

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

Alex de Sousa Matias
Flávio Braga de Camargo
Lucas Daniel Andrade Soares

ESTUDO DO ARRANJO COMERCIAL E TÉCNICO PARA IMPLEMENTAR UMA
USINA DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

SÃO PAULO
2022

Alex de Sousa Matias
Flávio Braga de Camargo
Lucas Daniel Andrade Soares

**ESTUDO DO ARRANJO COMERCIAL E TÉCNICO PARA IMPLEMENTAR UMA
USINA DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes

SÃO PAULO

2022

RESUMO

O hidrogênio verde é produzido pela eletrólise da água utilizando fontes energéticas renováveis (como eólica e solar), suas principais aplicações são na indústria química para fabricação de fertilizantes e em refinarias para tratar derivados do petróleo. O objetivo central deste trabalho é analisar os desafios técnicos e comerciais relacionados à sua produção e indicar quais os melhores caminhos para a implementação de uma usina de hidrogênio verde no Brasil. Propõe-se, assim, analisar relatórios e livros técnicos, pesquisar projetos de usinas a serem implementadas no país nos próximos anos e propor um modelo de usina com base nas informações reunidas no qual serão calculados indicadores de viabilidade econômica. Como resultado, os indicadores apontam que é viável, com certa margem, fabricar hidrogênio verde no Brasil, o que contribui para o cumprimento do Acordo de Paris em que o Brasil se comprometeu a aumentar o uso de fontes renováveis e utilizar tecnologias limpas nas indústrias.

Palavras-chave: hidrogênio verde, eólica, solar, indicadores de viabilidade econômica.

ABSTRACT

Green hydrogen is produced by the electrolysis of water using renewable energy sources (such as wind and solar), its main applications are in the chemical industry for the manufacture of fertilizers and in refineries to treat petroleum derivatives. The central objective of this work is to analyze the technical and commercial challenges related to its production and indicate the best ways to implement a green hydrogen plant in Brazil. It is proposed, therefore, to analyze reports and technical books, to research power plant projects to be implemented in the country in the coming years and to propose a plant model based on the information gathered in which economic viability indicators will be calculated. As a result, the indicators indicate that it is feasible, with a certain margin, to manufacture green hydrogen in Brazil, which contributes to compliance with the Paris Agreement in which Brazil committed to increasing the use of renewable sources and using clean technologies in industries.

Key-words: green hydrogen, solar power, wind power, economic viability indicators.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
1.1. Descrição do problema	7
1.2. Objetivo	8
2. APRESENTAÇÃO DOS TIPOS DE HIDROGÊNIO E COMPARAÇÃO	8
3. APLICAÇÕES MERCADO ATUAL	11
3.1. Visão Geral	11
3.2. Química	12
3.3. Refinarias	13
4. POSSÍVEIS APLICAÇÕES FUTURAS	15
4.1. Metas globais	15
4.2. Transporte	16
4.3. Indústria	18
4.3.1. Visão geral	18
4.3.2. Química	18
4.3.3. Ferro e Aço	19
4.4. Energia elétrica	20
5. INFRAESTRUTURA DO HIDROGÊNIO	20
5.1. Transporte de hidrogênio	21
5.1.1. Transporte de hidrogênio gasoso	21
5.1.2. Transporte de hidrogênio líquido	23
5.1.3. Transporte de hidrogênio como compostos intermediários	23
5.2. Armazenamento de hidrogênio	24
5.2.1. Armazenamento de hidrogênio gasoso	24
5.2.2. Armazenamento de hidrogênio líquido	24
5.2.3. Armazenamento de hidrogênio como compostos intermediários	25
6. ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS	25
7. ESTUDO DE CASO	28

7.1. Eletrolisador	28
7.1.1. Eletrolisador escolhido	30
7.2. Compra de energia por PPA no ACL	32
7.2.1 Primeiro Caso - Geração de energia elétrica por autoprodução com parte comprada do ACL	34
7.2.1.1. Escolha de região de produção de energia	34
7.2.1.2. Análise de recursos	35
7.2.1.3. Dados de velocidade de vento	35
7.2.1.4. Dados de radiação solar	37
7.2.2. Modelos de Turbina e painel solar	39
7.2.2.1. Escolha das turbinas	39
7.2.2.2. Escolha do Painel solar	39
7.2.3. Estimativa de potência gerada	40
7.2.2 Segundo Caso - Compra totalmente do ACL	41
8. ANÁLISE ECONÔMICA	42
8.1 Investimentos na produção e transporte de Hidrogênio verde	42
8.1.1 Estimação de investimento no eletrolisador	42
8.1.2 Estimação de manutenção do eletrolisador	42
8.1.3 Estimação dos custos de consumo de água	42
8.1.4 Estimação de custos de transporte	43
8.2. Primeiro caso - Geração de energia elétrica por autoprodução com parte comprada do ACL	44
8.2.1. Estimação de investimento do parque híbrido	44
8.2.2. Estimação de custos de manutenção do parque híbrido	45
8.2.3. Contrato por PPA nas horas sem produção de energia	45
8.3. Segundo caso - Contrato por PPA durante todo o período	46
8.4. Indicadores de viabilidade econômica	47
8.5. Cálculo dos indicadores	48
8.6. Análise dos resultados para diferentes cenários	52
8.7. Comparação entre os dois modelos	55

9. CONCLUSÃO	56
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas têm apresentado um problema político social e econômico cada vez maior. E como resposta, empresas privadas, órgãos públicos e indivíduos têm proposto possíveis soluções para a mudança na cadeia de produção em busca de uma matriz energética mais limpa. Nesse contexto, o hidrogênio é um reagente muito importante para a indústria química e de metalurgia, assim como um grande vetor energético. Que se for produzido de uma fonte energética sustentável, como eólica, biomassa ou solar, sem gerar gases de efeito estufa é classificado como H2V (hidrogênio verde). Ele já é muito usado na produção de amônia, na indústria de metalurgia, no refino de petróleo e na produção de metanol [28], porém o H2 usado nessa indústria tem alto teor de CO2, fugindo da proposta de produção renovável. Sendo apenas 1% da produção atual de H2 [1], o H2V tem muito potencial para tomar grande parte do mercado já existente de H2 não limpo (conhecido como hidrogênio cinza), que ocupa 70% da produção mundial de H2 [1]. Como vetor energético, uma de suas aplicações atuais é na combustão (como em foguetes) ou uso para gerar eletricidade como em carros elétricos, isso devido a sua alta densidade energética (por unidade de massa), o que o torna um ótimo candidato para ser usado em transporte pesado como aviões, navios, ônibus e caminhões. Os primeiros experimentos de produção de hidrogênio remontam ao século XVIII. Já houve duas tentativas de implementação do H2 como vetor energético, substituindo a gasolina. Na década de 1970 e início dos 1980, assim como no governo Bush. Ambas não impulsionaram a economia de hidrogênio[39]. Mas apesar dos insucessos, devido a fatores como sua enorme versatilidade, a expansão de matrizes energéticas limpas e ao panorama de urgência climática, ele tem um grande potencial como vetor energético limpo e várias aplicações na indústria. Porém ainda existem diversos desafios a serem analisados e superados, como transporte, armazenamento, infraestrutura, falta de mercado e incentivos de políticas públicas.

1.1. Descrição do problema

O H2V vem sendo cotado como matéria prima para diversos setores, como industrial, químico e metalúrgico, além de possível vetor energético. Mas existem diversos desafios para sua implementação, como o seu armazenamento e transporte devido a baixas temperaturas e grandes pressões [31], além de outros fatores como mercado interno e externo pouco desenvolvido. Porém, muito tem sido feito nessa área, principalmente com a atuação da

UE [30] e muitas empresas, mostrando grande potencial e desafios a serem vencidos para o mercado de H2V no Brasil.

1.2. Objetivo

Para compreender se o H2V é viável para produção nacional, primeiro irá-se compreender o que ele é e como é classificado com a paleta de cores. Em seguida quais mercados atualmente têm demanda desse produto, quais os participantes dessa indústria atualmente no Brasil e quem faz parte dessa indústria. Quais são os fatores da infraestrutura de hidrogênio, os impactos ambientais relacionados à produção. E por último e mais importante, analisar os ganhos financeiros com a produção para utilização no mercado doméstico, de forma a analisar os incentivos para o investimento nessa tecnologia [4].

2. APRESENTAÇÃO DOS TIPOS DE HIDROGÊNIO E COMPARAÇÃO

O hidrogênio como combustível pode ser identificado por “cores”, é comum se referir à soma dessas cores como o arco-íris do hidrogênio, neste tópico iremos discutir nove exemplos. As “cores”, na verdade, representam a classificação conforme a fonte de energia e processo usado para produzir o hidrogênio combustível. Do ponto de vista molecular e da aplicação, não há diferença entre as “cores” do hidrogênio, podendo ser utilizados de maneira idêntica. Entre as possíveis classificações [6], temos:

- Hidrogênio verde

O hidrogênio verde é aquele feito a partir da eletrólise, porém a energia inicial para a realização deste processo precisa vir de fontes renováveis para que o combustível se enquadre nesta categoria. Assim, sua produção se dá sem a emissão de carbono. É por isso que especialistas veem este tipo de combustível como potencial solução para atender a dois requisitos centrais do Acordo de Paris: segurança energética e redução de emissões de gases de efeito estufa [3].

- Hidrogênio amarelo

O hidrogênio amarelo também é proveniente de eletrolisadores, mas sua fonte

de energia é a eletricidade que vem da rede, composta por todas as fontes disponíveis. Portanto, esse método tem um impacto ambiental que varia de acordo com a matriz da rede em que se encontra, além do fato de que é um pouco menos eficiente já que a energia precisa ser transportada de outra região.

- **Hidrogênio rosa**

O hidrogênio rosa é feito a partir da eletrólise, assim como o verde e o amarelo, porém tem como fonte de energia para o processo a energia nuclear. Entre os impactos ambientais da energia nuclear podemos destacar: geração de resíduos nucleares, risco de acidentes e matéria prima não renovável (urânio).

- **Hidrogênio cinza**

O hidrogênio cinza é produzido a partir do gás natural num processo conhecido como reforma a vapor (*Steam Methane Reforming*, em inglês) que consiste na reação de hidrocarbonetos com água. Esse processo emite uma grande quantidade de dióxido de carbono e atualmente corresponde a maior fatia de hidrogênio produzido no mundo.

- **Hidrogênio Azul**

O hidrogênio azul é produzido da mesma forma que o cinza, porém conta com a captura e armazenamento do dióxido de carbono emitido durante o processo (*CCS - Carbon Capture and Storage*), desta forma o impacto ambiental é reduzido significativamente. Porém sua fonte de energia é um combustível fóssil não renovável, o gás natural, portanto não se enquadra em um tipo de energia limpa [7].

- **Hidrogênio preto**

O hidrogênio preto é produto da gaseificação de carvão mineral, esse processo emite grandes quantidades de gases de efeito estufa, sendo altamente poluente para o ambiente.

- **Hidrogênio marrom**

O hidrogênio marrom é produzido da mesma forma que o preto, porém conta

com a captura e armazenamento do dióxido de carbono emitido durante o processo, desta forma o impacto ambiental é reduzido significativamente.

- Hidrogênio turquesa

O hidrogênio turquesa é produzido pela separação térmica do metano do gás natural usando o próprio como fonte de energia, esse processo é conhecido como pirólise do gás natural. A emissão de gás carbônico é alta, portanto esse processo é prejudicial para o ambiente.

- Hidrogênio branco

O hidrogênio branco não é produzido, e sim extraído de depósitos subterrâneos. É um processo pouco comum até porque é inodoro e incolor, sendo por isso difícil de encontrar esses depósitos. Atualmente não existem técnicas eficientes e economicamente viáveis para realizar a extração.

Na figura abaixo temos um resumo do arco-íris do hidrogênio:

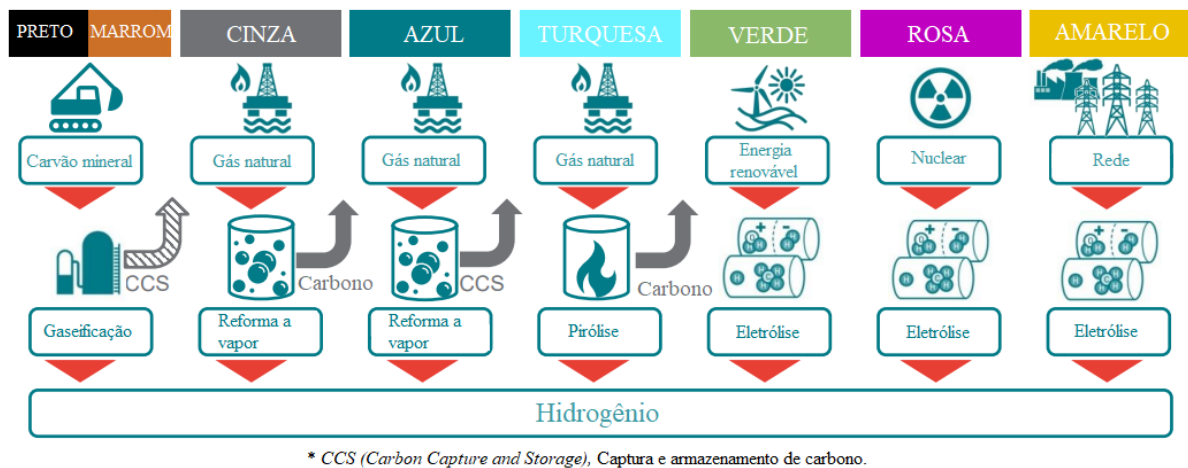


Figura 1 - Arco-íris do hidrogênio.

Fonte: Editado de Frontier Economics [8].

Temos assim, diversos exemplos de produção de hidrogênio, que variam tanto em fonte de energia quanto em processo de produção. Atualmente a maior parte do hidrogênio produzido mundialmente é o cinza e o preto [5]. O foco deste trabalho será o hidrogênio verde, que é considerado o mais limpo de todos, pois utiliza fonte de energia renovável e não emite gases

de efeito estufa. Após a produção do hidrogênio serão enfrentados desafios relacionados ao seu armazenamento e transporte, como veremos em outro tópico mais adiante.

3. APLICAÇÕES MERCADO ATUAL

3.1. Visão Geral

O mercado atual de hidrogênio já é grande como pode ser visto na figura 2, com destaque para China, Japão, Alemanha e Estados Unidos. E o Brasil atualmente tem uma posição tímida no mercado, como pode ser visto na figura 3, com principais parceiros de importação sendo Reino Unido, Estados Unidos e Japão. Vale destacar que 99% do mercado é de hidrogênio cinza [1]. E que já existem iniciativas fortes internacionais no Brasil para H2V, tais como a H2V Brasil da AHK em parceria com a Alemanha.

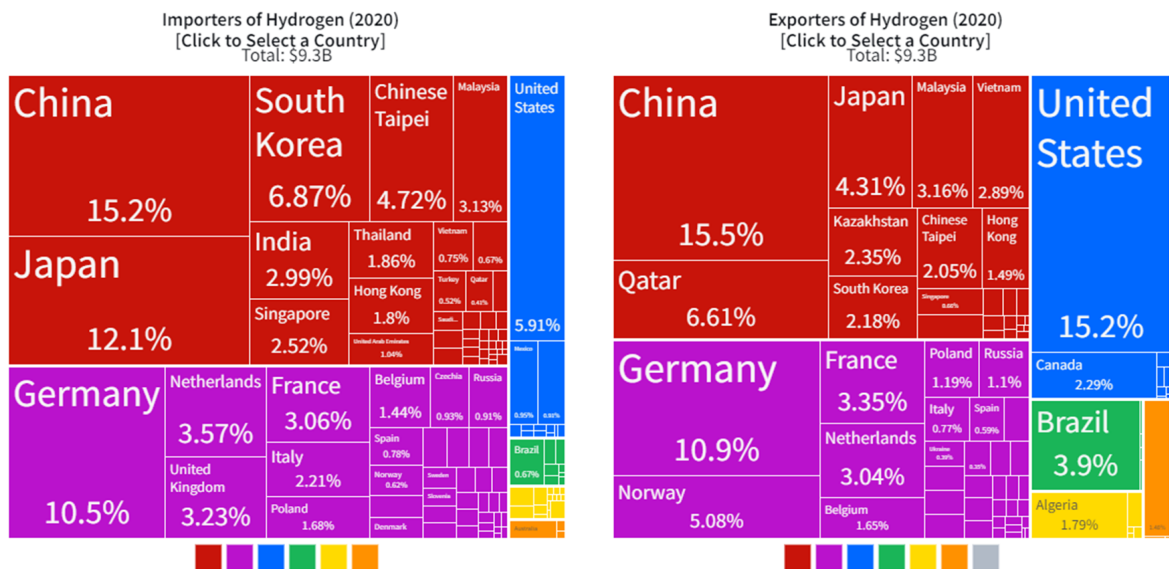


Figura 2 - Mercado de exportação e importação de hidrogênio.

Fonte: The Observatory of Economic Complexity [2].

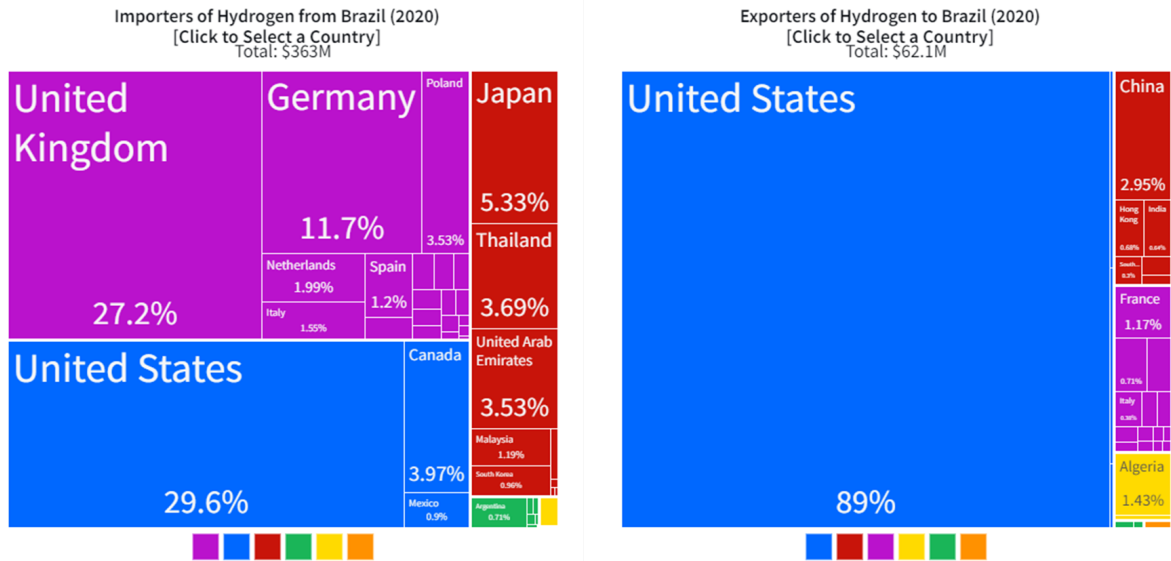
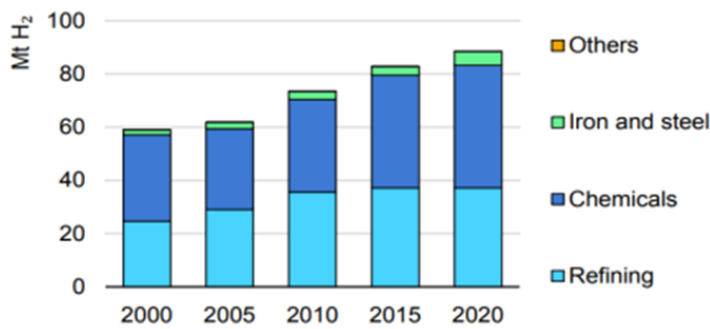


Figura 3 - Mercado de exportação e importação de hidrogênio brasileiro.

Fonte: The Observatory of Economic Complexity [2].



Fonte: IEA (2021).

Figura 4 - Demanda de hidrogênio de 2000 a 2020.

Fonte: IEA [20].

Como pode se observar na figura 4, as duas principais áreas em que se usam hidrogênio atualmente são a química e a de refinamento, e um destaque considerável para a produção de ferro e aço. Esse último inclusive tem um forte potencial para mercado futuro, o que será analisado no próximo tópico.

3.2. Química

Na indústria química, a principal utilização do hidrogênio encontra-se na produção de amônia e metanol, chegando a 46 Mt de H₂ em 2020 [20]. Com destaque especial para a produção de amônia, usada em peso em fertilizantes, com uso de 31 Mt em 2019 [11].

Até hoje, o Brasil teve apenas 4 fábricas de produção de amônia em solo nacional. Mas nos últimos anos essas fábricas foram vendidas e agora 2 delas pertencem à Unigel, uma na Bahia e outra no Sergipe [12]. Essas duas fábricas estão em funcionamento. Essa inclusive já tem projetos de hidrogênio verde em andamento, como será abordado no tópico 7 .

3.3. Refinarias

O hidrogênio é muito utilizado em refinarias para tratamento dos derivados de petróleo, em unidades de hidrotratamento. Ele reage com os hidrocarbonetos para adequar o petróleo às especificações necessárias. Principalmente no que diz respeito ao teor de contaminantes [13].

Assim como no item anterior, é bom ressaltar as refinarias do país, setor na qual a Petrobrás é predominante, a seguir a tabela de refinarias:

RANK	Nome	Localização	Grupo	Capacidade (mil bpd)
1	REPLAN Paulínia	Paulínia	Petrobras	415
2	RLAM	São Francisco do Conde	Petrobras	280
3	REVAP	São José dos Campos	Petrobras	251,5
4	REDUC	Duque de Caxias	Petrobras	24
5	Rnest	PE	Petrobras	230
6	REPAR	Araucária	Petrobras	220

7	REFAP	Canoas	Petrobras	201
8	RPBC	Cubatão	Petrobras	170
9	REGAP	Betim	Petrobras	151
10	Lubnor	Fortaleza	Petrobras	82
11	RECAP	Mauá	Petrobras	53,5
12	REMAN	Manaus	Petrobras	46
13	RPCC	Guamaré	Petrobras	35
14	Refinaria Ipiranga	Pelotas	Refinaria Riograndense	17
15	Refinaria Manguinhos	Rio de Janeiro	Grupo Peixoto de Castro and Repsol YPF	13,8
16	SSOil Energy	SP	SSOil	12,5
17	Univen	Itupeva	Univen Petroleo	6,9
18	DAX Oil	Camaçari	Dax-Oil	2,1

Tabela 1 - Refinarias do Brasil

Fonte: Diversas fontes, principalmente o site da petrobras [14].

Pode haver um aumento considerável de interesse na produção de H2V por essas

refinarias numa forma das petrolíferas, como a Petrobras, obterem créditos de carbono. A localização das refinarias pode ser vista na figura abaixo.



Figura 5 - Mapeamento das refinarias.

Fonte: mapas do bing.com.

4. POSSÍVEIS APLICAÇÕES FUTURAS

4.1. Metas globais

De acordo com o relatório *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*,

lançado pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), a temperatura da superfície da Terra já aumentou cerca de 1.1 °C em comparação à era pré-industrial [20]. Ainda segundo o relatório, as medidas e metas até então adotadas ao redor do mundo para conter o aquecimento global não são suficientes para conter um aquecimento da superfície terrestre de 1.5 °C, frisando a importância de se buscar a meta de zero emissão de gases do efeito estufa. Nesse sentido surge a *Net Zero Emissions by 2050* (NZE), um cenário normativo estabelecido pela *International Energy Agency* (IEA) que delimita um caminho alcançável para a redução completa da emissão de CO₂ nos setores energético e industrial [15]. Em termos de diretivas, pode ser citado também o *Announced Pledged Scenario* (APS), que

pressupõe que todos os compromissos e metas firmados pelos governos ao redor do mundo para redução da emissão de CO₂ até 2050 sejam integralmente cumpridos[16]. O gráfico abaixo mostra o comparativo entre as demandas de hidrogênio projetadas para os dois cenários:

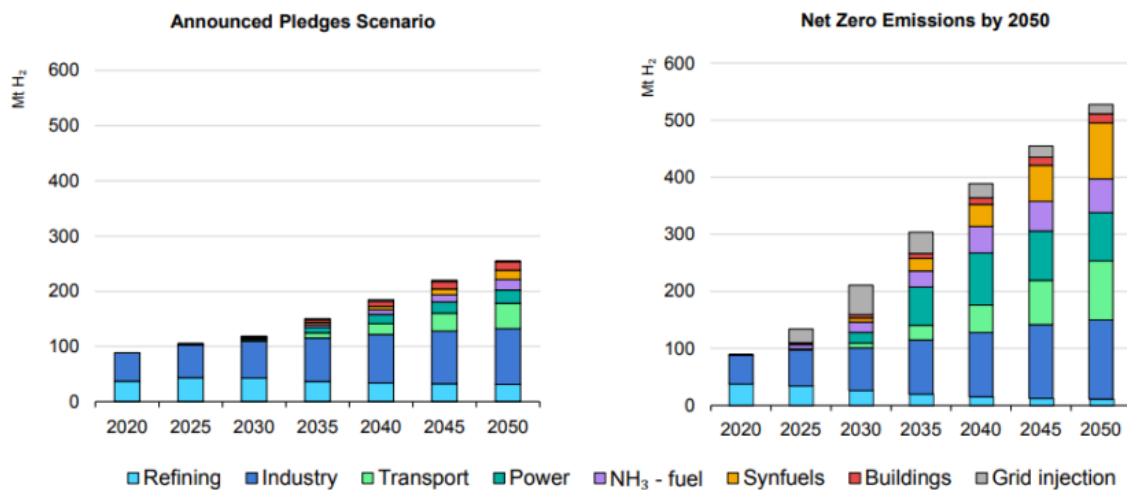


Figura 6 - Comparação da demanda projetada de H₂ entre APS e NZE.

Fonte: Global Hydrogen Review 2021 IEA [20].

O gráfico acima evidencia a diferença entre as metas anunciadas pelos governos (APS) e a meta NZE, o que demonstra a necessidade de investimentos em novas utilizações de hidrogênio verde para que uma redução mais acentuada na emissão de CO₂ seja atingida a nível mundial, já que o gráfico de demandas no cenário NZE leva em consideração tecnologias em desenvolvimento ou em fase de protótipo para a redução de emissões. Nota-se também a crescente importância dos setores de transporte e energia no uso do H₂, além da constante importância do setor industrial. Assim sendo, dentre os diversos potenciais usos do hidrogênio, este relatório dará ênfase a essas três áreas.

4.2. Transporte

Atualmente, o setor de transporte é responsável por cerca de 23% das emissões de CO₂ a nível global [17]. Uma das aplicações mais promissoras do hidrogênio é a utilização dos *Fuel Cell Electric Vehicles* (Veículos Elétricos a Célula Combustível, FCEV). Uma célula combustível é um dispositivo semelhante a uma pilha, que gera eletricidade a partir de uma reação eletroquímica. No caso da célula de hidrogênio, a molécula de hidrogênio entra pelo anodo, se dividindo em dois íons H⁺ e dois elétrons, os íons atravessam uma membrana para

reagir com o oxigênio que entra pelo cátodo, enquanto os elétrons passam por um circuito externo, fornecendo energia elétrica. O único subproduto é a água formada no cátodo. Os veículos FCEV's possuem vantagens sobre os carros puramente elétricos, como o baixo tempo de abastecimento (semelhante aos veículos a combustíveis fósseis), maior autonomia e menor peso [17]. Essas características possibilitam a utilização de células de combustível a hidrogênio em veículos maiores, como ônibus e caminhões. Em 2020 haviam cerca de 34804 FCEV's em operação no mundo, entre eles ônibus e caminhões [17]. Ainda em 2020 haviam 540 *Hydrogen Refueling Stations* (Estação de Reabastecimento de Hidrogênio, HRS) em operação ao redor do mundo [16].

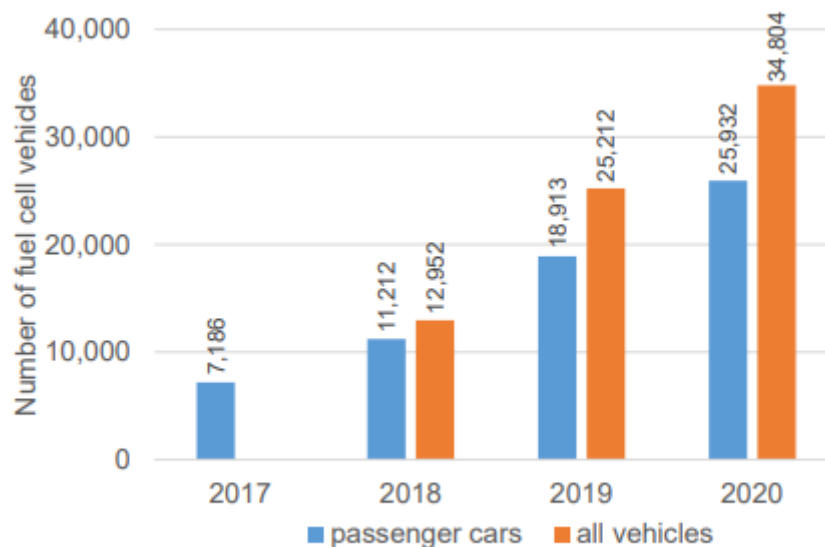


Figura 7 - Número de FCEV's no mundo.

Fonte: Observatório de Hidrogênio número 2, Gesel, 2021.

No campo da aviação pode ser citado a iniciativa ZEROe, da empresa europeia Airbus, que visa desenvolver o primeiro avião comercial com zero emissão de CO₂ até 2035. Para isso, a empresa está desenvolvendo projetos de aviões que carregam hidrogênio líquido para servir de combustível para os motores, juntamente com células de hidrogênio combustível para os sistemas elétricos das aeronaves [18]. Outra área promissora para o uso cada vez maior do hidrogênio como combustível é a de aviões não tripulados (drones), principalmente para uso militar. Um dos exemplos é o *Phantom Eye*, um drone fabricado pela Boeing e alimentado por hidrogênio líquido [19].

4.3. Indústria

4.3.1. Visão geral

O setor industrial é responsável por cerca de 38% da demanda final total de energia no mundo e por cerca de 26% de emissões de gás CO₂ [20]. Aproximadamente 6% da energia total utilizada pela indústria é utilizada na geração de H₂, que serve, entre outras coisas, como matéria prima de produtos químicos e na redução de ferro para geração de aço [20].

A demanda anual de hidrogênio da indústria foi de 51 Mt em 2020, que deverá subir para 65 Mt até 2030 segundo as expectativas projetadas no cenário APS, chegando a dobrar em 2050, ainda segundo essa projeção [20]. Os projetos que visam a utilização do hidrogênio para a descarbonização do setor industrial estão majoritariamente pautados na produção e utilização de H₂ proveniente de eletrólise (H₂V) ou no uso de combustíveis fósseis juntamente com os CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*). Os CCUS consistem na captura do gás carbônico para a criação de produtos químicos industriais, como amônia e metanol [26].

O cenário NZE apresenta uma estimativa de consumo três vezes maior de H₂V e cerca de cinco vezes maior de CCUS em relação ao cenário APS para o setor industrial [20]. Isso evidencia a importância desse setor para o alcance das metas de descarbonização.

4.3.2. Química

O setor industrial, no que diz respeito à utilização de hidrogênio, conta com dois subsetores importantes: a indústria química e a produção de aço. Com a maior fatia do mercado atual, a indústria química usa o hidrogênio como reagente para fabricação de compostos importantes, como o metanol e a amônia. Como os métodos atuais de produção de ambos os produtos já são baseados na utilização do hidrogênio, o principal desafio da indústria química é focar a utilização do H₂V sobre outros tipos de hidrogênio. É importante ressaltar que este ano (2022) houve a crise com a guerra entre a Ucrânia e a Rússia, que teve dois impactos importantes para esse tema. O primeiro é o incentivo que a União Europeia e principalmente a Alemanha tiveram para serem mais independentes energeticamente da Rússia e segundo é que a Rússia como grande exportadora de fertilizantes, deixou um mercado considerável a ser atendido, o que também impacta no uso de hidrogênio para fabricação de amônia. Projetos para o uso de H₂V na produção de amônia estão em andamento, com potencial de geração de 30 a 140 mil toneladas por ano [20]. Dentre eles,

podem ser citados o projeto das empresas espanholas Iberdrola e Fertiberia, com investimento de 1.8 bilhões de euros até 2027 [21] e um estudo de viabilidade da implementação de uma usina de larga escala para produção de H₂V e amônia usando energia renovável na Tasmânia [22]. Já no campo da produção de metanol, podem ser citados o projeto MefCO₂ [24], que teve como objetivo demonstrar a viabilidade econômica da captura de CO₂ para a geração de metanol. A planta piloto construída em 2019 é capaz de produzir uma tonelada de metanol e capturar mais de 1.5 toneladas de CO₂ por dia. Analogamente, na Dinamarca, pode ser citado o projeto Power2Met [25], com a mesma finalidade.

4.3.3. *Ferro e Aço*

O setor de ferro e aço é responsável por aproximadamente 10% da demanda de H₂ na indústria [20]. De acordo com a previsão do cenário APS, essa demanda dobrará até 2030, já o cenário NZE prevê aumento de cinco vezes [20]. O hidrogênio é usado na redução do ferro para a produção de aço. Em 2018, para cada tonelada de aço produzido foram emitidas 1.85 toneladas de CO₂ [26]. A produção de aço pode ser feita por dois processos: por meio de alto forno ou por forno elétrico a arco. No primeiro caso, o minério de ferro é aquecido com carvão, que serve tanto como fonte de calor como redutor do ferro, se ligando ao oxigênio para formar gás carbônico, deixando livre o ferro [27]. Já no segundo caso, o ferro é aquecido por meio de uma corrente elétrica, depois é utilizado algum gás redutor, geralmente gás natural.

Uma forma de se utilizar o hidrogênio para a descarbonização da produção de aço é sua utilização como combustível para o aquecimento do minério de ferro até o derretimento (aproximadamente 1500 °C) nos altos fornos. Essa medida tem potencial de redução de 20% das emissões de gás carbônico, já que o carvão ainda seria necessário para a redução do ferro nos fornos [26]. Uma outra proposta seria utilizar o hidrogênio como redutor direto nos fornos a arco, no lugar do gás natural, que é geralmente utilizado para essa finalidade. Se o hidrogênio utilizado para a redução for proveniente de fontes renováveis, bem como a energia utilizada nos fornos, a produção de aço pode ser considerada praticamente neutra em carbono [26]. Outra alternativa seria o uso de CCUS's para redução da emissão de CO₂, como a iniciativa nos Emirados Árabes que utiliza o CO₂ emitido da produção de aço para recuperação aprimorada de petróleo [23].

4.4. Energia elétrica

A área de geração de energia elétrica, apesar de muito importante, ainda encontra obstáculos econômicos à implementação do hidrogênio em grande escala, fazendo com que as perspectivas de tecnologias futuras a curto e médio prazo sejam incipientes. A condição básica para a adoção de H₂V em usinas térmicas é que o custo do H₂, juntamente com os custos de adaptação desta usina para possibilitar o uso do hidrogênio como combustível deve ser menor que o custo do combustível fóssil já utilizado somado às penalizações por emissão de gases de efeito estufa [20]. Deve-se também pesar os custos adicionais referentes ao transporte e armazenamento do hidrogênio para essa finalidade.

A utilização do hidrogênio (e da amônia) nesta área se dá por meio da utilização como combustível auxiliar em usinas termelétricas, reduzindo a quantidade de emissão de gases do efeito estufa. Atualmente, poucos países buscam o uso de hidrogênio ou combustíveis baseados em hidrogênio no setor energético [28]. Apesar das dificuldades econômicas, usinas termelétricas baseadas na queima de hidrogênio e amônia podem ser uma opção viável à longo prazo [20].

5. INFRAESTRUTURA DO HIDROGÊNIO

A infraestrutura do hidrogênio nada mais é do que a discussão sobre o seu transporte e armazenamento visando soluções tecnológicas para implementação a custos competitivos. Entre os principais desafios podemos destacar o baixo ponto de condensação do hidrogênio (temperatura para ir do estado gasoso para líquido) e baixa densidade energética (por unidade de volume). Na temperatura ambiente e pressão atmosférica igual a 1 atm temos que 1 kg de H₂ ocupa um volume de 11 m³ [31]. Neste tópico serão abordados os principais métodos para se transportar e armazenar hidrogênio. Entre os processo mais comuns, temos:

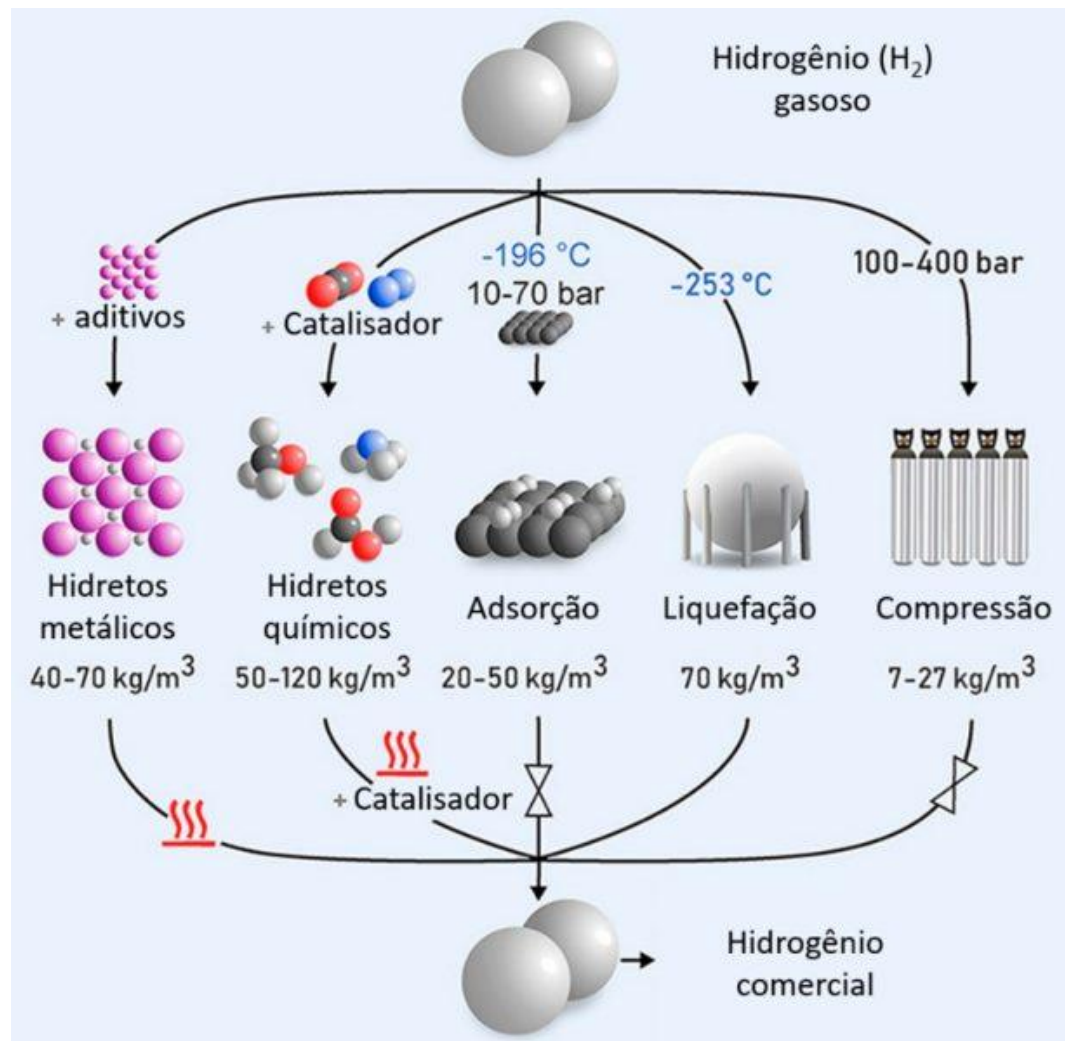


Figura 8 - Processos para obtenção de hidrogênio comercial.

Fonte: International journal of hydrogen energy [41].

5.1. Transporte de hidrogênio

O transporte do hidrogênio depende de seu estado físico, podendo ser da forma líquida ou gasosa, além de um composto intermediário que consiste em, por exemplo, amônia ou hidretos metálicos. A adsorção consiste na ligação superficial do hidrogênio com outra substância, geralmente o nitrogênio líquido, no entanto as ligações não são tão fortes quanto a dos hidretos metálicos, por isso esse método não é muito utilizado [41].

5.1.1. Transporte de hidrogênio gasoso

As formas comuns de transporte de hidrogênio gasoso são gasodutos e cilindros pressurizados.

Para transportar em gasodutos o custo de operação é baixo, consiste essencialmente

nos custos de compressão, porém o investimento inicial é alto, cerca de US\$ 1 milhão por Km [31]. Por conta disso os gasodutos só são possíveis quando a quantidade que será transportada é grande e as distâncias também. Os gasodutos existentes para o gás natural também podem transportar o hidrogênio, apesar de alguns problemas como vazamentos (o coeficiente de difusão do hidrogênio é maior do que o do gás natural), fragilização dos dutos pelo hidrogênio, causando sob tensão (fenômeno de deterioração de materiais causado pela ação conjunta de tensões mecânicas). As soluções para esses problemas incluem trabalhar a maiores pressões para compensar a baixa densidade energética (por unidade de volume) do hidrogênio, as pressões podem ser maiores que 100 atm. Por conta disso, o custo de transporte do hidrogênio em gasodutos é cerca de 50% a 80% maior que o custo de transporte de gás natural [31]. Abaixo temos um cartograma divulgado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) dos gasodutos operantes no Brasil para transporte de gás natural.

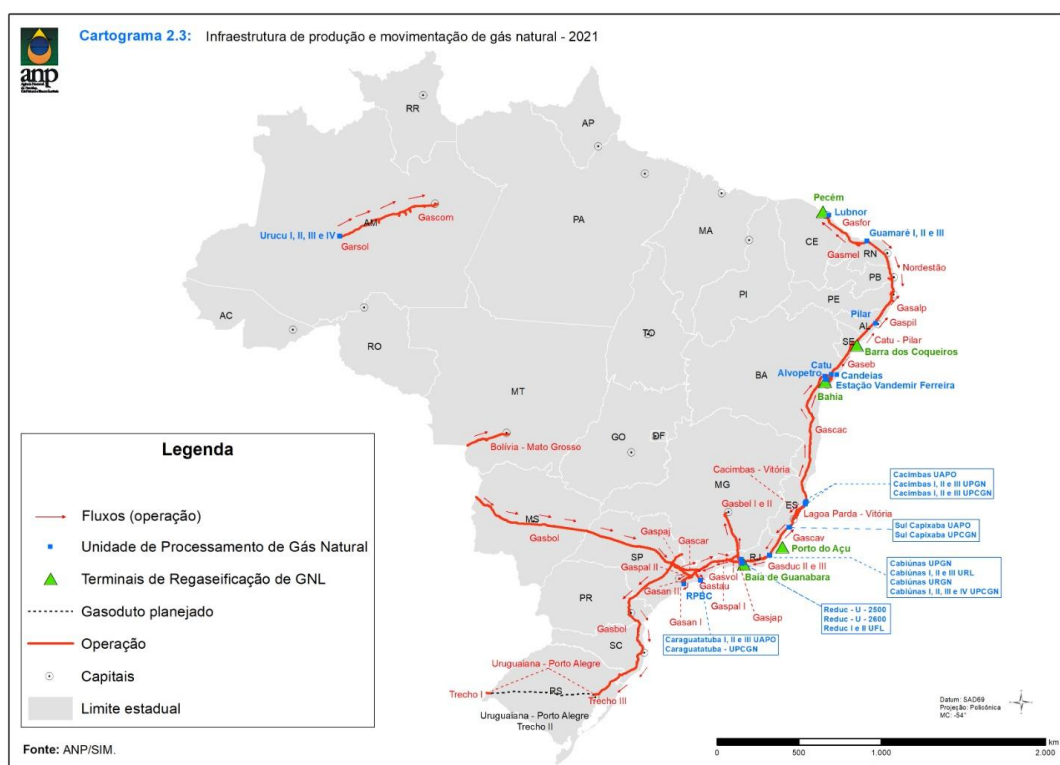


Figura 9 - Cartograma de gasodutos.

Fonte: ANP [32].

No Brasil, o projeto de lei PL 725/2022 [33], ainda em tramitação, prevê um percentual mínimo de 5% de hidrogênio na rede de gasodutos até 2032, e 10% até 2050. Esse

transporte pode ser realizado através de uma mistura (*blending*), que consiste no transporte conjunto de hidrogênio e gás natural.

5.1.2. Transporte de hidrogênio líquido

O hidrogênio líquido tem densidade dez vezes maior que o hidrogênio gasoso sob alta pressão, sendo essa a principal vantagem para esse tipo de transporte. As desvantagens são a baixa temperatura de condensação (20K) que causa um alto gasto de energia no processo de liquefação, o custo dos *containers* para fluidos criogênicos e a perda de gás devido à evaporação.

O hidrogênio líquido pode ser transportado via rodoviária (utilizando caminhões com tanques de capacidade de até 80 mil litros), ferroviária (com tanques de capacidade de até 120 mil litros) e marítima (normalmente apresenta o menor custo e a capacidade pode exceder um milhão de litros) [31].

5.1.3. Transporte de hidrogênio como compostos intermediários

Os principais compostos intermediários para transporte de hidrogênio são a amônia(hidreto químico) e os hidretos metálicos.

A amônia tem temperatura de condensação de -26°C e pode ser armazenada no estado líquido com pressão de 20 atm, semelhante ao GLP (Gás liquefeito de petróleo), o seu transporte rodoviário, ferroviário e marítimo já está bastante estabelecido. A desvantagem consiste no processo de fabricação de amônia e depois na recuperação do hidrogênio. O processo de recuperação é custoso porque exige um reator semelhante ao da síntese, resultando numa mistura de hidrogênio e nitrogênio [31].

Os hidretos metálicos têm maior densidade energética (por unidade de volume) em comparação com a amônia e exigem apenas calor para recuperação do hidrogênio. Como vantagem temos que as condições de fabricação e decomposição são mais simples e acessíveis do que a amônia. As desvantagens consistem na menor densidade energética (por unidade de massa) [31].

5.2. Armazenamento de hidrogênio

5.2.1. *Armazenamento de hidrogênio gasoso*

Devido ao fato do hidrogênio ser um gás nas condições ambientes, este é o estado mais comum com que ele é produzido, transportado e armazenado. As principais formas de armazenamento são gasômetros e cilindros pressurizados.

Os gasômetros são a maneira mais simples de armazenar um produto gasoso. Eles consistem em um reservatório que pode ter seu volume alterado. Alguns gasômetros operam com pesos sobre os cilindros de modo que a pressão de armazenamento aumente e também a quantidade de gás. Apesar do funcionamento ser simples a área ocupada é grande [31].

Os cilindros pressurizados operam em cerca de 100 até 400 bar [41]. Pela compressão do hidrogênio, a área ocupada é menor e é possível armazenar uma massa maior de gás. Por isso, a compressão é normalmente a forma mais econômica e mais utilizada para armazenamento. Os materiais mais utilizados para fabricar os cilindros são aço inoxidável e ligas de cobre e alumínio [31]. Conforme o hidrogênio aumenta sua parcela de participação na matriz energética mundial, novos cilindros capazes de suportar maiores pressões serão desenvolvidos.

5.2.2. *Armazenamento de hidrogênio líquido*

Os tanques criogênicos para armazenamento de hidrogênio líquido operam em temperatura de 20K . As principais vantagens são a maior densidade energética que o hidrogênio gasoso e maior segurança a acidentes. Como desvantagem temos a grande quantidade de energia necessária para atingir a temperatura de operação (cerca de 30% do conteúdo total de energia armazenado no tanque) e as perdas por evaporação [31].

Para minimizar a perda de calor por radiação, convecção e condução, as paredes dos recipientes criogênicos são duplas e o espaço entre eles é evacuado. São colocadas múltiplas camadas de material refletivo (plástico aluminizado). A perda por transferência de valor é proporcional à razão superfície/volume, portanto a taxa de evaporação diminui na medida que o tamanho do recipiente aumenta. Para cilindros de 50 m^3 a evaporação é de 0,4%/dia e de apenas 0,06%/dia para 20.000 m^3 [31].

5.2.3. Armazenamento de hidrogênio como compostos intermediários

Armazenar hidrogênio na forma de gás comprimido ou líquido apresenta dificuldades técnicas e econômicas. Por conta disso, estudos estão sendo feitos para desenvolver técnicas de armazenar hidrogênio em compostos sólidos, os hidretos metálicos.

Os hidretos metálicos são formados pela ligação química de metais e ligas com hidrogênio. O armazenamento ocorre nos sítios intersticiais (espaços vazios entre os átomos do metal onde podem entrar átomos menores que aqueles que compõem o próprio metal) [31]. O processo de absorção pode ser realizado sob pressão atmosférica, mas é exotérmica e necessita resfriamento. Para liberar o hidrogênio são necessárias altas temperaturas que variam conforme a composição do hidreto. As vantagens são alta densidade energética por unidade de volume (cerca de 4 vezes maior que hidrogênio comprimido) e segurança pois o H_2 só é liberado com aquecimento. Como desvantagem temos a baixa densidade energética por unidade de massa.

6. ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

Segundo [34], o *Global Warming Potential* (GWP) de um gás de efeito estufa é um índice que está associado à quantidade de calor que esse gás absorve em um determinado período de tempo (geralmente 100 anos). O GWP do CO_2 vale 1, então o GWP de um gás pode ser interpretado como a razão entre a quantidade de calor retida por 1 kg desse gás em relação ao calor retido por 1 kg de CO_2 dentro do mesmo período. A tabela abaixo mostra o GWP de alguns gases:

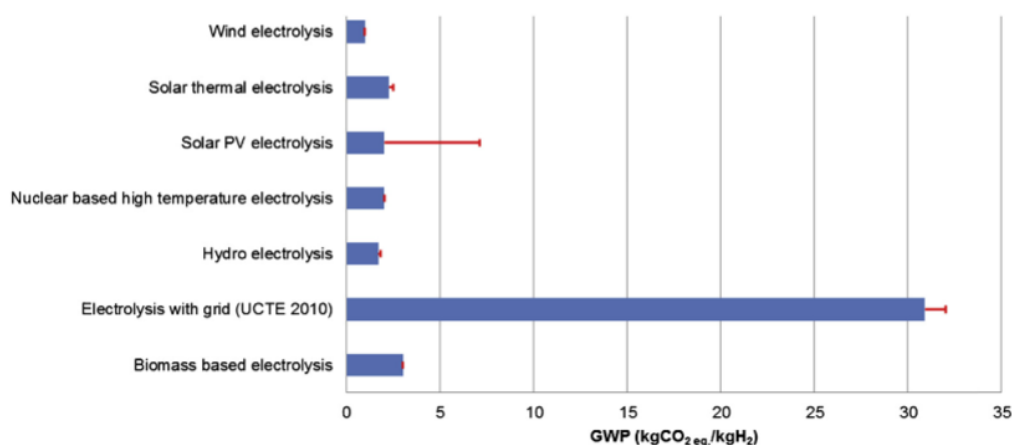
Gás do efeito estufa	GWP
Dióxido de carbono (CO_2)	1
Metano (CH_4)	25
Óxido nitroso (N_2O)	298
Hidrofluorcarbonetos (HFC's)	124 - 14800

Perfluorcarbonos (PFC's)	7390 - 12200
Hexafluoreto de enxofre (SF6)	22800
Trifluoreto de nitrogênio (NF3)	17200

Tabela 2- GWP de alguns gases do efeito estufa

Fonte: [34].

Ou seja, se a quantidade de gás de efeito estufa emitido para a atmosfera for multiplicado pelo seu respectivo GWP, será obtido a quantidade de gás CO₂ que seria necessário para se produzir o mesmo efeito em termos de aquecimento global. Essa quantidade de CO₂ é chamada de Dióxido de Carbono Equivalente, ou CO₂e [34], que serve como um denominador comum para que as emissões de diferentes gases possam ser comparadas. Como a produção de H₂ por eletrólise não envolve a emissão direta de CO₂, o GWP considerando o LCA (*Life Cycle Analysis*) é um bom indicativo de impacto ambiental e é usado por diversos autores [35]. O LCA consiste em analisar os impactos ambientais de todo o ciclo de um produto, desde a obtenção das matérias primas até o uso final [35]. A partir de um estudo que comparou 21 artigos que abordam os impactos ambientais da produção de H₂ via eletrólise, considerando o LCA do processo, foi montado um gráfico com os GWP's de cada método [35]:

Figura 10 - GWP da geração de H₂ por eletrólise em função da fonte de energia.

Fonte: [35].

É importante ressaltar que no caso da eletrólise que utiliza energia elétrica proveniente da rede de distribuição o GWP dependerá das matrizes energéticas do país analisado, quanto

mais limpa, menor o GWP. No caso do gráfico acima, a rede considerada foi a da União Europeia (UCTE) que, devido a considerável utilização de combustíveis fósseis em sua matriz, acabou gerando um valor elevado de GWP [35]. As barras vermelhas indicam o *range* de valores de GWP entre os diferentes artigos analisados [35]. Um outro estudo [36] comparou, de forma semelhante, os impactos ambientais de outras formas de produção de hidrogênio (também levando em conta o LCA). A partir dos resultados obtidos por esse estudo, foi possível montar a tabela abaixo:

Método	kgCO₂(eq)/kgH₂
Reforma a vapor etanol	39
Reforma a vapor gás natural	25,05
Reforma a vapor biogás	16,87

Tabela 3- GWP de diferentes métodos de obtenção de H₂

Fonte: Editada de [35].

Além dos impactos já citados, o hidrogênio em si quando emitido para a atmosfera é considerado um gás de efeito estufa indireto, pois age como um precursor de ozônio troposférico, influenciando na concentração de ozônio e metano que são, depois do CO₂, os principais gases do efeito estufa [37]. Baseado em um modelo químico, o estudo [37] simulou a formação de ozônio e metano em excesso a partir de uma emissão de hidrogênio na atmosfera. A partir dos resultados obtidos, foi possível calcular o GWP do hidrogênio, chegando a um valor de 5,8 kgCO₂(eq)/kgH₂ [37]. Considerando que o H₂V substituísse todo o sistema energético baseado em combustíveis fósseis, e que houvesse uma taxa de vazamento de hidrogênio de 1%, o impacto causado pelo vazamento seria de 0,6% em relação ao impacto que a substituição dos combustíveis fósseis pelo H₂ evitaria [37]. Outro estudo mais detalhado sobre os possíveis impactos de vazamento de H₂ numa eventual substituição do gás natural por H₂V nos EUA e Reino Unido [38] conclui que os impactos ambientais positivos da adoção do H₂V se sobrepõem aos negativos desde de que os vazamentos sejam minimizados.

7. ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil, foi proposto um estudo de caso abordando dois métodos economicamente viáveis que se encaixam nos critérios atualmente usados pela CCEE [65], a emissora de certificado de H2V no Brasil. Além de energia renovável autoproduzida, a CCEE também considera que é possível usar energia da rede, desde que a geradora seja rastreada como renovável (eólica, solar ou biomassa). Isso é possível fazer por um PPA (Power Purchase Agreement) que garante o rastreamento da energia. O primeiro caso irá analisar um eletrolisador alimentado no mesmo lugar por uma autogeração de energia híbrida renovável de eólica e solar. Isto visa aumentar o tempo de geração, já que geralmente venta mais a noite e de dia tem mais radiação solar. Vale ressaltar que, segundo a Lei Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 [40], não é possível que empreendimentos de potência acima de 5 MW possam obter créditos de energia atualmente pois não se encaixam em mini e microgeração. Desta forma, optou-se por comprar energia renovável da rede elétrica e injetar no eletrolisador o restante de tempo que não houver produção de energia, deixando o mesmo ligado 24 horas por dia. O que também sana o problema da intermitência das duas fontes de energia. No segundo caso irá se considerar compra total de energia sem autoprodução, neste caso haverá apenas o local de consumo. A finalidade do estudo de caso é obter valores de referência para custo de produção, tempo de payback, LCOE, VPL, TIR, etc. Fatores como os insumos para produção, ligação com a rede e outras condições necessárias para a produção de H2V, serão analisadas a seguir.

7.1. Eletrolisador

A função do eletrolisador é decompor a água (H_2O) em oxigênio (O_2) e hidrogênio (H_2) por meio da passagem de uma corrente elétrica. Nesse processo, a energia elétrica é convertida em energia química na forma de hidrogênio. Para o hidrogênio ser considerado verde, a energia deve ser renovável.

Um eletrolisador é composto por um cátodo, um ânodo, uma fonte de energia e um eletrólito, seu sistema básico é ilustrado na figura 11 abaixo. A corrente elétrica DC é aplicada para manter o fluxo de elétrons do terminal negativo para o cátodo, onde os elétrons são consumidos pelo íons de hidrogênio (H^+) para formar o H_2 . No ânodo, os íons de hidróxido (OH^-) liberam elétrons que retornam ao terminal positivo da fonte DC [41].

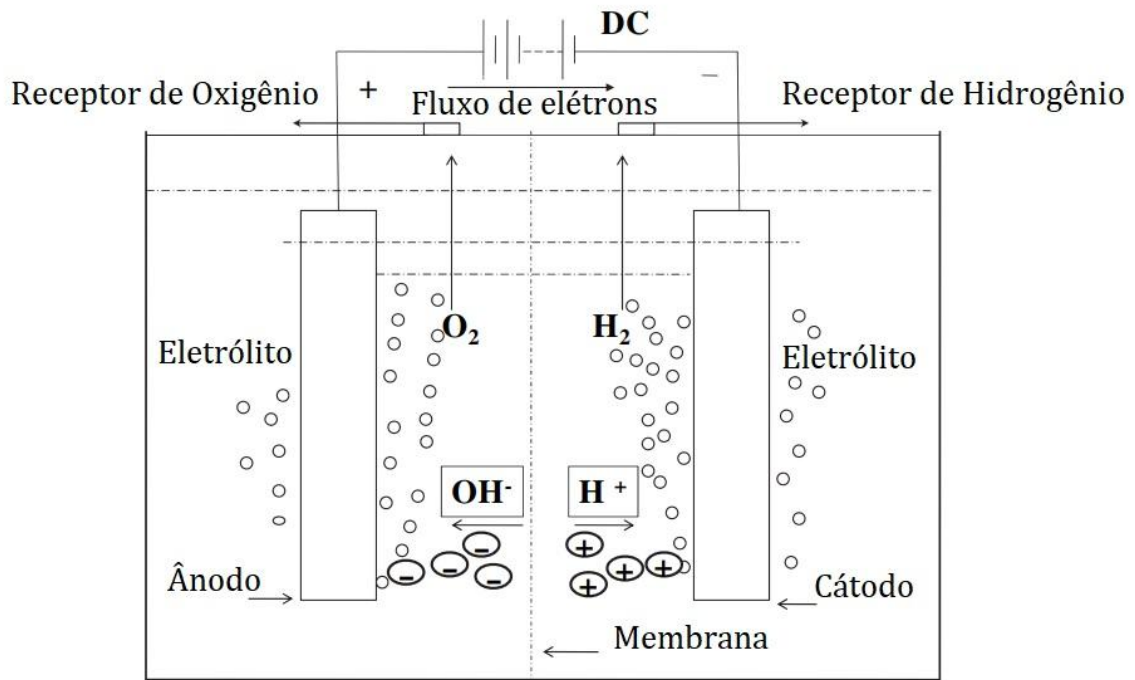
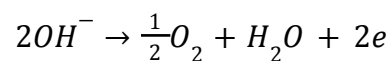
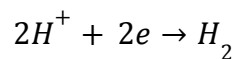


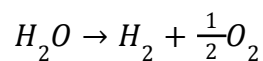
Figura 11 - Esquema básico de um eletrolisador.

Fonte: [41].

As reações que ocorrem no cátodo e no ânodo são, respectivamente:



De forma que a reação química global é [41]:



Entre os fatores que influenciam na eficiência elétrica do processo de eletrólise, podemos destacar a temperatura e a presença de um sal dissolvido na água. De acordo com o estudo realizado por Mazloomi e Sulaiman [43], a temperatura influencia na quantidade de energia necessária para o processo, visto que uma temperatura elevada reduz o potencial para as reações químicas de separação das moléculas. O sal, por sua vez, aumenta a condutividade elétrica da água.

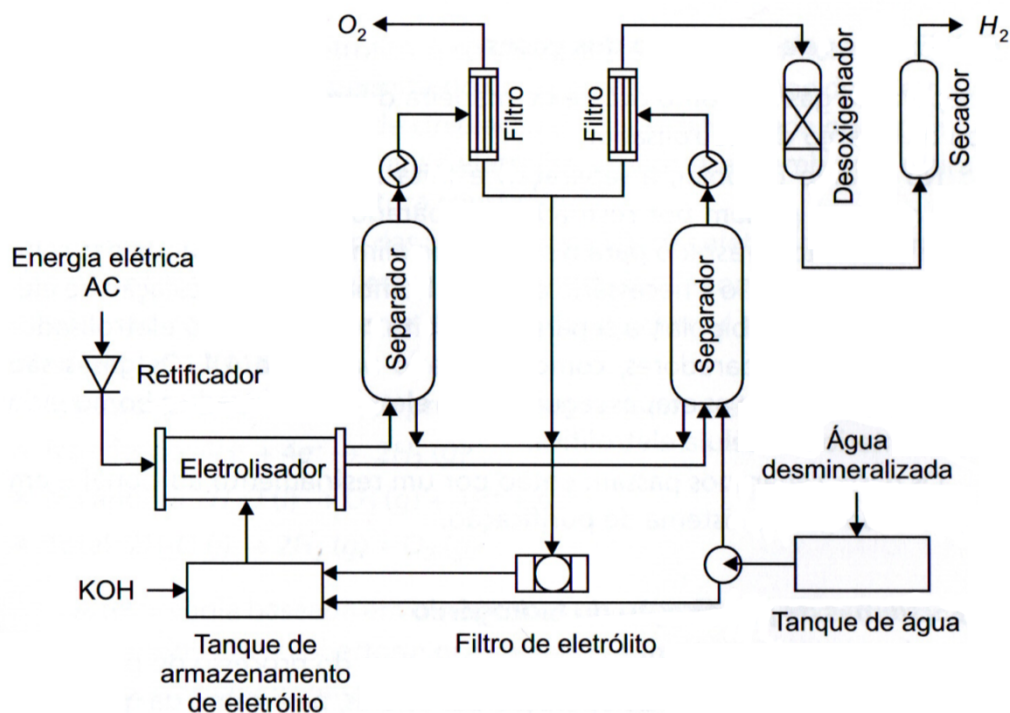


Figura 12 - Esquema de um eletrizador convencional.

Fonte: Tecnologia do Hidrogênio [31].

Na figura 12, pode-se observar o sistema completo de produção de hidrogênio. Que além do eletrolisador contém outros elementos, como o Retificador de corrente, que converte a corrente AC de entrada em DC, o separador de gases que separa O_2 de H_2 que então será encaminhada para um compressor e então armazenado num tanque. Alguns fatores como: material do eletrodo, pressão, pureza do eletrodo, eficiência de cada um dos componentes também são relevantes. Contudo, esse trabalho não tem como objetivo discutir as possíveis melhorias no processo de eletrólise através da variação dos parâmetros acima mencionados, pois deseja-se estimar o custo da produção do hidrogênio com base nos eletrolisadores existentes no mercado.

7.1.1. Eletrolisador escolhido

Os eletrolisadores mais comuns atualmente são o alcalino, o PEM e o SOEC. Eles variam em material utilizado, temperatura de operação, tipo de membrana, etc. Tendo em

vista o objetivo de analisar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil, um eletrolisador alcalino comercial que será utilizado no país foi escolhido.

No dia 25 de julho de 2022 a Unigel, uma das maiores empresas químicas da América Latina e a maior produtora nacional de fertilizantes nitrogenados, anunciou uma parceria com a Thyssenkrupp nucera, empresa alemã, para a compra de três eletrolisadores alcalinos de 20 MW cada para a primeira fábrica de hidrogênio verde no Brasil em Camaçari (BA). O investimento foi de US\$120 milhões (R\$650 milhões, na cotação da publicação) e configura o projeto como um dos maiores do mundo, evidenciando a importância deste tema e a posição do Brasil nesse mercado [44].

Para maiores informações a respeito desse projeto, a Unigel foi contratada para fornecer maiores informações. Apesar da proximidade do Polo Industrial de Camaçari com o Oceano Atlântico (cerca de 21 km), a água utilizada no eletrolisador não será de origem marítima por conta do custo de dessalinização, visto que a água do mar contém uma grande variedade de sais e o eletrolisador alcalino utiliza somente cloreto de sódio em uma concentração específica. Como mencionado anteriormente, os eletrolisadores consomem uma potência de 20MW e, de acordo com a Thyssenkrupp nucera, produzem 4000 m³ de hidrogênio por hora (4000 Nm³/h). A faixa de operação do eletrolisador é de 10 a 100% da potência e limite de 69 kV de entrada direta.

Foi decidido que, para este trabalho, será considerado o eletrolisador comprado pela Unigel, porque se trata de um exemplo real, utilizado no Brasil para a produção de hidrogênio verde. Será analisado apenas um módulo de potência média de 20 MW.

A partir desses dados, podemos calcular o rendimento do eletrolisador. Esse cálculo tem como objetivo apenas analisar o rendimento, visto que para efeito de cálculo de custo de produção será analisado apenas o custo de alimentação do eletrolisador e o valor de mercado do hidrogênio verde. O eletrolisador contém transformador e retificador, portanto as perdas com relação a esses componentes já estão inclusas.

Considerando a energia de entrada do eletrolisador e a energia armazenada no hidrogênio. Em uma hora a energia total fornecida ao eletrolisador é de:

$$20 \cdot 10^9 \frac{J}{s} \cdot 3600 s = 72 \cdot 10^9 J$$

Como discutido no tópico 5, sabemos que 1 kg de hidrogênio ocupa cerca 11 m³ em condições ambientes de temperatura e pressão, portanto 4000 m³ equivalem a cerca de 364 kg. A queima de hidrogênio gera 121 kJ/g, portanto a queima 364 kg de H₂ gera:

$$121 \cdot 10^3 \frac{J}{g} \cdot 364 \cdot 10^3 g = 44,044 \cdot 10^9 J$$

Dessa forma, o rendimento do eletrolisador utilizado pela Unigel para converter energia elétrica em energia química é:

$$\eta = \frac{44,044 \text{ GJ}}{72 \text{ GJ}} = 61,17\%$$

A tabela abaixo sintetiza as especificações do eletrolisador considerado:

Potência (MW)	20
Capacidade de H ₂ (Nm ³ /h)	4000
Consumo de água (L/Nm ³ H ₂)	< 1
Faixa de operação (%)	10 - 100
Pureza de H ₂ na saída (%)	> 99,9
Temperatura máxima de operação (°C)	90
Vida útil da parte mecânica (Anos)	20
Rendimento calculado da conversão de energia* (%)	61,17

Tabela 4 - Especificações do eletrolisador

Fonte: [45], com exceção do rendimento calculado.

7.2. Compra de energia por PPA no ACL

Ambas as regiões escolhidas se encontram na região da distribuidora COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia). No mercado livre de energia é possível contratar energia da modalidade de contrato PPA, com isso se garante que a energia contratada será renovável. Além de pagar a energia contratada é necessário pagar a TUSD

(Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) , esse valor pode ser obtido no acervo da aneel, pela RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.024, DE 19 DE ABRIL DE 2022 [63] com atualização de ipca anual em abril. Sobre as tarifas TUSD ainda é cobrado os impostos de ICMS, PIS e COFINS que segundo o site da distribuidora COELBA, pode ser calculado com uma fórmula simples [61], os valores encontrados na COELBA para o grupo A3 Industrial [62] serão usados como referência. Com os tributos as tarifas de distribuição para o grupo A3 69kV de bandeira azul, fica como na figura 13 mostrada a seguir.

Bandeira	AZUL	
	TUSD	TUSD
	R\$/MW	R\$/MWh
Ponta	47659,6218	103,4381636
Fora ponta	23478,51148	103,4381636

Figura 13 - Tarifas de TUSD da Coelba com tributação.

Fonte: [63].

O preço da energia incentivada no mercado ACL (Ambiente de contratação livre),se contrato na data de jan/2023 no I5 a longo prazo é de 167 R\$ obtido pela plataforma BBCE com o gráfico observado na figura 14.

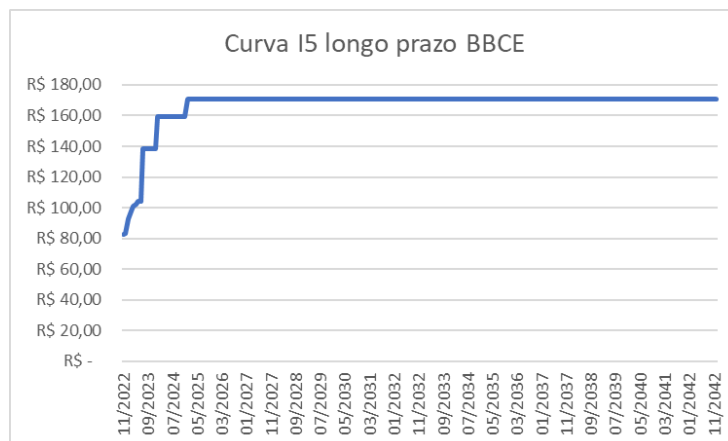


Figura 14 - Curva de longo prazo da BBCE (data 28/11/22).

Fonte: [64].

Por fim, para o cálculo do valor a ser pago pelo consumo de energia da rede, usa-se a fórmula a seguir:

$$V_p = D_p \cdot TUSD_p(kW) + D_p \cdot TUSD_p(MWh) + D_{fp} \cdot TUSD_{fp}(MWh) + D_{fp} \cdot TUSD_{fp}(kW) + P \cdot C$$

Onde:

V_p : valor pago

D_p : demanda no horário de ponta

D_{fp} : demanda fora do horário de ponta

$TUSD_p$ (MWh): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição sobre consumo no horário de ponta

$TUSD_p$ (MW): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição sobre potência no horário de ponta

$TUSD_{fp}$ (MWh): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição sobre consumo no horário fora de ponta

$TUSD_{fp}$ (MW): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição sobre potência no horário fora de ponta

C : Consumo em MWh

P : Preço da ACL em R\$/MWh

7.2.1 Primeiro Caso - Geração de energia elétrica por autoprodução com parte comprada do ACL

7.2.1.1. Escolha de região de produção de energia

A região escolhida para análise é a região de velho chico, indicada no mapa abaixo, suas coordenadas são: (-9.06872500°, -38.43212500°).



Figura 15 – Local escolhido.

Fonte: Imagem usada do Google Earth.

Essa região tem algumas características benéficas para a estimativa de uma produção de H2 verde por energia eólica e solar. A região tem ventos com baixas variações ao longo do ano, além disso também tem alta taxa de radiação solar, como será analisado a seguir.

7.2.1.2. *Análise de recursos*

Para a análise de viabilidade de produção de energia eólica no local, é necessário alguns dados. Para tanto irá-se discorrer sobre fontes de dados públicos tanto para irradiação solar como para velocidade de vento.

7.2.1.3. *Dados de velocidade de vento*

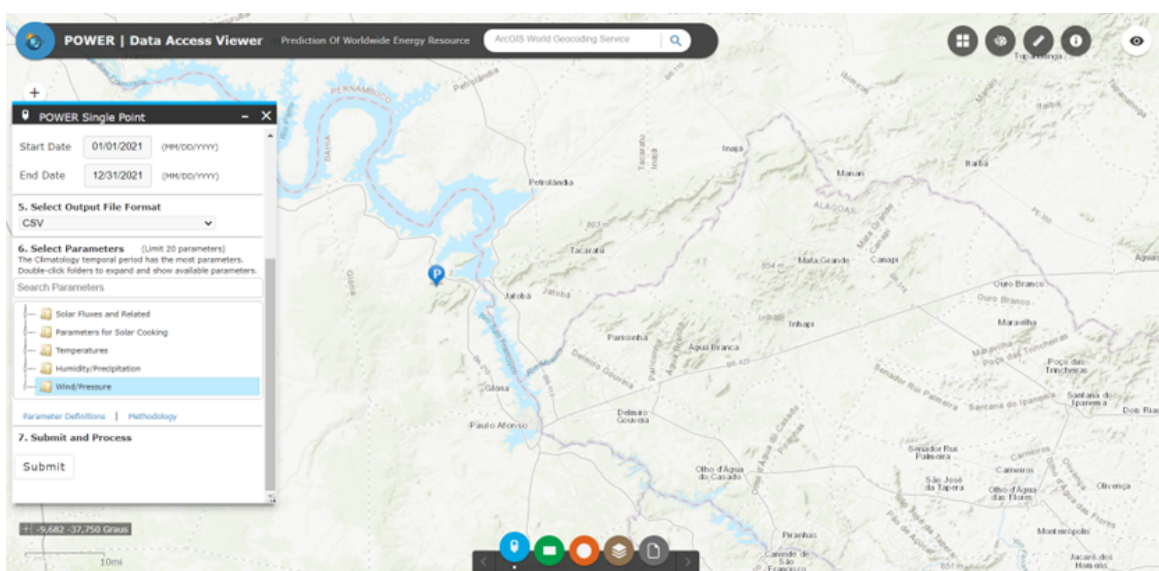


Figura 16 – RetScreen: Prediction of worldwide energy resource nasa.

Fonte: [48].

Os dados da Nasa fornecem apenas a velocidade para altura de 10 m e 50 m no ano de 2021, como se pode observar na figura 16, após obter os dados em .csv e usando os dados de vento a 50 m, obtemos a gráfico da figura 17 através do Python. Pode-se observar que no ano de 2021, o vento varia para abaixo de 5 m/s com muito mais frequência entre o fim e o começo do ano, o que pode ser classificado como ventos mais amenos. E os ventos foram mais velozes e estáveis entre os dias 150 (início de junho) e 275 (começo de outubro), devido ao começo do inverno até o começo da primavera na região da Bahia.

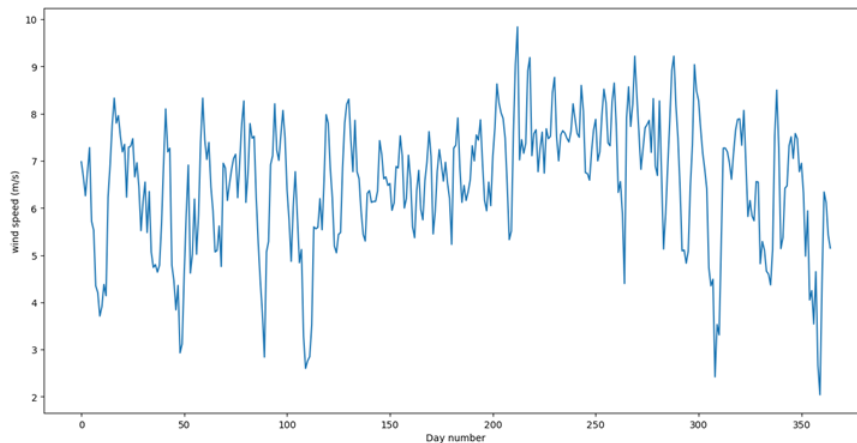


Figura 17 - Gráfico de velocidade do vento x dia do ano, na localização escolhida no ano de 2021.

Fonte: Power lac nasa[48] adaptado.

Os dados extraídos do Global Wind Atlas, figura 18, mostram uma velocidade média de 10,32 m/s e alta densidade de potência de 821 W/m² a uma altura de 100 m.

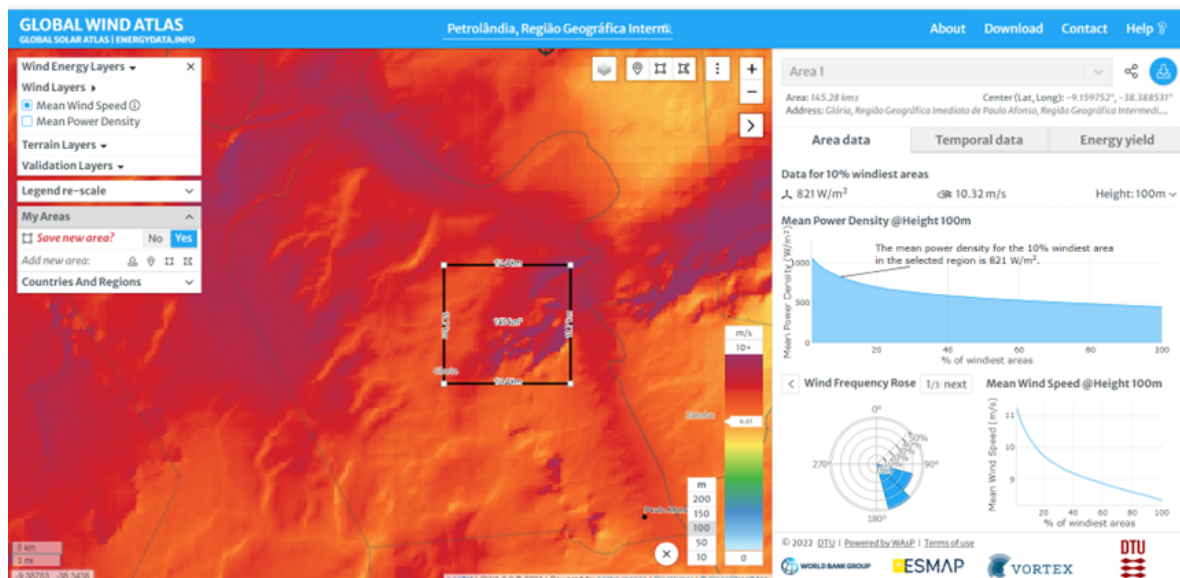


Figura 18 - Global Wind Atlas.

Fonte: Global Wind Atlas [46].

Já a velocidade média varia pouco ao longo do ano, atingindo valores entre 80% a 120% da média de velocidade no local, figura 19, já em com relação a 24 horas como é mostrada no mapa de calor da figura 20, a variação mínima é de 60% a 140% da velocidade média no local. O que indica uma baixa variação de ventos no local.

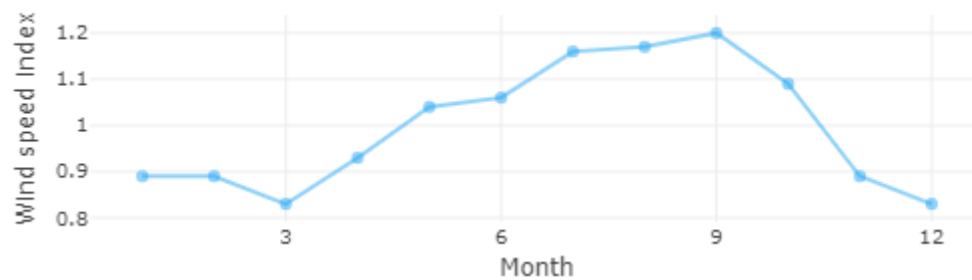


Figura 19- Gráfico de índice da média de velocidade de vento mensal.

Fonte: gerado pelo site Global Wind Atlas [46].

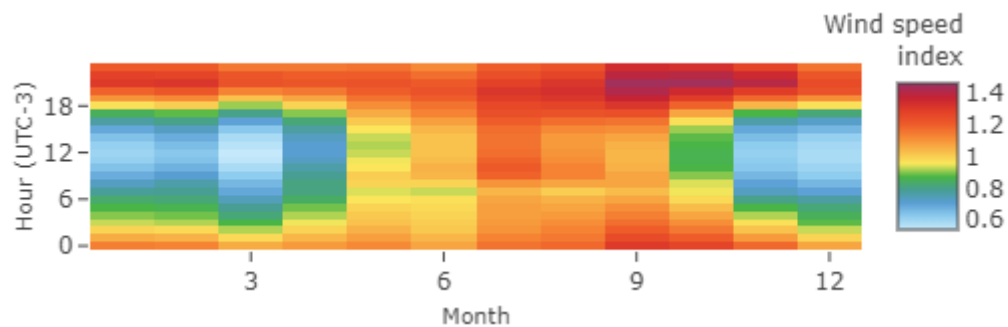


Figura 20 - Gráfico de calor do índice da média de velocidade de vento a por hora ao longo do ano.

Fonte: gerado pelo site Global Wind Atlas [46].

As duas fontes revelam uma estabilidade de velocidade de vento entre maio e setembro na região, com baixas velocidades no começo e fim do ano, principalmente na parte da tarde.

7.2.1.4. *Dados de radiação solar*

Segundo o Cresesb, figura 21, a potência de irradiação solar varia ao longo do ano, mantendo uma média alta entre agosto e março, com queda entre abril e junho e voltando a aumentar entre junho e setembro.

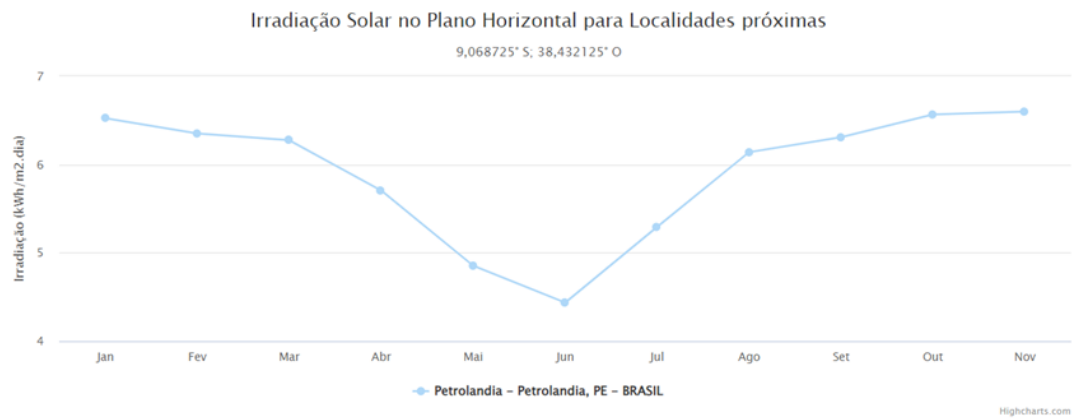


Figura 21 - Cresesb: Gráfico de irradiação no plano horizontal.

Fonte: Cresesb [53].

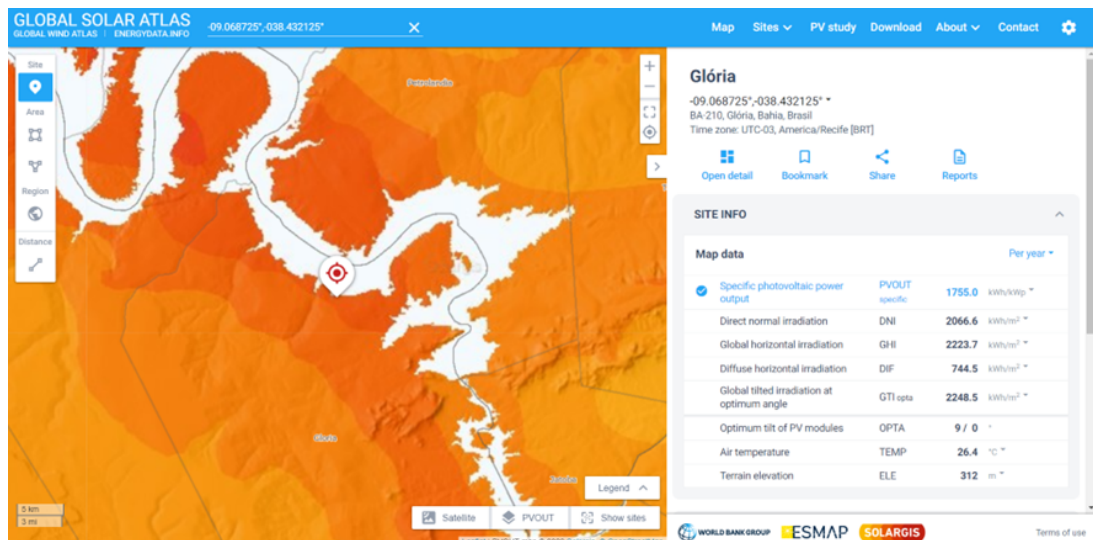


Figura 22 - Global Solar Atlas.

Fonte: Global Wind Atlas [47].

Já pelo Global Solar Atlas, a média de irradiação solar normal 2066,6 kWh/Wp é mostrada na figura 22. O mapa de calor gerado que mostra a variação de intensidade de irradiação ao longo das horas em cada mês do ano é mostrada na tabela 5:

Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	29	7	6	9	8	5	5	6	28	79	99	68
6 - 7	215	162	170	198	181	143	138	154	201	303	323	271
7 - 8	350	312	359	352	303	260	254	281	359	459	448	410
8 - 9	474	437	519	492	412	349	350	401	501	607	593	542
9 - 10	601	581	616	588	509	439	442	500	596	718	727	652
10 - 11	652	639	681	638	557	492	496	553	654	747	769	701
11 - 12	666	649	705	660	567	499	505	581	680	760	779	717
12 - 13	660	655	704	652	565	500	506	592	696	761	764	703
13 - 14	629	631	681	636	554	492	502	596	679	731	722	665
14 - 15	573	573	616	590	511	477	479	583	643	671	657	586
15 - 16	501	489	537	513	444	426	430	529	562	572	558	491
16 - 17	386	384	420	381	317	308	317	393	394	402	404	366
17 - 18	157	157	125	44			31	50	41	33	82	115
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	5893	5678	6139	5752	4927	4389	4456	5219	6034	6843	6926	6287

Tabela 5 - irradiação normal a cada hora ao longo do ano.

Fonte: Global Wind Atlas [47].

A irradiação é maior entre o começo e fim do ano, entre outubro e abril, na parte com horas de sol (9 às 15 horas).

7.2.2. Modelos de Turbina e painel solar

7.2.2.1. Escolha das turbinas

A turbina escolhida foi uma turbina da Vestas de 4,5 MW, ainda atuante no mercado . A densidade do ar considerada pelo Wind atlas global Maps e do Retscreen $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, e pelo próprio site do fabricante [43] o valor do V_{cutin} é de 3 m/s, ou seja, para valores abaixo disso não há produção de energia significativa. Em média o valor de potência gerada por uma turbina é dada pelo seu valor de potência nominal vezes o seu rendimento. Para essa turbina será considerado um fator de capacidade de 59,1%, considerado o valor mínimo para os projetos de eólica no Brasil [51].

7.2.2.2. Escolha do Painel solar

O painel solar escolhido foi o Bifacial dual glass monocrystalline module da empresa The vertex, com as especificações observadas na tabela 6. Considerando para o módulo solar um fator de capacidade de 29,67%, considerando o mínimo para projetos solares no Brasil [51].

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	32.6 kg (71.9 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2050/2050 mm(80.71/80.71 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

Tabela 6 – Dados mecânicos do módulo solar.

Fonte: Datasheet do fabricante The vertex [50].

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	530	535	540	545	550
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.11	17.16	17.21	17.24	17.29
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.19	18.24	18.30	18.35	18.39
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

Tabela 7 – Dados elétricos do módulo solar.

Fonte: Datasheet do fabricante The vertex [50].

7.2.3. Estimativa de potência gerada

Uma das características da planta híbrida é que ela permite a complementaridade das duas fontes de geração de energia. Observando a figura 20 e a tabela 5 pode-se concluir que apenas no horário de 6h-9h e 15h-18h, na maior parte do ano, que não haveria produção considerável de uma das fontes, necessitando de energia vinda da rede elétrica. Dessa forma é preciso certo excedente de produção para a rede elétrica, para poder usar a energia da rede nos momentos de baixa geração de energia, de forma que possa garantir que o eletrolisador funcione quase o dia todo produzindo hidrogênio, chegando com isso no esquemático da figura 23.

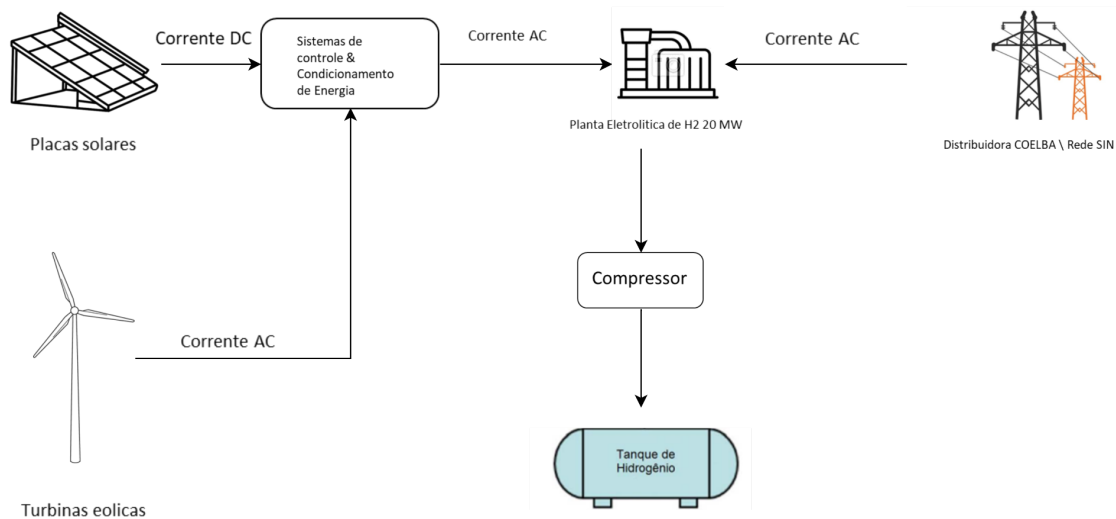


Figura 23 – Esquemático do sistema completo, com gerador híbrido, eletrolisador e ligação com a rede elétrica.

Fonte: Adaptado do esquemático da Thyssenkrupp nucera [45] e do artigo[52].

Com o objetivo de estimar a geração necessária para o uso do eletrolisador, irá-se considerar uma produção de energia de 8 aerogeradores e 122561 painéis solares, que ocupam o total de 245122 m² ou 60,57 ha (no mínimo, desconsiderando fatores como espaçamento entre os módulos). A potência instalada da solar é de 67,408 MW, com geração média de 20 MW em horas de sol claro e a potência instalada de 36 MW para eólica, com geração média de energia de 22,69 MW quando está ventando com velocidades acima do V_{cutin} , em média 12 horas por dia. O restante, em torno de 6 horas, será obtido pelo mercado ACL, sendo as 6 horas consumidas fora de ponta.

7.2.2 Segundo Caso - Compra totalmente do ACL

A região escolhida se deve a pelas características vistas na seção 7.2.1.1. de limite de 69 kV de entrada direta e pela proximidade com fonte de água doce capaz de fornecer a vazão necessária, 4 m³/h. A região se localiza nas proximidades do rio Paraguaçu e da Subestação Governador, com uma subestação de 69 kV pertencente à distribuidora COELBA.

8. ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Investimentos na produção e transporte de Hidrogênio verde

8.1.1 Estimação de investimento no eletrolisador

De acordo com a Thyssenkrupp nucera, “o Capex (*Capital Expenditure*) para o eletrolisador é de US\$1 Mi/MW. Este é o valor total de investimento, que inclui eletrolisador (principal equipamento), infraestrutura de rede elétrica (transformadores, retificadores, barramentos), utilidades (água desmineralizada, água de resfriamento, compressão de H₂ a pressão e 30 bar, obras civis e montagem no site”.

8.1.2 Estimação de manutenção do eletrolisador

Segundo a Thyssenkrupp nucera, o valor de Opex (*Operational Expenditure*) para o eletrolisador é de 2% do Capex, ou seja, US\$ 0,4 Mi/ano. Este valor não inclui custos de energia elétrica, água e utilidades, mas inclui custos de mão-de-obra de operação e manutenção, peças de reposição e o “recoating” dos eletrodos a cada 7 ou 8 anos, para restabelecer a performance original do equipamento.

8.1.3 Estimação dos custos de consumo de água

Para ter permissão de consumir água do rio São Francisco, deve-se realizar o pedido de outorga de água para a ANA (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico), e segundo o CBHSF (Comitê de Bacia Hidrográfica do rio São Francisco) o preço unitário é dado pela tabela 8:

Tipo de uso	Unidade	Preço Unitário					
		2010/2017	2018 ⁽¹⁾	2019	2020 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾
Captação de água bruta	R\$/m³	0,01	0,0103	0,012	0,0123	0,0128	0,0142
Consumo de água bruta	R\$/m³	0,02	0,0205	0,024	0,0246	0,0256	0,0283
Lançamento de efluentes	R\$/kg de DBO	0,07	0,0719				
	R\$/m³			0,0012	0,0012	0,0013	0,0014

⁽¹⁾ Considerando os efeitos da Resolução CNRH nº 192/17.

Tabela 8 - Cobrança de consumo de água na bacia do Rio São Francisco.

Fonte: Ministério do Desenvolvimento Regional [57].

Dessa forma o custo total ficaria 0,1132 R\$/h (o eletrolisador consome 4m³ por hora), o que em 20 anos chega a R\$ 19832,64. Portanto, como o valor tem pouco impacto na análise econômica, não será considerado. E também, como se pode ver pelo portal da SNIRH [56], o consumo de 4m³ por hora é considerado baixo na região.

8.1.4 Estimação de custos de transporte

Segundo o Observatório de Hidrogênio [10] o custo de transporte de H₂ na forma de amônia por caminhões, na distância até os pontos de interesse considerados, isto é, o porto, fabricante de amônia e refinaria (300 a 400 km), tem valores entre 1 e 1,25 dólares por kg de hidrogênio.

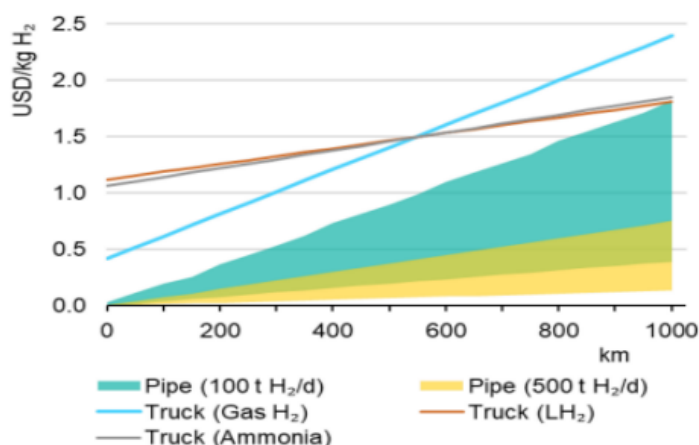


Figura 24 - Preço do hidrogênio por distância percorrida.

Fonte: IEA, 2021.

8.2. Primeiro caso - Geração de energia elétrica por autoprodução com parte comprada do ACL

8.2.1. *Estimação de investimento do parque híbrido*

O Capex (*Capital Expenditure*) de uma usina eólica onshore pode ser observado na figura 25 e o da usina solar onshore na figura 26, com o valor atual estimado em US\$ 1200/kW e de US\$ 1050/kW para a eólica e solar onshore respectivamente. A vida útil de ambos é de 20 anos [55].

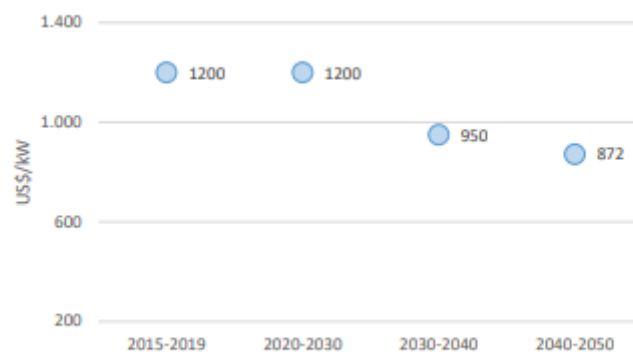


Figura 25 - Curva Capex eólica onshore.

Fonte: Plano Nacional de energia 2050.

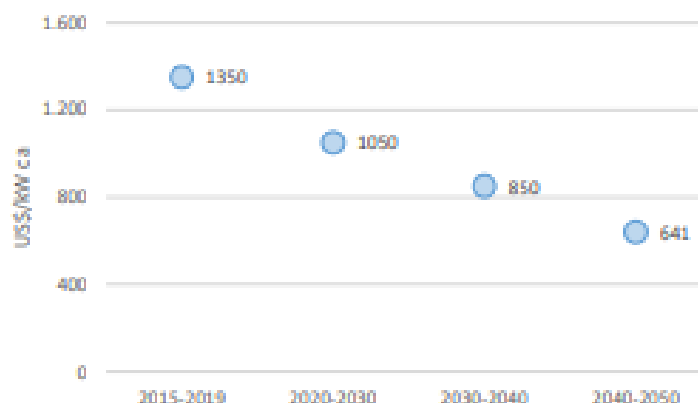


Figura 26 - Curva Capex usina Solar FV.

Fonte: Plano Nacional de energia 2050.

8.2.2. *Estimação de custos de manutenção do parque híbrido*

O Opex (*Operational Expenditure*) de uma usina eólica onshore, segundo a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), tem valor atual estimado em R\$ 100/kW por ano e de R\$ 65/kW por ano para solar onshore.

Dessa forma obtemos os valores de Capex e Opex da tabela 9.

	Potência Instalada Total (MW)	CAPEX (Mi US\$)	OPEX (Mi US\$/ano)	Vida Útil (Anos)
Turbinas Eólicas	36	43,2	0,711	20
Painéis Solares	67,408	70,778	0,866	20
Eletrolisador	20	20	0,4	20

Tabela 9 - Valores de CAPEX e OPEX.

Fonte: Elaboração própria.

8.2.3. *Contrato por PPA nas horas sem produção de energia*

Considerando também a demanda como sendo potência de 20MW dentro e fora de ponta e bandeira azul. Basta utilizar a fórmula mostrada ao final do tópico 7.2., usando os valores das referências da tarifas ajustado por tributos, dentro e fora de ponta da COELBA figura 13 e o valor de 167 R\$/MWh obtido pela plataforma da BBCE, como mencionado na seção 7.2. Junto com o consumo de 20 MWh por hora que é considerando a demanda, com desconto de 50% por ser energia incentivada, temos os valores obtidos na tabela 10, tem-se o total de R\$14.041.201,30 por ano.

Bandeira	Azul	
	TUSD (R\$/MW)	TUSD (R\$/MWh)
Ponta	47659,6218	103,4381636
Fora Ponta	23478,51148	103,4381636
Preço da Energia ACL (R\$/MWh)	167	R\$/MW
Consumo Ponta	0	MWh
Consumo Fora Ponta	3202,875	MWh
Demanda Ponta	0	MW
Demanda Fora Ponta	20	MW
Resultado	R\$ 14.041.201,30	

Tabela 10 - Cálculo consumo de energia com 6 horas compradas do ACL

Fonte: elaboração própria.

8.3. Segundo caso - Contrato por PPA durante todo o período

Considerando parâmetros iguais ao da seção 8.2.3 e os cálculos da seção 8.2.3, mas com 24 horas de energia consumida da rede tem-se o total de R\$ 55.392.735,12 por ano. Como mostra a tabela 11.

Bandeira	Azul	
	TUSD (R\$/MW)	TUSD (R\$/MWh)
Ponta	47659,6218	103,4381636
Fora Ponta	23478,51148	103,4381636
Preço da Energia ACL (R\$/MWh)	167	R\$/MW
Consumo Ponta	1788,5	MWh
Consumo Fora Ponta	12811,5	MWh
Demanda Ponta	20	MW
Demanda Fora Ponta	20	MW
Resultado	R\$ 55.392.735,12	

Tabela 11 - Cálculo de consumo 24 horas no ACL

Fonte: elaboração própria.

8.4. Indicadores de viabilidade econômica

Para analisar a viabilidade econômica, é necessário determinar os indicadores: Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), LCOE (*Levelized Cost of Energy*) e Payback Descontado (PBD).

A TMA representa a taxa de juros mínima que se pretende ganhar após a aplicação dos recursos, geralmente procura-se superar o valor da taxa SELIC, que é a taxa básica de juros da economia. Nos últimos 10 anos a média da taxa SELIC foi de 8,65% ao ano [54].

O indicador VPL calcula o valor presente dos recebimentos futuros, ou seja, leva em consideração a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo. Se o resultado do VPL for positivo significa que o investimento trará lucro.

A Taxa Interna de Retorno é a porcentagem de retorno que o investimento terá. Em um projeto economicamente viável a TIR supera a TMA.

O LCOE é calculado pela divisão dos custos totais do projeto (soma do Capex com Opex) pela energia contida no hidrogênio gerado em toda vida útil da usina. Neste caso, a energia gerada é considerada como a energia da queima do hidrogênio produzido, calculada no tópico 8.1.1. e multiplicada por toda operação de 20 anos. Como resultado temos o valor em reais por unidade de MWh.

O indicador Payback Descontado é o tempo necessário para retorno do investimento, ele se diferencia do Payback Simples porque utiliza a TMA para considerar a variação do dinheiro ao longo do tempo, portanto apresenta um tempo de payback um pouco maior.

Os cálculos serão feitos em Excel, visto que para obter os parâmetros é necessário realizar o Fluxo de Caixa Descontado.

8.5. Cálculo dos indicadores

No cálculo dos indicadores será feita variação do preço de venda do hidrogênio. Como resultados, teremos os valores de receita anual, VPL, TIR, LCOE e PBD.

Segundo levantamento da PwC, empresa de consultoria, o custo de produção do hidrogênio verde varia entre 6 a 9 dólares por quilo dependendo da região em que é produzido [58]. E o preço de venda varia entre 10 a 15 dólares.

No primeiro caso, iremos considerar a autogeração de energia com compra da rede da energia restante, conforme mencionado com mais detalhes na seção 8.2.3. Utilizando TMA de 12% ao ano (valor típico do mercado), valor da cotação do dólar de 04/11/22 de R\$5,06 e preço de venda de US\$ 9 (sem considerar o transporte), obtemos os seguinte parâmetros para o modelo:

Capex (R\$)	677.928.680,00
Opex (R\$/ano)	10.003.620,00
Capacidade (kg/h)	363,64
Preço H2V (R\$/kg)	45,54
Dólar	5,06
TMA (%)	12
Custo de energia anual ACL	R\$ 14.041.201,30

Tabela 12 - Dados de entrada 1.

Fonte: elaboração própria.

Como resultado, obtemos os valores de indicadores e também o fluxo de caixa descontado.

VPL (R\$)	226.029.203,87
TIR (%)	17,09
Payback Descontado (Anos)	9,8
Receita anual (R\$/ano)	145.065.600,00
LCOE (R\$/MWh)	617,86

Tabela 13 - Resultados dos indicadores para a entrada 1.

Fonte: elaboração própria.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
0	-R\$ 677.928.680,00	-R\$ 677.928.680,00	-R\$ 677.928.680,00
1	R\$ 121.020.778,70	R\$ 108.054.266,70	-R\$ 569.874.413,30
2	R\$ 121.020.778,70	R\$ 96.477.023,84	-R\$ 473.397.389,47
3	R\$ 121.020.778,70	R\$ 86.140.199,85	-R\$ 387.257.189,61
4	R\$ 121.020.778,70	R\$ 76.910.892,73	-R\$ 310.346.296,89
5	R\$ 121.020.778,70	R\$ 68.670.439,93	-R\$ 241.675.856,95
6	R\$ 121.020.778,70	R\$ 61.312.892,80	-R\$ 180.362.964,15
7	R\$ 121.020.778,70	R\$ 54.743.654,28	-R\$ 125.619.309,87
8	R\$ 121.020.778,70	R\$ 48.878.262,75	-R\$ 76.741.047,12
9	R\$ 121.020.778,70	R\$ 43.641.306,03	-R\$ 33.099.741,09
10	R\$ 121.020.778,70	R\$ 38.965.451,81	R\$ 5.865.710,73
11	R\$ 121.020.778,70	R\$ 34.790.581,98	R\$ 40.656.292,70
12	R\$ 121.020.778,70	R\$ 31.063.019,62	R\$ 71.719.312,32
13	R\$ 121.020.778,70	R\$ 27.734.838,95	R\$ 99.454.151,27

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
14	R\$ 121.020.778,70	R\$ 24.763.249,06	R\$ 124.217.400,33
15	R\$ 121.020.778,70	R\$ 22.110.043,80	R\$ 146.327.444,14
16	R\$ 121.020.778,70	R\$ 19.741.110,54	R\$ 166.068.554,67
17	R\$ 121.020.778,70	R\$ 17.625.991,55	R\$ 183.694.546,23
18	R\$ 121.020.778,70	R\$ 15.737.492,46	R\$ 199.432.038,68
19	R\$ 121.020.778,70	R\$ 14.051.332,55	R\$ 213.483.371,24
20	R\$ 121.020.778,70	R\$ 12.545.832,64	R\$ 226.029.203,87

Tabela 14 - Fluxo de caixa para entrada 1.

Fonte: elaboração própria.

O resultado do VPL foi de R\$ 226.029.203,87, como apresenta valor superior a zero esse indicativo aponta que o investimento é viável. A TIR resultou em 17,09% superando a TMA de 12%, o que também indica que o investimento é viável. Obtemos valor de Payback Descontado de 17,09% anos (a vida útil do sistema é de 20 anos), portanto podemos afirmar que todos os indicadores apresentaram valores que caracterizam o investimento na usina de produção de hidrogênio como viável para os parâmetros de entrada definidos na tabela 15.

No segundo caso, iremos considerar somente a compra de energia da rede, conforme mencionado com mais detalhes na seção 8.3. Utilizando TMA de 12% ao ano (valor típico do mercado), valor da cotação do dólar de 04/11/22 de R\$5,06 e preço de venda de US\$ 5 (sem considerar o transporte), obtemos os seguinte parâmetros para o modelo:

Capex (R\$)	101.200.000,00
Opex (R\$/ano)	2.024.000,00
Capacidade (kg/h)	363,64
Preço H2V (R\$/kg)	25,30
Dólar	5,06
TMA	12%

Custo de energia anual ACL	R\$ 55.392.735,12
----------------------------	-------------------

Tabela 15 - Dados de entrada 2.

Fonte: elaboração própria.

Como resultado, obtemos os valores de indicadores e também o fluxo de caixa descontado.

VPL (R\$)	71.906.334,50
TIR (%)	22,51
Payback Descontado (Anos)	6,6
Receita anual (R\$/ano)	80.592.000,00
LCOE (R\$/MWh)	666,23

Tabela 16 - Resultados dos indicadores para a entrada 2.

Fonte: elaboração própria.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
0	-R\$ 101.200.000,00	-R\$ 101.200.000,00	-R\$ 101.200.000,00
1	R\$ 23.175.264,88	R\$ 20.692.200,79	-R\$ 80.507.799,21
2	R\$ 23.175.264,88	R\$ 18.475.179,27	-R\$ 62.032.619,94
3	R\$ 23.175.264,88	R\$ 16.495.695,78	-R\$ 45.536.924,16
4	R\$ 23.175.264,88	R\$ 14.728.299,80	-R\$ 30.808.624,36
5	R\$ 23.175.264,88	R\$ 13.150.267,68	-R\$ 17.658.356,68
6	R\$ 23.175.264,88	R\$ 11.741.310,43	-R\$ 5.917.046,25
7	R\$ 23.175.264,88	R\$ 10.483.312,88	R\$ 4.566.266,64
8	R\$ 23.175.264,88	R\$ 9.360.100,79	R\$ 13.926.367,42
9	R\$ 23.175.264,88	R\$ 8.357.232,85	R\$ 22.283.600,27

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
10	R\$ 23.175.264,88	R\$ 7.461.815,04	R\$ 29.745.415,31
11	R\$ 23.175.264,88	R\$ 6.662.334,86	R\$ 36.407.750,17
12	R\$ 23.175.264,88	R\$ 5.948.513,27	R\$ 42.356.263,44
13	R\$ 23.175.264,88	R\$ 5.311.172,56	R\$ 47.667.436,00
14	R\$ 23.175.264,88	R\$ 4.742.118,36	R\$ 52.409.554,36
15	R\$ 23.175.264,88	R\$ 4.234.034,25	R\$ 56.643.588,61
16	R\$ 23.175.264,88	R\$ 3.780.387,72	R\$ 60.423.976,33
17	R\$ 23.175.264,88	R\$ 3.375.346,18	R\$ 63.799.322,51
18	R\$ 23.175.264,88	R\$ 3.013.701,95	R\$ 66.813.024,45
19	R\$ 23.175.264,88	R\$ 2.690.805,31	R\$ 69.503.829,76
20	R\$ 23.175.264,88	R\$ 2.402.504,74	R\$ 71.906.334,50

Tabela 17 - Fluxo de caixa para entrada 2.

Fonte: elaboração própria.

O resultado do VPL foi de R\$ 71.906.334,50, como apresenta valor superior a zero esse indicativo aponta que o investimento é viável. A TIR resultou em 22,51% superando a TMA de 12%, o que também indica que o investimento é viável. Obtemos valor de Payback Descontado de 6,6 anos (a vida útil do sistema é de 20 anos), portanto podemos afirmar que todos os indicadores apresentaram valores que caracterizam o investimento na usina de produção de hidrogênio como viável para os parâmetros de entrada definidos na tabela 16. Vale ressaltar que, para esse segundo caso, o preço de venda do hidrogênio foi de 5 dólares sendo que no primeiro caso foi de 9 dólares, portanto podemos afirmar que a segunda opção apresenta resultados largamente superiores e possibilita a venda do hidrogênio por um preço mais atraente ao comprador.

8.6. Análise dos resultados para diferentes cenários

Considerando o caso 2, utilizando TMA de 12% a.a. e preço de venda do hidrogênio a US\$4,41. Obtemos os seguintes resultados:

VPL	R\$ 873.001,23
TIR	12,14%
Payback Descontado (Anos)	19,4
Receita anual (R\$/ano)	R\$ 71.082.144,00
LCOE (R\$/MWh)	75,54

Tabela 18 - Resultados da entrada 2 (preço de venda do H2 a US\$4,41).

Fonte: elaboração própria.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
0	-R\$ 101.200.000,00	-R\$ 101.200.000,00	-R\$ 101.200.000,00
1	R\$ 13.665.408,88	R\$ 12.201.257,93	-R\$ 88.998.742,07
2	R\$ 13.665.408,88	R\$ 10.893.980,29	-R\$ 78.104.761,78
3	R\$ 13.665.408,88	R\$ 9.726.768,12	-R\$ 68.377.993,66
4	R\$ 13.665.408,88	R\$ 8.684.614,39	-R\$ 59.693.379,27
5	R\$ 13.665.408,88	R\$ 7.754.119,99	-R\$ 51.939.259,27
6	R\$ 13.665.408,88	R\$ 6.923.321,42	-R\$ 45.015.937,85
7	R\$ 13.665.408,88	R\$ 6.181.536,98	-R\$ 38.834.400,87
8	R\$ 13.665.408,88	R\$ 5.519.229,45	-R\$ 33.315.171,42
9	R\$ 13.665.408,88	R\$ 4.927.883,44	-R\$ 28.387.287,98
10	R\$ 13.665.408,88	R\$ 4.399.895,93	-R\$ 23.987.392,05
11	R\$ 13.665.408,88	R\$ 3.928.478,51	-R\$ 20.058.913,55
12	R\$ 13.665.408,88	R\$ 3.507.570,09	-R\$ 16.551.343,45
13	R\$ 13.665.408,88	R\$ 3.131.759,01	-R\$ 13.419.584,44
14	R\$ 13.665.408,88	R\$ 2.796.213,40	-R\$ 10.623.371,04

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Saldo
15	R\$ 13.665.408,88	R\$ 2.496.619,11	-R\$ 8.126.751,93
16	R\$ 13.665.408,88	R\$ 2.229.124,21	-R\$ 5.897.627,72
17	R\$ 13.665.408,88	R\$ 1.990.289,47	-R\$ 3.907.338,25
18	R\$ 13.665.408,88	R\$ 1.777.044,17	-R\$ 2.130.294,08
19	R\$ 13.665.408,88	R\$ 1.586.646,58	-R\$ 543.647,50
20	R\$ 13.665.408,88	R\$ 1.416.648,73	R\$ 873.001,23

Tabela 19 - Fluxo de caixa para entrada 2.

Fonte: elaboração própria.

O resultado do VPL foi de R\$ 873.001,23, valor muito pequeno em comparação ao Capex, 0,863%, o que indica que o projeto está no limiar entre ser viável ou não. A TIR resultou em 12,14%, apenas 0,14% a mais do que a TMA. Obtemos valor de Payback Descontado de 19,4 anos, valor próximo da vida útil do eletrolisador. Portanto, podemos afirmar que esse preço de US\$ 4,41 para o hidrogênio corresponde ao valor de custo de produção do modelo adotado, pois os indicadores estão suficientemente próximos da fronteira de lucro e prejuízo.

Para diferentes valores de preço de hidrogênio, variando entre 4,41 e 10 dólares. Obtemos o gráfico da variação do Payback Descontado:

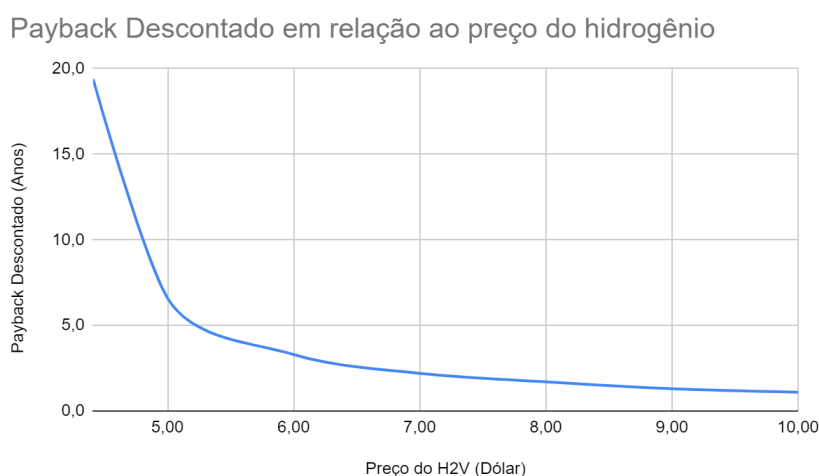


Figura 27 - Payback Descontado em relação ao preço de venda do hidrogênio.

Fonte: Elaboração própria.

8.7. Comparação entre os dois modelos

Foram analisadas duas situações, uma com autogeração de energia e outra com compra de energia no mercado livre. Pode-se notar que a segunda opção, com compra de energia totalmente pelo ACL, se apresentou mais economicamente viável. Algumas causas disso podem ser devido ao uso de solar, que devido a seu baixo fator de capacidade eleva muito o capex. E também, principalmente, devido à produção de energia centralizada (produzida por grandes geradoras) ser mais barata que a produzida por descentralizadas (produzida por autogeração). As grandes geradoras são mais capazes de escalonar produção, com grandes parques eólicos, solares e de biomassa. Além disso, na maioria dos leilões de energia realizados pela CCEE, o menor valor para o consumidor é prioridade, o que ajuda muito a diminuir o valor da energia por concorrência, o que pode não ocorrer com energia de autogeração.

9. CONCLUSÃO

No presente Trabalho de Conclusão de Curso procurou-se entender os desafios técnicos e comerciais na construção de uma usina de hidrogênio verde no Brasil. O objetivo principal foi elaborar um modelo, com base nas informações reunidas, para que fosse possível calcular indicadores de viabilidade econômica e analisar a possibilidade da produção em território nacional.

Para conceber melhor o objetivo geral, foram identificados três objetivos específicos. O primeiro foi entender as vantagens e desvantagens de cada tipo de solução para armazenamento e transporte. Foi observado que a infraestrutura do Brasil está pronta para transportar utilizando caminhões e o armazenamento é feito em cilindros e tanques pressurizados. Em seguida, foram levantadas uma série de informações necessárias para a criação de um modelo de usina, cuja análise apontou a região nordeste como mais viável e também os valores e modelos de equipamentos como eletrolisador, turbinas eólicas e painéis solares. E, por fim, foram feitas duas análises econômicas, uma para a autogeração de energia com compra de energia para as horas sem produção e outra para um contrato de fornecimento total de energia.

A partir do cálculo dos indicadores de viabilidade econômica para o cenário de autogeração de energia e para o cenário de compra de energia totalmente pela ACL foi confirmado que é viável instalar uma usina de produção de Hidrogênio Verde no Brasil em ambos os casos sendo que o segundo caso apresentou melhores resultados econômicos.

A contribuição real deste trabalho se dá pela reunião de informações a respeito do tema e pela análise dos indicadores de viabilidade econômica, o que contribui para a discussão e para o crescimento do Hidrogênio Verde como potencial vetor energético no Brasil.

As principais limitações foram o cenário incipiente da produção de Hidrogênio Verde no Brasil que resulta em poucos estudos e livros discorrendo sobre o tema. E também o sigilo que as poucas empresas têm em relação a sua tecnologia e estratégia utilizada para a produção.

Como sugestão a trabalhos futuros sobre o tema, podemos apontar a análise da produção de Hidrogênio Verde em outros mercados, como os Estados Unidos e Europa. Visto que a análise do trabalho foi realizada no ambiente de mercado interno, que ainda é incipiente no Brasil. Ainda que o Brasil tenha destaque pela capacidade de fornecimento de energia proveniente de fontes renováveis, seria interessante verificar os desafios e soluções da

produção do hidrogênio no exterior, principalmente as relacionadas a transporte e armazenamento para longas distâncias, visto que esse é um dos maiores, senão o maior, desafio relacionado a implantação do hidrogênio verde como um vetor energético em escala global como é a gasolina atualmente.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministério de Minas e Energia, PDE - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031- Mercado Atual-pp 352. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>
Acesso em: 10 de dez. de 2022.
- [2] The Observatory of Economy. Disponível em <<https://oec.world/>>. Acesso em: 05 de dez. de 2022.
- [3] Observatório de Hidrogênio nº1 - UFRJ - tipos de hidrogênio - pp 11. Disponível em: <<https://projeto2.com.br/biblioteca-nova/>>. Acesso em 10 de mai. de 2022.
- [4] Maneira atual de transporte de hidrogênio: Hydrogen Delivery | Department of Energy. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-delivery>>. Acesso em: 10 de dez. de 2022.
- [5] *International Energy Agency. Hydrogen*. 2 de fevereiro de 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>>. Acesso em: 16 de jul de 2022.
- [6] *Energy Networks Australia. "SHADES OF HYDROGEN – WHAT'S IN A COLOUR?"*. 24 de setembro de 2022. Disponível em:
<<https://www.energynetworks.com.au/news/energy-insider/2020-energy-insider/shade-s-of-hydrogen-whats-in-a-colour/>>. Acesso em: 16 de jul. de 2022.
- [7] Baker McKenzie. *Hydrogen Report*. 2020. Disponível em:
<https://www.bakermckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2020/01/hydrogen_report.pdf?la=en>. Acesso em: 16 de jul. de 2022.
- [8] Frontier Economics. *Green, blue hydrogen - Potentials and security of supply*. 7 de outubro de 2020. Disponível em:
<<https://www.frontier-economics.com/media/4258/prs-bothe-green-blue-hydrogen-potential-and-security-of-supply-en-stc.pdf>>. Acesso em: 16 de jul. de 2022.
- [9] Ministério de Minas e Energia, PDE - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031- Mercado Atual-pp 352. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>
Acesso em: 10 de dez. de 2022.
- [10] Observatório de Hidrogênio- Gesel -observatório de hidrogênio nº3. Disponível em:
<https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_observatorio_h2_3.pdf> Acesso em: 08 de nov. de 2022.
- [11] Ministério de Minas e Energia, PDE - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031- Mercado Atual-pp 352. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>
Acesso em: 10 de dez. de 2022.
- [12] Unigel inaugura fábrica de fertilizantes em Sergipe e se torna maior produtora nacional. Disponível em:
<<https://www.unigel.com.br/unigel-inaugura-fabrica-de-fertilizantes-em-sergipe-e-se-torna-maior-produtora-nacional/#:~:text=Unigel%20inaugura%20f%C3%A1brica%20de%20fertilizantes%20em%20Sergipe%20e%20se%20torna%20maior%20produtora%20nacional,-12%20de%20agosto&text=Neste%20m%C3%AAs%2C%20a%20Unigel%2C%20uma,est%C3%A1%20produzindo%20am%C3%B4nia%20e%20ureia.>>>.

Acesso em 25 de ago. de 2022.

[13] Silva, Gabriela Nascimento. O hidrogênio verde no refino do petróleo: um estudo de caso para a redução de emissões e uso eficiente de recursos energéticos. Disponível em:

<<https://ensaioenergetico.com.br/o-hidrogenio-verde-no-refino-do-petroleo-um-estudo-de-caso-para-a-reducao-de-emissoes-e-uso-eficiente-de-recursos-energeticos/#:~:text=O%20estudo%20mostrou%20que%20a,estufa%20em%20refinarias%20de%20petr%C3%B3leo.>> Acesso em: 2 de jun. de 2022.

[14] Lista de refinarias coletadas através do site da Petrobras e de outras fontes. Lista desatualizada: 16 Largest Oil Refineries in Brazil. Disponível em:

<worldlistmania.com> Acesso em 2 de jun. de 2022. Refinarias atualizadas da petrobrás: Refinarias | Petrobras refinarias do brasil, outra fonte mais recente: REFINO - Cenários Energia - Petróleo. Disponível em: <editorabrasilenergia.com.br>. Acesso em 2 de jun. de 2022.

[15] IEA. Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2021. Disponível em:

<<https://www.iea.org/reports/world-energy-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze>>. Acesso em: 2 de junho de 2022.

[16] IEA. Announced Pledged Scenario, 2021. Disponível em:

<<https://www.iea.org/reports/world-energy-model/announced-pledges-scenario-aps#abstract>>. Acesso em 2 de junho de 2022.

[17] GESEL. Observatório de Hidrogênio nº 2, 2021. Rio de Janeiro. Disponível em:

<https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36_observatorio_h2_2.pdf>. Acesso em 10 de dez. de 2022.

[18] Airbus. ZEROe Towards the world's first zero-emission commercial aircraft, 2020. Disponível em:

<<https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe>>. Acesso em 1 de junho de 2022.

[19] Boeing. PHANTOM EYE, 2019. Disponível em:

<<https://www.boeing.com/defense/phantom-eye/>>. Acesso em 30 de maio de 2022.

[20] IEA. Global Hydrogen Review 2021, 2021, Paris. Disponível em:

<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>>. Acesso em 13 de julho de 2022.

[21] Iberdrola and Fertiberia place Spain at the forefront of green hydrogen in Europe, with 800 MW and €1.8 billion investment projected by 2027. Iberdrola, 28 out. 2020. Disponível em:

<<https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-fertiberia-place-spain-forefront-green-hydrogen-europe-with-1-8-billion-investment-projected-2027>>..

Acesso em 30 maio 2022.

[22] Origin Green Hydrogen and Ammonia Plant. HyResource, 6 mai. 2022.

Disponível em:

<<https://research.csiro.au/hyresource/origin-green-hydrogen-and-ammonia-plant/>>.

Acesso em 27 mai. 2022.

[23] Al Reyadah Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS) Project). Carbon sequestration leadership forum, . Disponível em:

<<https://www.cslforum.org/cslf/Projects/AlReyadah>>. Acesso em: 25 mai. de 2022.

[24] MefCO2 Project Progress. EU. Disponível em:

<http://www.mefco2.eu/project_progress.php>. Acesso em 27 mai. 2022.

[25] Power2Met. HydrogenValley, 2020. Disponível em:

<<https://hydrogenvalley.dk/power2met-en/>>. Acesso em 27 mai. 2022.

- [26] McKinsey and Company. Decarbonization challenge for steel, 2020. Disponível em:
<<https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Metals%20and%20Mining/Our%20Insights/Decarbonization%20challenge%20for%20steel/Decarbonization-challenge-for-steel.pdf>>. Acesso em 25 mai. 2022.
- [27] “Você sabe como é produzido o aço / ferro que é utilizado em sua casa?” Ferros Scharlau, 4 set. 2019. Disponível em:
<<https://ferros1.com.br/producao-de-aco/>>. Acesso em 2 jun. 2022.
- [28] International Energy Agency. *The role of low-carbon fuels in clear energy transitions of the power sector*. Disponível em:
<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/01ca16c8-e493-475c-81c4-04ac5d3b9882/Theroleoflow-carbonfuelsinthecleanenergytransitionsofthepowersector.pdf>>. Acesso em 16 de jul. de 2022.
- [29] Ministério de Minas e Energia, PDE - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031- Mercado Atual-pp 352. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>
Acesso em: 10 de dez. de 2022.
- [30] Hydrogen-powered aviation. Disponível em:
<https://www.clean-hydrogen.europa.eu/media/publications/hydrogen-powered-aviation_en>. Acesso em: 16 de jul. de 2022.
- [31] Souza, Mariana de Mattos Vieira Mello. Tecnologia do Hidrogênio. Rio de Janeiro. Synergia. 2009.
- [32] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Cartograma 2.3. Brasília. 27 de Julho de 2020. Disponível em:
<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2022/secao-2/cartogramas/cartograma-2-3_2022.jpg>. Acesso em: 16 de jul. de 2022.
- [33] BRASIL. Senado Federal. Projeto de Lei nº 725, de 2022. Altera artigos da Lei nº 9.478/97 que institui a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília: Senado Federal, 2022. Disponível em:
<<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/152413>>. Acesso em: 1 jul. de 2022.
- [34] Brander, Matthew. Greenhouse gases, CO₂, CO₂e, and carbon: What do all these terms mean, Agosto 2012. Disponível em
<<https://bluemangrove.fund/wp-content/uploads/2021/03/Glossary-on-different-CO2-terms.pdf>>. Acesso em 15 de julho de 2022.
- [35] Bhandari, Ramchandra; Trudewind, Clemens A.; Zapp, Petra. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis - a review, 2014. Disponível em :
<<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S095965261300509X?token=3645A8941987DB8B2FD95A21BC880C4229C34D6095F467F7E30F37BA46FD1FFFFC827A45B35E0020BC20BF384BCFCCF2&originRegion=us-east-1&originCreation=20220717214833>>. Acesso em: 15 de julho.
- [36] Braga, Lúcia Bollini. ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E ECOLÓGICOS DE PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO, 2014. Disponível em
<<https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/115997/000807535.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 15 de junho de 2022.

- [37] Richard Derwent, et al. Global environmental impacts of the hydrogen economy, 2006. Disponível em: <https://www.geos.ed.ac.uk/~dstevens/publications/derwent_ijnhpa06.pdf>. Acesso em: 15 de julho de 2022.
- [38] Field, R.A.; Derwen, Richard G. *Global warming consequences of replacing natural gas with hydrogen in the domestic energy sectors of future low-carbon economies in the United Kingdom and the United States of America, 2021*. Disponível em <<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0360319921023247?token=6E6A52EF0D4243E986A1A4B41E537025232091D73300209DDEAA9FAF627A6063F07738D25BE6ADDADFA1058B3591B442&originRegion=us-east-1&originCreation=20220717214736>>. Acesso em: 15 de jul. de 2022.
- [39] Mapeamento de cadeias de mobilidade - Plano nordeste Potência , SAE Brasil . Disponível em <<http://arquivos.saebrasil.org.br/2022/SAE4mobility/Mapeamento-de-Cadeias-de-Mobilidade-Plano-Nordeste-Potencia.pdf>> Acesso em 05 de dez. 2022
- [40] Lei Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em 30 de nov. de 2022.
- [41] ANDERSSON, Joakim; GRÖNKVIST, Stefan. Large-scale storage of hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, v. 44, n. 23, p. 11901-11919, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195>>. Acesso em: 17 jul. 2022.
- [42] Zeng, K.; Zhang, D. “Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications”. *Crawley*, 9 de novembro de 2009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598?casa_token=Rd5OjzM8kbsAAAAA:hL39ZS032c17hrEHLA9r5vx4tOrgHfcF2qJGL1nfSIL7xU-qbkHlwe2mkhzmXAKrDv9_w8XsVXgJ> Acesso em 19 de set. de 2022.
- [43] MAZLOOMI, S. K.; SULAIMAN, N. “Influencing factors of water electrolysis electrical efficiency”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 6, p. 4257–4263, Agosto de 2012. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002353?via=ihub>>. Acesso em: 19 de set. de 2022.
- [44] Unigel. Unigel fecha contrato com a thyssenkrupp nucera e investe US\$ 120 milhões na primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil. São Paulo/Dortmund, 25 de julho de 2022. Disponível em: <<https://www.unigel.com.br/unigel-fecha-contrato-com-a-thyssenkrupp-nucera-e-investe-us-120-milhoes-na-primeira-fabrica-de-hidrogenio-verde-do-brasil/>> Acesso em: 18 set. 2022.
- [45] Thyssenkrupp nucera. “Green hydrogen solutions”. Disponível em: <<https://thyssenkrupp-nucera.com/green-hydrogen-solutions/>> Acesso em: 19 de set. de 2022.
- [46] Global Wind Atlas. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-9.068873,-38.432236,11&s=-9.068725,-38.432125&m=site>> Acesso em: 19 de set. de 2022.
- [47] Global Solar Atlas. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-9.068873,-38.432236,11&s=-9.068725,-38.432125&m=site>> Acesso em: 19 de set. de 2022.
- [48] Nasa power. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>

Acesso em: 19 de set. de 2022.

[49] Site do fabricante Vestas, turbina eólica. Disponível em:

<<https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v150-4-5-mw>> Acesso em: 27 de out. de 2022.

[50] Manual descritivo do painel solar <THE VERTEX BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE> Acesso em: 18 de set. de 2022.

[51] Fator de capacidade dos parques eólicos do Brasil

<<https://www.epowerbay.com/single-post/ranking-operacional-energia-e%C3%B3lica-e-solar-abril-de-2022>> -Acesso em: 19 de set. de 2022.

[52] Braga, Gustavo Garcia Arantes. Aspectos técnicos, econômicos e de sustentabilidade da produção de hidrogênio renovável. UNESP, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/131893/000851988.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 18 de set. de 2022.

[53] Cresesb. Disponível em:

<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 20 de set. de 2022.

[54] Taxas de juros básicas – Histórico. Banco Central do Brasil. Disponível em:

<<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>> Acesso em: 01 de nov. de 2022.

[55] EPE . Anexo - Plano Nacional de energia 2050. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>>. Acesso em 10 de dez. de 2022.

[56] Portal do SNIRH - Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH). Disponível em:

<<https://www.snirh.gov.br/snirh/snirh-1/aceso-tematico/planejamento>>

Acesso em : 07 de out. de 2022/

[57] Informações Gerais do São Francisco. Ministério do Desenvolvimento Regional. Disponível em:

<<https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/gestao-das-aguas/politica-nacional-de-recursos-hidricos/cobranca/saofrancisco#:~:text=O%20Comit%C3%AA%20da%20Bacia%20Hidrogr%C3%A1fica%20do%20rio%20S%C3%A3o,de%20dom%C3%ADnio%20da%20Uni%C3%A3o%2C%20em%20julho%20de%202010>> Acesso em: 08 de out. de 2022.

[58] Chiappini, Gabriel. Custo do hidrogênio verde precisa cair a US\$ 3/kg para ser competitivo, diz diretor da Prumo. EPBR. 15 de dez. de 2021. Disponível em:

<<https://epbr.com.br/custo-do-hidrogenio-verde-precisa-cair-a-us-3-kg-para-ser-competitivo-diz-diretor-da-prumo/>>. Acesso em 04 de nov. de 2022.

[59] CCEE atuará como certificadora da energia usada para produzir hidrogênio verde no Brasil. CCEE, 2021. Disponível em:

<<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-atuara-como-certificadora-da-energia-usada-para-produzir-hidrogenio-verde-no-brasil>>. Acesso em 17 de nov. de 2022.

[60] Fator médio - Inventários corporativos. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, 2022. Disponível em:

<<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>>. Acesso em 17 de nov. de 2022

[61] Cálculo dos tributos sobre as tarifas de distribuição. Disponível em:

<<https://clientescorporativos.coelba.com.br/informacoes/Paginas/tarifas-precos-e-tributos.aspx>>. Acesso 02 de dez. de 2022.

[62] Tabela de Tarifas e Preços Finais de Energia ELÉTRICA. Grupo Ab. Disponível

em:

<https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/residencial-rural/Documents/tarifa-2019-fev/COELBA_TARIFAS%20E%20PRE%C3%87OS%20FINAIS_GRUPO%20A_FEV_EIREIRO%202019_%20REH%202%20382.pdf>. Acesso 02 de dez. de 2022.

[63] RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.024, DE 19 DE ABRIL DE 2022. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2022. Disponível em:

<<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223024ti.pdf>>. Acesso 01 de dez. de 2022

[64] BBCE. Disponível em: <<https://www.bbce.com.br/>>. Acesso em 02 de dez. de 2022.

[65] CCEE. Manual para Certificação de Hidrogênio. Disponível em:

<<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwihueDB9vL7AhWKqJUCHSIHBpUQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.ccee.org.br%2Fdocuments%2F80415%2F919444%2FManual%2520para%2520a%2520Certifica%25C3%25A7%25C3%25A3ode%2520de%2520Hidrog%25C3%25AAnio%2520REV1.0.pdf%2F6534f304-8ea5-0e87-9f33-b92ac67fd8b7&usg=AOvVaw0Tt8tA-Jzflo-RRIFDg23T>>. Acesso 11 de dez. 2022.