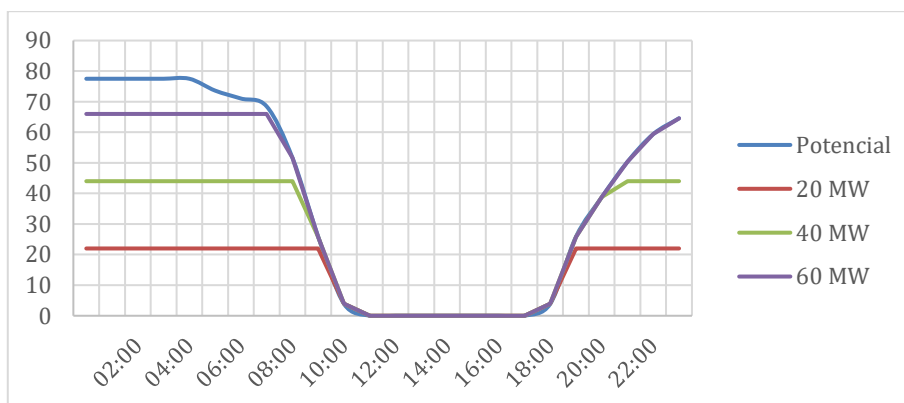
**Tabela 1 – folha de dados dos NEL M5000.**

Modelo	NEL M5000
Produção líquida de hidrogênio	4920 Nm <sup>3</sup> /h
Potência	22MW
Consumo energético	4,5 kWh/Nm <sup>3</sup>
Faixa de potência possível de utilização	10 – 100%
Pureza H2	99,9995%
Pressão de saída H2	30 bar
Tecnologia	PEM

Para o cálculo da produção de hidrogênio deve-se definir a estratégia de alocação do recurso eólico, ou seja, qual é a potência horária disponibilizada para os eletrolisadores. Como primeira opção foi considerado somente os excedentes eólicos, em outras palavras, os cortes previstos na geração, sempre considerando que o local de instalação da planta possui o mesmo perfil proporcional de *curtailment* que foi apresentado na Figura 1.

Como exemplo, A Figura 3 mostra a curva potencial para geração H2 juntamente com a operação das três opções de corte da planta de eletrólise no mês de outubro, quando o corte máximo é de 25% da potência eólica, ou seja, pico de 78 MW no parque proposto de 310MW. À medida que a geração aumenta atinge-se a capacidade nominal dos eletrolisadores, valor que se mantém por algumas horas. Já nos momentos que o corte é zero, a geração de H2 também é nula. O mesmo foi aplicado para o restante dos meses de ano com o objetivo de calcular a geração anual de hidrogênio.

**Figura 3 – Geração de hidrogênio para os 3 cenários da estratégia de excedentes (outubro).**



Conforme descrito por IAE (2020), a redução no custo nivelado de hidrogênio verde está associado a maiores fatores de capacidade das plantas de eletrolisadores, com captura de percentuais mais elevados da geração das fontes intermitentes. Portanto julgou-se necessário incluir outras duas estratégias alternativas de produção, onde a planta recebe preferência de 25% e 50% da geração do parte eólico. Por

exemplo para preferência de 50% da geração com 66MW em eletrolisadores, caso a planta eólica esteja gerando 100MW, a potência de 50MW estará sendo direcionada para os eletrolisadores, em carga parcial. Já em ocasiões onde a potência eólica esteja em 150MW, a produção de H2 estará na carga máxima de 66MW. Com isso, a

Tabela 2 resume os cenários objeto de análise no presente estudo.

**Tabela 2 – Cenários analisados.**

Cenário	Descrição
<b>EXCE.22MW</b>	Somente excedentes com planta de 22 MW
<b>EXCE.44MW</b>	Somente excedentes com planta de 44 MW
<b>EXCE.66MW</b>	Somente excedentes com planta de 66 MW
<b>25%.22MW</b>	25% de preferência na geração com planta de 22 MW
<b>25%.44MW</b>	25% de preferência na geração com planta de 44 MW
<b>25%.66MW</b>	25% de preferência na geração com planta de 66 MW
<b>50%.22MW</b>	50% de preferência na geração com planta de 22 MW
<b>50%.44MW</b>	50% de preferência na geração com planta de 44 MW
<b>50%.66MW</b>	50% de preferência na geração com planta de 66 MW

A

v [m/s]	Frequência velocidade	Potência eólica [MW]	Potência no eletrolisador					
			25%.22MW	25%.44MW	25%.66MW	50%.22MW	50%.44MW	50%.66MW
0,0	1%	0	0	0	0	0	0	0
3,0	1%	3	0	0	0	0	0	0
3,5	1%	6	0	0	0	3	3	3
4,0	1%	12	3	3	3	6	6	6
4,5	2%	19	5	5	5	9	9	9
5,0	2%	27	7	7	7	14	14	14
5,5	3%	38	9	9	9	19	19	19
6,0	3%	50	13	13	13	22	25	25
6,5	4%	65	16	16	16	22	32	32
7,0	5%	82	20	20	20	22	41	41
7,5	5%	101	22	25	25	22	44	51
8,0	6%	123	22	31	31	22	44	61
8,5	6%	147	22	37	37	22	44	66
9,0	7%	171	22	43	43	22	44	66
9,5	7%	195	22	44	49	22	44	66
10,0	7%	216	22	44	54	22	44	66
10,5	7%	232	22	44	58	22	44	66
11,0	6%	245	22	44	61	22	44	66
11,5	6%	253	22	44	63	22	44	66
12,0	5%	258	22	44	64	22	44	66
12,5	4%	260	22	44	65	22	44	66
13,0	3%	262	22	44	65	22	44	66
13,5	3%	263	22	44	66	22	44	66
14,0	2%	263	22	44	66	22	44	66
14,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,0	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
16,0	0%	264	22	44	66	22	44	66
16,5	0%	264	22	44	66	22	44	66

17,0	0%	264	22	44	66	22	44	66
------	----	-----	----	----	----	----	----	----

uni a potência eólica e a potência direcionada aos eletrolisadores com a distribuição do vento no local (função de Weibull) do estudo em base anual, do cenário 25%.22MW ao 50%.66MW, que seguem a estratégia de percentual de geração eólica para a produção de H<sub>2</sub>. A energia anual gerada (EAG) nos eletrolisadores é calculada da mesma forma que a energia elétrica demonstrada na equação 1, onde é feito o somatório da multiplicação da frequência do vento com a potência dos eletrolisadores para cada velocidade. Por exemplo para o cenário 25%.22MW, entre 0m/s e 3,5m/s não há potência no eletrolisador e corresponde a 3% do período anual, portanto em aproximadamente 262 horas do ano (3% multiplicado por 8760 horas) não há geração de hidrogênio. Já entre 7,5m/s e 17m/s a potência nos eletrolisadores é a nominal de 22 MW e corresponde 77% do período anual (aproximadamente 6745 horas), gerando cerca de 148.394 MWh para produção de hidrogênio. Para as velocidades entre 4 m/s e 7 m/s a potência no eletrolisador permanece em valor intermediário à nominal, entre 3 MW e 20 MW, sendo necessário multiplicar a potência pela sua respectiva frequência do vento e por 8760h para o cálculo da contribuição de cada linha no EAG do eletrolisador.

**Tabela 3 - Distribuição de frequência do vento em base anual e potência disponibilizada para geração de H<sub>2</sub> nos casos 25% e 50% de preferência na produção.**

v [m/s]	Frequência velocidade	Potência eólica [MW]	Potência no eletrolisador					
			25%.22MW	25%.44MW	25%.66MW	50%.22MW	50%.44MW	50%.66MW
0,0	1%	0	0	0	0	0	0	0
3,0	1%	3	0	0	0	0	0	0
3,5	1%	6	0	0	0	3	3	3
4,0	1%	12	3	3	3	6	6	6
4,5	2%	19	5	5	5	9	9	9
5,0	2%	27	7	7	7	14	14	14
5,5	3%	38	9	9	9	19	19	19
6,0	3%	50	13	13	13	22	25	25
6,5	4%	65	16	16	16	22	32	32
7,0	5%	82	20	20	20	22	41	41
7,5	5%	101	22	25	25	22	44	51
8,0	6%	123	22	31	31	22	44	61
8,5	6%	147	22	37	37	22	44	66
9,0	7%	171	22	43	43	22	44	66
9,5	7%	195	22	44	49	22	44	66
10,0	7%	216	22	44	54	22	44	66
10,5	7%	232	22	44	58	22	44	66
11,0	6%	245	22	44	61	22	44	66
11,5	6%	253	22	44	63	22	44	66
12,0	5%	258	22	44	64	22	44	66
12,5	4%	260	22	44	65	22	44	66
13,0	3%	262	22	44	65	22	44	66
13,5	3%	263	22	44	66	22	44	66
14,0	2%	263	22	44	66	22	44	66
14,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,0	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
16,0	0%	264	22	44	66	22	44	66
16,5	0%	264	22	44	66	22	44	66
17,0	0%	264	22	44	66	22	44	66

Os cenários apresentados resultam em distintos valores de geração elétrica disponibilizada à rede, não só porque produzem diferentes volumes de hidrogênio, mas também por causarem impactos distintos nos cortes de geração. Portanto a geração disponibilizada à rede é calculada conforme a equação 2.

$$\text{Geração para rede} = \text{Geração eólica potencial} - \text{Geração nos eletrolisadores} - \text{Curtailment} \quad (2)$$

A geração eólica potencial é fixa em 1.521.605MWh e a geração nos eletrolisadores foi descrita anteriormente. Já o *curtailment* pode ser determinado com base nas curvas de potência apresentadas por Pinho (2017), descontando a potência instalada de eletrolisadores. A Tabela 4 mostra um exemplo para outubro com 22MW de potência de eletrolisador (cenários EXCE.22MW, 25%.22MW e 50%.22MW), entre 01:00 e 12:00. A estratégia atribuída para a preferência na geração de H2 não interfere no resultado de *curtailment*. Essa metodologia de cálculo assume que os momentos de *curtailment* acontecem nas ocorrências de vento em que os eletrolisadores estão em carga máxima. Por exemplo, acima de 7,5m/s para 22MW (

v [m/s]	Frequência velocidade	Potência eólica [MW]	Potência no eletrolisador					
			25%.22MW	25%.44MW	25%.66MW	50%.22MW	50%.44MW	50%.66MW
0,0	1%	0	0	0	0	0	0	0
3,0	1%	3	0	0	0	0	0	0
3,5	1%	6	0	0	0	3	3	3
4,0	1%	12	3	3	3	6	6	6
4,5	2%	19	5	5	5	9	9	9
5,0	2%	27	7	7	7	14	14	14
5,5	3%	38	9	9	9	19	19	19
6,0	3%	50	13	13	13	22	25	25
6,5	4%	65	16	16	16	22	32	32
7,0	5%	82	20	20	20	22	41	41
7,5	5%	101	22	25	25	22	44	51
8,0	6%	123	22	31	31	22	44	61
8,5	6%	147	22	37	37	22	44	66
9,0	7%	171	22	43	43	22	44	66
9,5	7%	195	22	44	49	22	44	66
10,0	7%	216	22	44	54	22	44	66
10,5	7%	232	22	44	58	22	44	66
11,0	6%	245	22	44	61	22	44	66
11,5	6%	253	22	44	63	22	44	66
12,0	5%	258	22	44	64	22	44	66
12,5	4%	260	22	44	65	22	44	66
13,0	3%	262	22	44	65	22	44	66
13,5	3%	263	22	44	66	22	44	66
14,0	2%	263	22	44	66	22	44	66
14,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,0	1%	263	22	44	66	22	44	66
15,5	1%	263	22	44	66	22	44	66
16,0	0%	264	22	44	66	22	44	66
16,5	0%	264	22	44	66	22	44	66
17,0	0%	264	22	44	66	22	44	66

).

Tabela 4 – Redução nos excedentes eólicos para planta de H2 de 22 MW (outubro).

	<i>Curtailment</i>	Potência H2	<i>Curtailment</i>
<b>01:00</b>	78	22	56
<b>02:00</b>	78	22	56
<b>03:00</b>	78	22	56
<b>04:00</b>	78	22	56
<b>05:00</b>	78	22	56



<b>06:00</b>	74	22	52
<b>07:00</b>	71	22	49
<b>08:00</b>	68	22	46
<b>09:00</b>	52	22	30
<b>10:00</b>	26	22	4
<b>11:00</b>	4	4	0
<b>12:00</b>	0	0	0

O resultado dos excedentes em termos de energia é apresentado na Tabela 5 para as três potências de eletrolisadores. Os percentuais são calculados em comparação ao potencial de geração eólica descrito anteriormente, no valor de 1.521.605 MWh. Esses valores foram usados na equação 2 para o cálculo da energia disponibilizada à rede.

**Tabela 5 - Corte de geração eólica para diferentes potências instaladas de eletrolisadores.**

<b>Potência eletrolisadores</b>	<b>Corte</b>
<b>0 MW</b>	161.290 MWh (10,6%)
<b>22MW</b>	91.296 MWh (6,0%)
<b>44MW</b>	41.083 MWh (2,7%)
<b>66MW</b>	10.651 MWh (0,7%)

Iniciando a análise de aspectos econômicos, foi considerado um cenário de comercialização em 50% no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e 50% no Ambiente de Contratação Livre (ACL) na venda da energia elétrica gerada em um horizonte de 32 anos, visto que contratos de longo prazo no mercado livre para fontes renováveis são uma tendência e vem aparecendo com frequência para viabilização de empreendimentos. O valor negociado no ACR foi definido com base no último leilão (nº 8/2021), em R\$160,36/MWh no A-5 para energia eólica. Para o ALC foram utilizados valores obtidos por uma comercializadora de energia consultada, com valores entre 231 e 144 R\$/m3 ao longo dos anos, dados obtidos em 2022.

A estrutura de custo da usina pode ser dividida em investimento (CAPEX) e custos de operação (O&M). Com base em IRENA (2020), estima-se o valor de implementação do complexo eólico em US\$1.449 por kW instalado (R\$6.520 para cotação de R\$5/US\$). Para potência instalada do parque de 310MW, o valor total do custo de implementação é de R\$2.021.355.000. Também foi considerado capital de giro equivalente aos custos fixos administrativos para 2 anos de operação, no valor de R\$7,3 milhões. Para os custos de operação e tarifas utilizou-se como referência o mesmo relatório da IRENA (2020), Custódio (2013) e dados do setor elétrico. A

Tabela 6 apresenta separadamente as despesas que variam conforme a receita da usina e os custos que são função da potência instalada.

**Tabela 6 – Despesas gerais e custo de O&M na geração eólica**

Despesas eólicas com base no faturamento.		O&M com base na potência instalada		
		Un (por MW)	Total	
Arrendamento terreno	1,50%	Administrativo	R\$ 10.400	R\$ 3.224.000
Seguros (civil e operacional)	0,70%	O&M	R\$ 12.682	R\$ 3.931.600
Taxa ONS/CCEE	0,07%	O&M Eólico		
TFSEE (ANEEL)	0,40%	Ano 1	R\$ 6.300	R\$ 1.953.000
TUST	5,00%	Ano 2	R\$ 8.700	R\$ 2.697.000
Total	7,67%	Ano 3	R\$ 23.800	R\$ 7.378.000
		Ano 4	R\$ 64.000	R\$ 19.840.000
		Ano 5 ao 9	R\$ 70.000	R\$ 21.700.000
		Ano 10 ao 14	R\$ 77.000	R\$ 23.870.000
		Ano 11 ao 15	R\$ 84.700	R\$ 26.257.000
		Ano 16 ao 20	R\$ 93.170	R\$ 28.882.700
		Ano 21 ao 25	R\$ 102.487	R\$ 31.770.970
		Ano 26 ao 30	R\$ 112.736	R\$ 34.948.067
		Ano 30 ao 32	R\$ 124.009	R\$ 38.442.874

Adicionalmente aos custos apresentados, há ainda o imposto de renda (IR) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), respectivamente nos valores de 15% e 9% sobre o lucro tributável, e a depreciação, considerada em 25 anos para os equipamentos. Além disso foi adicionado o custo de reinvestimento no parque para os últimos 10 anos de operação, no valor de 10% do investimento inicial dos aerogeradores. Na estrutura de capital, considerou-se o financiamento de 70% do investimento de implementação, com taxa de 7% e horizonte de 20 anos. A utilização dos recursos foi efetuada em quantidades iguais nos 3 primeiros anos do horizonte dos 35 anos analisados, sendo 3 de implementação e 32 de operação. Para análise de VPL, o custo de capital foi 12%, valor compatível em comparação às taxas de financiamento de longo prazo no País entre 2010 e 2022. Para correção monetária das receitas com energia elétrica e hidrogênio foi considerado IPCA de 5%, também compatível com o histórico do País entre 2010 e 2022.

Com base nos parâmetros descritos, foi calculada a taxa interna de retorno (TIR) de 15,45% para planta puramente eólica, onde a geração é totalmente direcionada para o SIN e não há planta de hidrogênio verde para atenuar os cortes na produção.

Segundo IEA (2019) e EPE (2021), o custo de CAPEX da planta de hidrogênio deve ficar na faixa de €500/kW a €2000/kW (US\$ 555/kW a US\$ 2222/kW) no horizonte de curto a longo prazo, incluindo o conjunto eletrolisadores e infraestrutura auxiliar, sendo que na atualidade o custo está mais próximo do limite superior de €2000/kW (US\$ 2222/kW). Custos de operação e manutenção são fornecidos com base em percentual do investimento de implementação (CAPEX), utilizado o valor anual de 2% mais 15% nos anos 12 e 24, referente a troca das pilhas de eletrólise (*stacks*).

Para cada aplicação de hidrogênio, exige-se logística e volumes de armazenagem específicos, que alteram sensivelmente o custo do hidrogênio resultante. O estudo não restringe um tipo de aplicação, mas sim o simples fornecimento de H<sub>2</sub> nas proximidades da planta de produção. Portanto utilizou-se o valor genérico de armazenagem equivalente a dois dias de produção em capacidade máxima. Com o objetivo de explorar o impacto do volume armazenado, um dos cenários foi selecionado para ampliação para 10 dias de armazenagem. No custo do investimento em armazenagem utilizou-se o valor apresentado por Dinh (2021), em €170 /kg (US\$189/kg).

Os resultados do custo de produção do hidrogênio na planta híbrida são apresentados no capítulo posterior de forma a resultar na mesma TIR do caso puramente eólico. A Tabela 7 resume os dados apresentados neste capítulo juntamente com a TIR que será usada como referência.

**Tabela 7 - Resumo dos parâmetros para cálculo do retorno financeiro**

<b>Potência instalada eólica</b>	<b>310 MW</b>
----------------------------------	---------------

Potencial de geração eólica	1.521.605 MWh
Fator de capacidade eólico	56%
Potência instalada planta hidrogênio	22 MW, 44 MW, 66 MW
Consumo energético eletrolisador	50 kW/kgH2
Consumo energético periféricos H2	3 kW/kgH2
Média ponderada preço eletricidade	R\$ 147,27
CAPEX eólico total	R\$ 2.021.355.000
CAPEX planta hidrogênio unitário	US\$555 - US\$2.222/kW
OPEX planta de hidrogênio	2% do CAPEX anualmente 15% do CAPEX a cada nos anos 12 e 24
CAPEX armazenamento hidrogênio unitário	US\$189/kgH2
Horizonte de análise	35 anos
Percentual financiamento	70%
Taxa financiamento	7%
IPCA	5%
TIR	15,45%
VPL	R\$ 256.511.382

### 3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com base nos parâmetros atuais de investimento e manutenção em energia eólica e nos preços de negociação de energia elétrica, calculou-se a taxa interna de retorno (TIR) de 15,45% para um projeto puramente eólico. A partir desse valor buscou-se o preço do hidrogênio resultante para que a TIR fosse mantida a mesma. A Tabela 8 apresenta a energia disponibilizada à rede elétrica e a quantidade de hidrogênio gerada em termos anuais, onde o impacto do porte dos eletrolisadores no *curtailment* pode ser notado.

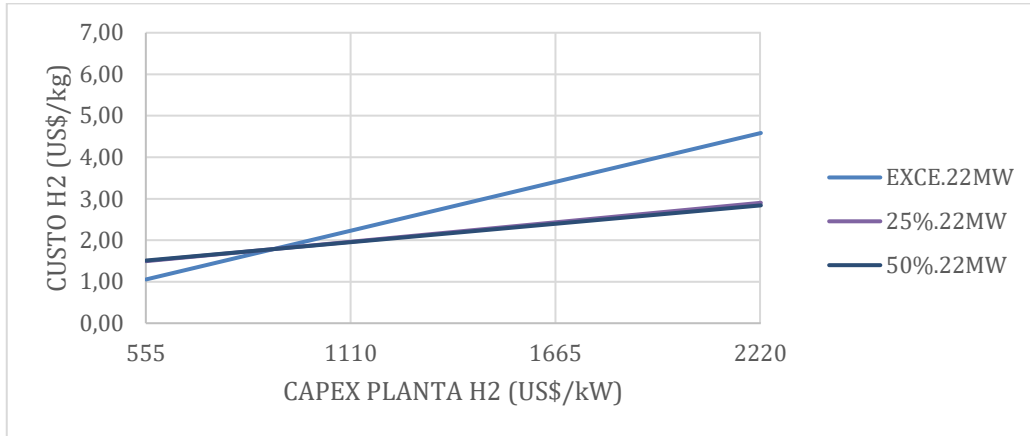
Tabela 8 – Geração elétrica para rede e produção de hidrogênio

Cenário	Energia rede (MWh)	Energia eletrolisadores (MWh)	Geração hidrogênio (kg)	Curtilment (MWh)
EXCE.22MW	1.360.669	69.108	1.304	91.296
EXCE.44MW	1.360.669	119.901	2.262	41.083
EXCE.66MW	1.360.669	150.049	2.831	10.651
25%.22MW	1.256.551	173.225	3.268	91.296
25%.44MW	1.176.664	303.906	5.734	41.083
25%.66MW	1.130.464	380.253	7.175	10.651
50%.22MW	1.246.371	183.405	3.460	91.296
50%.44MW	1.133.898	346.672	6.541	41.083
50%.66MW	1.022.567	488.150	9.210	10.651

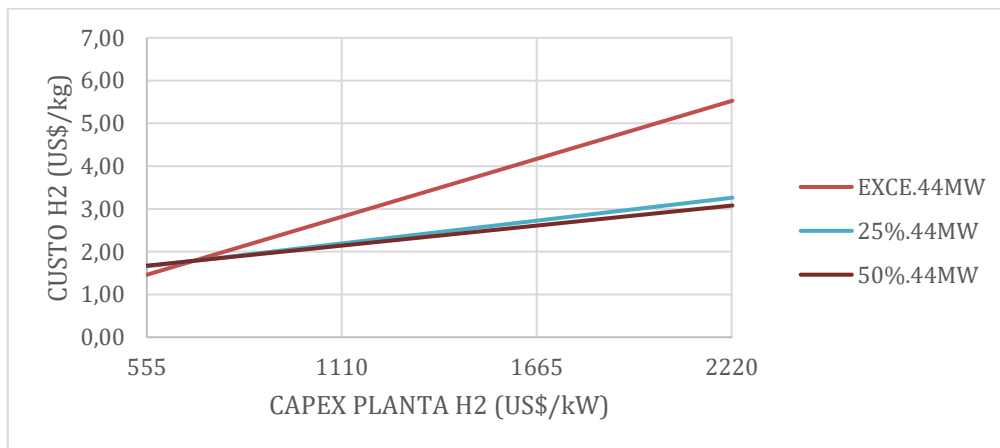
Naturalmente, o preço do hidrogênio é altamente impactado pelo investimento na planta de eletrolisadores, portanto o resultado será analisado com base nesse fator. Os cenários foram descritos anteriormente na

Tabela 2 e são apresentados nos gráficos a seguir.

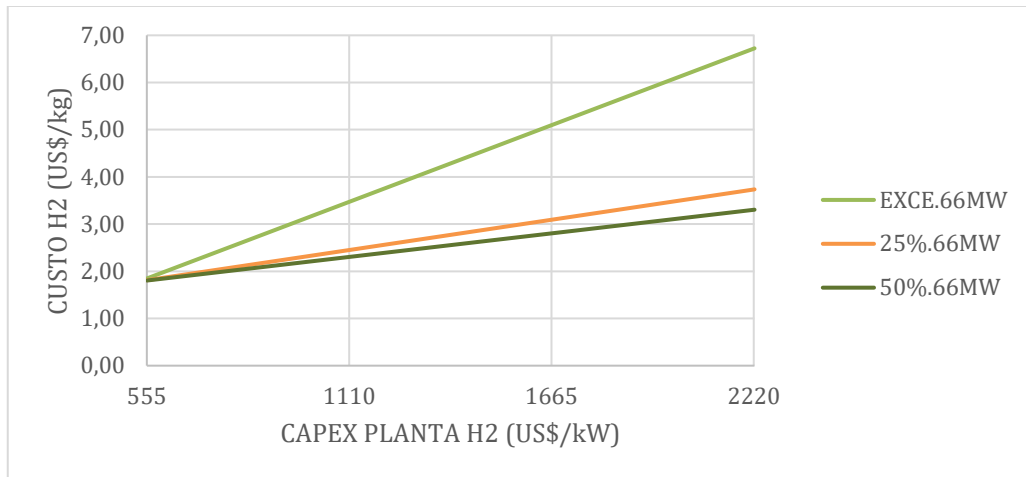
**Figura 4 – Custo de H2 – Comparação dos cenários de 22MW**



**Figura 5 – Custo de H2 – Comparação dos cenários de 44MW**



**Figura 6 – Custo de H2 – Comparação dos cenários de 66MW**

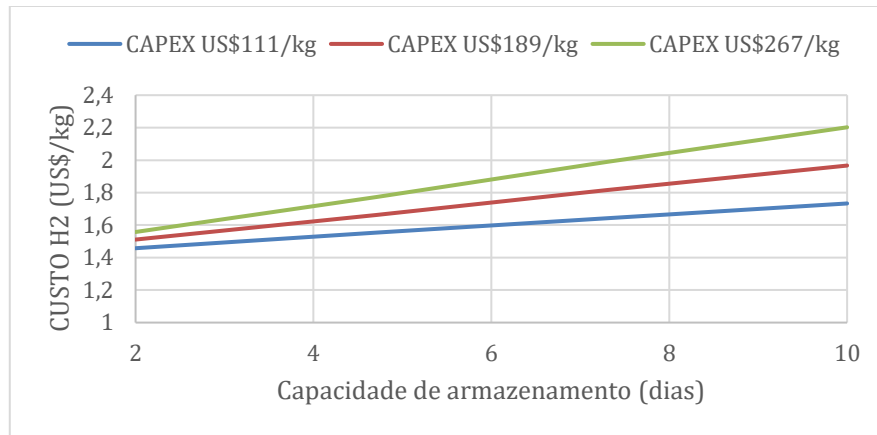


Inicialmente destaca-se a linearidade entre o custo do hidrogênio e o CAPEX dos eletrolisadores, divergindo a inclinação da reta entre os cenários. Em relação ao porte da planta de eletrolisadores, nota-se sempre o aumento no custo do hidrogênio ao ampliar a potência instalada. Entretanto fica claro que o aumento na preferência da produção de hidrogênio atenua esse efeito, tornando as curvas dos cenários de 50% mais próximas em comparação aos cenários de 25% e, principalmente, aos de excedente. O fato está associado ao fator de capacidade da planta, maiores para os cenários de 50%, mostrando que o seu aumento ocasiona menor custo de produção, conforme apresentado por IEA (2020).

Outro ponto de destaque é a inclinação das retas, que indica a sensibilidade no custo do hidrogênio de acordo com aumento no custo de investimento. Nos casos de somente excedentes, onde há menor fator de capacidade dos eletrolisadores, os maiores investimentos são pouco recompensados pelo volume de hidrogênio e, portanto, mais sensíveis ao CAPEX. Para as potências instaladas de 22MW e 44MW há um ponto de intersecção, onde geração a partir exclusivamente de excedentes se torna mais vantajosa em comparação às opções 25% e 50% nos patamares inferiores de CAPEX. Em relação à comparação de 25% com 50%, há um domínio da segunda opção, se mantendo mais vantajosa em termos de custo de hidrogênio em todos os casos, apesar da proximidade das retas.

Nos casos até aqui apresentados foram considerados 2 dias de plena produção de capacidade de armazenagem. Para análise de impacto da capacidade de armazenagem, selecionou-se o cenário de potência instalada de 22MW e 50% na preferência de produção (50%.22MW), elevando a capacidade de armazenagem de 2 até 10 dias, resultante em 60 toneladas até 300 toneladas. O gráfico também mostra o efeito do custo da armazenagem, avaliando para US\$100/kg, US\$189/kg e US\$267/kg. Novamente o custo do hidrogênio apresentado é o resultante para que a TIR se mantenha em 15,45% do caso referência de usina puramente de energia eólica para rede.

**Figura 7 – Custo de H2 de acordo com o porte do Sistema de armazenagem**



O impacto no custo do hidrogênio fica claro com o aumento no CAPEX de armazenagem, intensificado quando são considerados mais dias de armazenagem. Entre o maior (10 dias com US\$267/kg) e o menor (2 dias US\$100/kg) caso, verifica-se um aumento de US\$1,45/kg para US\$2,20/kg no custo do hidrogênio, de pouco mais de 50%. Ao se comparar 2 dias com 10 dias para US\$189/kg, considerado o custo padrão no trabalho, o aumento é de 30%, passando de US\$1,51/kg para US\$1,97/kg.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados possuem coerência em comparação aos números identificados nas referências. Por exemplo na nota técnica Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira de Hidrogênio (EPE, 2021) é apresentada a faixa de US\$3/kg e US\$7,5/kg, valor alinhado a faixa entre US\$2,84/kg e US\$6,72/kg que foi calculada no trabalho para o limite superior de CAPEX (US\$2222/kW), considerado mais próximo da realidade atual. Foram utilizados valores de 2021 e 2022 de energia elétrica, ponderado por parcelas iguais de comercialização no ACL e ACR, alterações no cenário de energia elétrica vão impactar os resultados, uma vez que a energia eólica gerada está competindo entre comercialização no SIN e geração de hidrogênio. Em resumo, um cenário onde a energia elétrica esteja mais cara resulta em uma TIR puramente eólica mais elevada, forçando para cima o custo do hidrogênio para que a receita e a TIR sejam preservadas.

Para a realidade atual de elevado CAPEX das plantas de geração de hidrogênio, as estratégias de produção que se destacam são as de maior fator de capacidade, já que o elevado custo exige maior retorno financeiro do volume de hidrogênio comercializado. A estratégia de buscar maior fator de capacidade ainda possui o benefício de atenuar o incremento do custo de H<sub>2</sub> ao ampliar a capacidade da planta. IEA (2020) apresenta o fator de capacidade como parâmetro determinante ao comparar o custo nivelado de hidrogênio em diferentes níveis de CAPEX, portanto o sistema se torna mais sensível ao custo de investimento à medida que se aumenta a ociosidade. Com isso, a disponibilidade de eletricidade a baixo custo associada a operação predominante dos eletrolisadores em elevadas horas de plena carga é, juntamente com a redução no CAPEX, essencial para a produção de hidrogênio verde de baixo custo.

Por outro lado, a estratégia de gerar hidrogênio exclusivamente para aproveitamento de excedentes eólicos mostra-se pouco competitiva para os custos atuais de CAPEX, havendo necessidade de grandes quedas nos mesmos para tornar-se atrativa. Vale ressaltar que os eletrolisadores PEM são responsáveis por aproximadamente 60% do custo de CAPEX em uma planta completa de geração de hidrogênio. O restante da infraestrutura, responsável por 40% do CAPEX, é composta por tecnologias mais maduras e menos passíveis de redução drástica de custo. É necessário considerar esse fator atenuante ao avaliar a capacidade potencial de redução no custo nivelado de hidrogênio.

Dado os elevados custos de armazenagem do hidrogênio e a dificuldade de transporte devido à sua baixa densidade, deve-se selecionar locais em que dois requisitos sejam atendidos: fácil destinação do hidrogênio e dificuldade de expansão em transmissão elétrica. Já foi destacada a flexibilidade de aplicação do hidrogênio, englobando produção de amônia como um vetor de transporte do hidrogênio verde, reeletrificação, ou *power-to-power*, para o Sistema Interligado Nacional (SIN), mistura com gás natural e utilização direta para mobilidade. Com o resultado obtido, cabe o complemento que a flexibilidade se estende ao tamanho da planta, de médio porte no presente estudo, visto que os equipamentos são modulares e que nos patamares de preços de energia de 2021 e 2022 já se obteve preços de hidrogênio verde atrativos.

A utilização de hidrogênio vem constantemente sendo apresentada como pilar central na descarbonização de médio a longo prazo. Alternativas que iniciem a sua utilização de larga escala mantendo a rentabilidade dos projetos em energia elétrica são importantes para o posicionamento do Brasil em um mercado com elevada penetração global, alinhando ações com as diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio. A exemplo do que aconteceu na energia eólica, programas de incentivo público são fundamentais para que as cadeias de produção sejam estabelecidas. Com isso os custos de investimento tendem a cair e o hidrogênio se tornar mais competitivo, criando um ciclo na direção de maturidade de cadeias de suprimento e mercado.

## REFERÊNCIAS

BALAT, M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. **International Journal of Hydrogen Energy**, Trabzon, v. 33, n. 15, p. 4013-4029, 2008.

BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., & al, e. (2014). Development of Water Electrolysis in the European Union. Disponível em: <<https://www.fch.europa.eu/page/who-we-are>> Acesso em: 16 jun. 2022.

CUSTÓDIO, R. Energia eólica Para Produção de Energia Elétrica 2 ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

DINH, V. N., LEAHY, P., et al. Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. **International Journal of Hydrogen Energy**, Cork, v. 46, n. 48, p. 24620-24631, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Bases para consolidação da Estratégia Brasileira de Hidrogênio. Rio de Janeiro, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Rio de Janeiro, 2022.

GLENK, G., REICHELSTEIN, S. Economics of converting renewable power to hydrogen. **Nat Energy**, v. 4, p.216-222, 2019.

HARRISON, K. (s.d.). Wind-to-Hydrogen Project. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/hydrogen/wind-to-hydrogen.html>> Acesso em: 16 jun. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). The future of Hydrogen. Paris, 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Renewable Energy Statistics 2020. Abu Dhabi, 2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Power Generation Costs 2020. Abu Dhabi, 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Programa Nacional do Hidrogênio, 2021.

MORAIS, Rafael Cancellia. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Análise do impacto da expansão de novas renováveis variáveis no custo de geração de energia elétrica no Brasil, 2021.

MAGALHÃES, Rafael de Moraes. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Escola Politécnica. Produção de hidrogênio renovável via eletrólise a partir de excedentes de energia eólica, 2021.

PINHO, Lucas. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Avaliação da Produção de Hidrogênio a Partir de Excedentes de Energia Eólica Utilizando Algoritmos Evolucionários Multiobjetivos, 2017.

ROBINIUS, M. et al. Comparative analysis of infrastructures: Hydrogen fueling and electricity charging of vehicles. **Energy and Environment**, v. 408, 2018.

URSUA, A., GANDIA, L. M., & SANCHIS, P. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. 2, p. 410-426, 2012.