



**POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VIA POWER-TO-GAS A
PARTIR DE FONTE EÓLICA PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂ EM
UMA FROTA DE ÔNIBUS NO ESTADO DO CEARÁ**

Víctor André Pinto Pimentel

Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Mecânica da Escola
Politécnica da Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro Mecânico.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Sílvio Carlos Anibal de
Almeida

Rio de Janeiro

Julho 2022

POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VIA POWER-TO-GAS A
PARTIR DE FONTE EÓLICA PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂ EM
UMA FROTA DE ÔNIBUS NO ESTADO DO CEARÁ

Víctor André Pinto Pimentel

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovado por:

Prof. David Alves Castelo Branco, D.Sc.

Prof. Sílvio Carlos Anibal de Almeida, D.Sc.

Prof. Gabriel Lisboa Veríssimo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JULHO DE 2022

CIP - Catalogação na Publicação

Pimentel, Víctor André Pinto

Potencial de produção de hidrogênio via power-to-gas a partir de fonte eólica para mitigação de emissões de CO₂ em uma frota de ônibus no estado do Ceará / Víctor André Pinto Pimentel. - Rio de Janeiro: UFRJ, Escola Politécnica, 2022.

XIII, 58 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Silvio Carlos Aníbal de Almeida

Projeto de Graduação - UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia Mecânica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 53 - 58.

1. Hidrogênio Verde. 2. Transição Energética. 3. Energia Eólica. 4. Setor de Transportes. I. Castelo Branco et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia Mecânica. III. Potencial de produção de hidrogênio via *power-to-gas* a partir de fonte eólica para mitigação de emissões de CO₂ em uma frota de ônibus no estado do Ceará

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a pessoa mais importante da minha vida, minha mãe Solange, que desde cedo me incentivou nas jornadas dos estudos e esteve ao meu lado nos momentos mais decisivos para me guiar ao caminho que trilhei. Hoje, apesar de não poder ler esse agradecimento, tenho certeza que sabe de toda minha gratidão pela sua companhia na minha vida.

Ao meu pai, Francisco, por todo suporte ao longo dos estudos no técnico de mecânica, e depois na faculdade. Por todos os momentos em que não pude agradecer, os faço agora. Agradeço pelo grande homem, marido e pai que você é, pelo exemplo diário de força e resistência que você me dá.

Agradeço aos meus familiares por todo carinho e incentivo. À minha irmã Thais, por todos os abraços carinhosos e pelo suporte que só você pode dar. Às minhas avós, Zélia e Maria Augusta, por ajudarem a formar a pessoa que sou hoje.

Aos meus amigos, Martines e Gabi por todos os momentos de apoio desde antes da faculdade, e no seu decorrer, por serem um conforto no dia a dia ao reencontrá-los. Vocês ocupam um espaço gigante dentro do meu coração. Aos meus queridos amigos, Yan e Ju e as amigas que a Enactus me trouxe, meu muito obrigado pelos momentos incríveis que vivemos.

Aos amigos do CEFET, Flávio, Mendes, Well, Pedro, Hiago, pelos incontáveis momentos divertidos que celebramos. Às amigas do fundão, pela parceria que criamos ao longo dos últimos anos. E à Maria Clara, pelo carinho e paciência durante os últimos meses em que estive focado neste trabalho.

Agradeço aos meus orientadores, David e Sílvia, pela dedicação e paciência essenciais para o andamento do meu trabalho. Ao Bruno, pelas indicações, correções e suporte dados ao longo da minha participação no PRH-41.

Por fim, agradeço o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-41/ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VIA POWER-TO-GAS A PARTIR DE FONTE EÓLICA PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂ EM UMA FROTA DE ÔNIBUS NO ESTADO DO CEARÁ

Víctor André Pinto Pimentel

Julho/2022

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Sílvio Carlos Anibal de Almeida

Curso: Engenharia Mecânica

O mundo caminha em direção a uma transição energética visando reduzir as emissões dos gases de efeito estufa (GEE) ao mesmo tempo em que precisa atender a sua demanda energética. Com o objetivo de promover um desenvolvimento mais sustentável de suas cidades, os países buscam a redução da utilização dos combustíveis fósseis e o aumento da participação de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em suas matrizes energéticas, utilizando-as de maneira complementar às usuais. Particularmente, a geração de energia eólica se destaca no Brasil, com uma capacidade instalada de 21,2 GW (2022), sendo mais de 85% dessa capacidade localizada na região Nordeste. Essa geração pode ser aplicada para a produção de hidrogênio via eletrólise da água, representando uma alternativa importante para a produção mais limpa desse combustível. O presente trabalho busca avaliar o potencial de produção em um projeto conceitual, através de um estudo de caso, realizando um balanço energético e de massa aplicado a um eletrolisador alcalino no estado do Ceará, utilizando como fonte de energia elétrica um parque eólico já existente. Além disso, busca analisar como o combustível pode ser utilizado no setor de transporte de passageiros aplicando-o em uma frota reduzida, calculando o total de emissões evitadas caso fosse utilizado diesel. Essas emissões apresentaram um valor pequeno comparados ao cenário nacional, mas que representam mais uma alternativa de descarbonização a partir de uma tecnologia que pode ser estimulada dentro do país. Por fim, o trabalho apresenta o custo nivelado de hidrogênio para esse empreendimento, comparando-o a outros valores na bibliografia para o cenário presente e para um horizonte projetado, encontrando valores semelhantes aos atuais.

Palavras-chave: Hidrogênio verde. Transição energética. Energia Eólica. Redução de emissões de GEE. Sistema de transporte de passageiro

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the degree of Mechanical Engineer.

HYDROGEN PRODUCTION POTENTIAL THROUGH POWER-TO-GAS FROM A WIND SOURCE TO MITIGATE CO₂ EMISSIONS IN A BUS FLEET IN THE STATE OF CEARÁ

Víctor André Pinto Pimentel

July/2022

Advisor: David Alves Castelo Branco

Sílvia Carlos Aníbal de Almeida

Course: Mechanical Engineering

The world is moving toward an energy transition that aims to reduce greenhouse gas (GHG) emissions while trying to keep up with energy demand. Countries are seeking to reduce the use of fossil fuels and increase the share of power generation technologies from renewable sources in their energy matrices, using them in a complementary way to the usual ones. In particular, wind power generation stands out in Brazil, with an installed capacity of 21,2 GW (2022), more than 85% of which corresponds to the Northeast region. This generation can be applied to hydrogen production through water electrolysis, representing an important alternative for cleaner production of this fuel. The present work seeks to evaluate the production potential in a conceptual project, through a case study, by performing an energy and mass balance applied to an alkaline electrolyser in the state of Ceará, using an existing wind farm as a source of electricity. In addition, it seeks to analyze how the fuel can be used in the passenger transportation sector by calculating the total emissions avoided if diesel fuel were used. These emissions presented a small value in comparison with the national scenario, but represent another decarbonization alternative from a technology that can be stimulated within the country. Finally, the work presents the levelized cost of hydrogen for this project, comparing it with other values in the literature for the current scenario and for a projected horizon, finding values similar to the actual ones.

Keywords: Green hydrogen. Energy transition. Wind Energy. GHG reduction. Passenger transport system.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	IX
Lista de Tabelas	XI
Lista de Siglas.....	XII
1. Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo	5
1.3 Metodologia	5
1.4 Descrição dos capítulos	6
2. Revisão Bibliográfica.....	7
2.1 Geração de energia eólica	7
2.1.1 Aspectos gerais.....	7
2.1.2 Avaliação da geração no Nordeste brasileiro.....	9
2.2 Produção de hidrogênio	11
2.2.1 Tecnologias para produção	12
2.2.1.1 Reforma de Metano (Steam Metane Reforming)	13
2.2.1.2 Eletrólise da água	14
2.2.2 Custos de produção	17
2.2.3 Armazenamento e distribuição	20
2.3 Setor de transporte x Emissões de GEE	21
2.3.1 Emissões de GEE no Brasil.....	22
2.3.2 Tecnologias disponíveis para motorização	24
2.3.2.1 Células de combustível (<i>Fuel Cells</i>)	26
2.3.2.2 Sistemas híbridos elétrico-hidrogênio	27
3. Fundamentação teórica	30
3.1 Localização da usina de hidrogênio	30
3.2 Demanda de Hidrogênio	31
3.3 Balanço de energia e de massa.....	31
3.4 Análise do Parque Eólico	35
3.5 Análise de emissões evitadas	37
3.6 Análise do LCOH	38
4. Resultados.....	41
4.1 Análise da demanda de hidrogênio	41

4.2 Análise do eletrolisador.....	42
4.3 Análise comparativa dos parques eólicos:	44
4.3.1 Parque eólico de Mucuripe:	44
4.3.2 Parque eólico de Taíba:	45
4.4 Análise das emissões:	45
4.5 Resultados e análises do LCOH:	46
5. Conclusões.....	51
Referências Bibliográficas	53

Lista de Figuras

Figura 1.1: Projeção das emissões de dióxido de carbono até 2050 relacionadas a diferentes setores.....	2
Figura 1.2: Oferta interna de eletricidade na matriz energética brasileira.....	4
Figura 2.1: Exemplo de um modelo de turbina eólica.....	7
Figura 2.2: Capacidade instalada (GW) de energia por tipos de fonte.....	8
Figura 2.3: 10 maiores capacidades instaladas de geração eólica no mundo.....	9
Figura 2.4: Distribuição geográfica dos parques eólicos pelo Brasil.....	10
Figura 2.5: Participação da geração eólica dentro dos tipos de geração de energia de 2009-2018.....	10
Figura 2.6: Previsão do PDEE para potência instalada para cada fonte até 2027.....	11
Figura 2.7: Distribuição das fontes de produção de hidrogênio.....	12
Figura 2.8: Esquematização do processo de eletrólise da água.....	15
Figura 2.9: Processo de eletrólise em um eletrolisador PEM.....	16
Figura 2.10: Expectativa de custos para produção de hidrogênio para diferentes fontes até o ano de 2050.....	18
Figura 2.11: Potencial de produção de hidrogênio verde para o Brasil para o ano de 2050.....	19
Figura 2.12: Emissões associadas ao uso de células de combustível de hidrogênio x diesel.....	22
Figura 2.13: Emissões brasileiras desde 1990 por setor.....	23
Figura 2.14: Emissões de GEE nas atividades do setor de energia no Brasil.....	24
Figura 2.15: Evolução do consumo de combustível para o setor de transporte.....	24
Figura 2.16: Componentes principais de um modelo FCV.....	25
Figura 2.17: Volume de vendas de FCVs projetados para 2050.....	26
Figura 2.18: Representação do funcionamento de uma célula a combustível.....	27
Figura 2.19: Esquematização de um modelo híbrido elétrico/hidrogênio.....	29
Figura 3.1: Localização dos municípios escolhidos para análise.....	30
Figura 3.2: Balanço de energia do problema analisado.....	32
Figura 3.3: Balanço de energia e massa no eletrolisador.....	33
Figura 3.4: Parque Eólico de Mucuripe (esquerda) e Taíba (direita)	35
Figura 3.5: Custo nivelado de hidrogênio para países da União Europeia.....	39
Figura 3.6: Projeções para 2050 do LCOH.....	40
Figura 4.1: Modelo do ônibus movido a hidrogênio verde.....	42
Figura 4.2: Modelo esquemático da planta de produção de hidrogênio.....	43

Figura 4.3: Parâmetros escolhidos e resultados encontrados para simulação realizada na calculadora LCOH do CEPEL.....	48
Figura 4.4: Resultado encontrado para produção anual de hidrogênio e LCOH simulados.....	48
Figura 4.5: Análise de sensibilidade do LCOH para diferentes eficiências de eletrolisadores e diferentes taxas de desconto.....	50

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Comparação da escala de produção via Reforma de Metano.....	14
Tabela 2.2: Comparação de variáveis de operação, econômicas e de qualidade entre eletrolisadores Alcalinos e Poliméricos.....	17
Tabela 3.1: Índices de emissões de gases de efeito estufa.....	37
Tabela 4.1: Especificações do ônibus movido a hidrogênio verde escolhido.....	41
Tabela 4.2: Especificações do modelo de eletrolisador.....	43
Tabela 4.3: Variáveis encontradas para análise energética e de massa.....	44
Tabela 4.4: Resultados para o consumo de energia nos parques eólicos.....	45
Tabela 4.5: Resultados encontrados para emissões evitadas.....	46
Tabela 4.6: Resultados encontrados para LCOH do projeto.....	47
Tabela 4.7: Comparação de resultados encontrados.....	49

Lista de Siglas

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AFC	Alkaline Fuel Cell
ALK	Alkaline
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BEV	Battery Electric Vehicle
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
CAPEX	Capital Expenditure
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS	Carbon Capture and Storage
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
DOH	Degree of Hybridization
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fuel Cells
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FCHO	Fuel Cells and Hydrogen Observatory
FCV	Fuel Cells Vehicle
FRC	Fator de Recuperação de Capital
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHG	Greenhouse Gases
IRENA	International Renewable Energy Agency
IEA	International Energy Agency
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
MCI	Motor de Combustão Interna

MME	Ministério de Minas e Energia
NMHC	Non-Methane Hydrocarbon
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PEMFC	Proton-Exchange Membrane Fuel Cell
PNE	Plano Nacional de Energia
PPE	Programa de Planejamento Energético da UFRJ
SEEG Estufa	Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
WRI	World Resources Institute

1. Introdução

1.1 Motivação

Os desafios para o desenvolvimento sustentável da sociedade global no século 21 envolvem a geração de energia que consiga atender a demandas cada vez maiores, aliado ao desafio climático de manutenção da temperatura do planeta. De acordo com IRENA (2018), as emissões de CO₂ devem diminuir caso seja adotado um cenário com aumento na geração de energia e potência a partir de energias renováveis, aumento da eficiência energética e utilização dessas fontes na eletrificação.

Como pode ser visualizado na figura 1.1 elaborado por IRENA (2018), as emissões de dióxido de carbono aumentaram de 30 Gt/ano para aproximadamente 35 Gt/ano de 2010 a 2020. Caso o cenário atual se mantenha, a projeção para 2050 é de que essas emissões não tenham tendência de redução.

Dentre os diferentes cenários apresentados, destaca-se o REmap Case (representado pela cor verde), onde, a partir de estímulos a maior participação das energias renováveis nas matrizes energéticas, estima-se uma redução para cerca de 10 Gt/ano, com 94% da redução das emissões advindas dessas fontes. Apesar de ser um cenário idealizado, é de extrema importância que os países cumpram com seus compromissos definidos nos acordos climáticos internacionais.

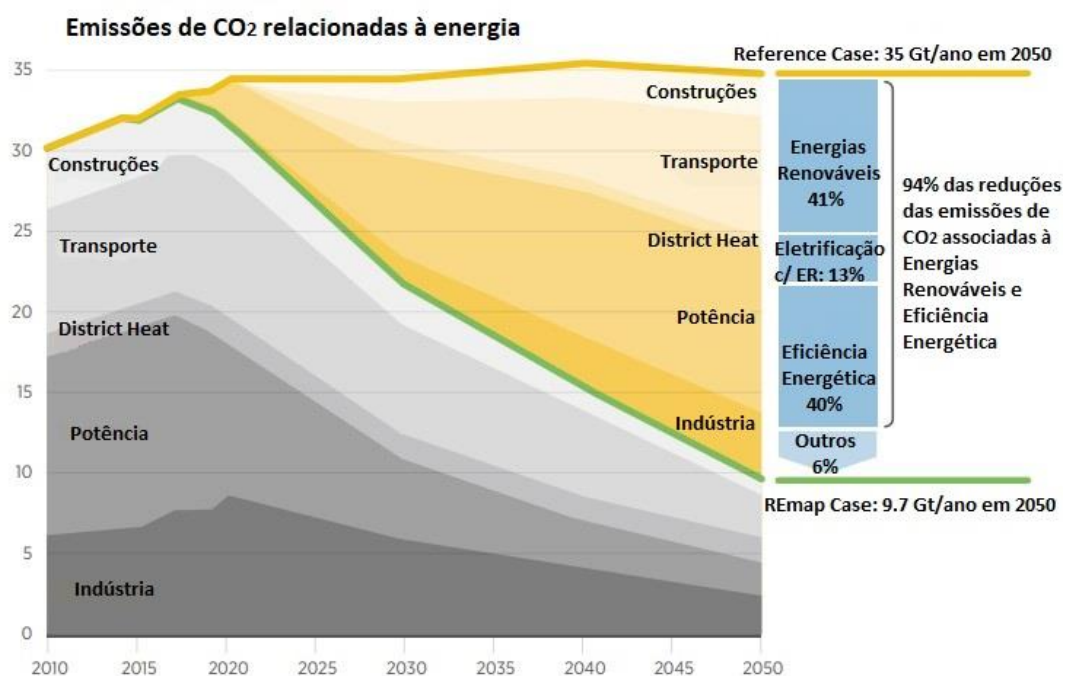


Figura 1.1: Projeção das emissões de dióxido de carbono até 2050 relacionadas a diferentes setores.

Fonte: IRENA, 2018.

Devido a pandemia do covid-19, o ano de 2020 apresentou uma curtíssima pausa no crescimento das emissões desses gases, tendo em vista a disrupção social e econômica provocada pela situação sanitária internacional, onde o distanciamento social afetou diretamente nas relações humanas. Dessa forma, as atividades comerciais, públicas e energéticas (que contribuem significativamente para essas emissões) tiveram sua intensidade reduzida, sobretudo no Brasil (BEN, 2021). Entretanto, esse acontecimento representa uma exceção aos dados adjacentes, tendo em vista que os dados estimados para o ano de 2021 indicaram um novo pico das emissões globais (IPCC, 2022).

Apesar do cenário crítico associado à emergência climática, a infraestrutura energética e industrial de muitos países segue sendo incentivada por meio de investimentos para o uso das energias fósseis, apresentando uma barreira para essas reduções. Portanto, as emissões globais previstas para os próximos anos podem ultrapassar os níveis seguros considerados por diversos cientistas e agências internacionais e tornando praticamente inviável a limitação do aquecimento global em até 1,5°C até o fim do século XXI (IPCC, 2022).

Em busca de uma neutralidade nas emissões de carbono, o hidrogênio se apresenta como um importante vetor energético, podendo ser transformado em eletricidade ou combustíveis sintéticos e ser utilizado com finalidades comerciais,

industriais ou de mobilidade (SINGH et al., 2015). Esse elemento pode ser encontrado de forma abundante na natureza na forma gasosa, é inodoro, insípido, incolor e não tóxico. Apesar de ser abundante, está associado a outros elementos na natureza e para que possa ser utilizado em células de combustível ou para outras aplicações industriais, necessita ser produzido a partir de outras fontes, como as de origem fóssil, via reforma de gás metano, ou de fontes renováveis, como a eólica e solar, recebendo a denominação de hidrogênio verde.

Do ponto de vista da sua aplicação no setor de transportes, apresenta a maior energia específica de todos os combustíveis convencionais, de 120 MJ/Kg. Além disso, o hidrogênio possui um alto rendimento energético, cerca de 2,5 vezes maior do que os combustíveis originados de hidrocarbonetos (OGDEN; WILLIAMS; LARSON, 2004).

A tecnologia para produção do hidrogênio e a sua aplicação no setor de transportes será descrita no capítulo 2, e terá foco neste trabalho na eletrólise da água e na utilização nas células de combustível. Essas células funcionam fornecendo energia elétrica para a tração das rodas dos veículos, podendo ser aliada a um sistema híbrido de hidrogênio-eletricidade.

Avaliando os impactos ambientais de sua aplicação no setor citado, seus subprodutos de reações dentro das células de combustível são vapor d'água e calor, sendo vantajoso quando comparado às emissões de CO₂ após a reação dentro dos motores de combustão interna (MANOHARAN et al., 2019). Essa tecnologia será revisada no capítulo 2.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) (2021), as fontes renováveis representam cerca de 84,8% da oferta interna de eletricidade na matriz energética brasileira, sendo esse percentual referente à soma da produção nacional e das importações. A participação da energia eólica dentro da capacidade instalada total corresponde a aproximadamente 9,8%, conforme pode ser visto na figura 1.2, indicado por "EOL/Wind". Esse tipo de fonte pode ser utilizado para gerar a eletricidade necessária para a realização da eletrólise da água, podendo representar um importante papel no desenvolvimento das tecnologias de produção de hidrogênio no Brasil.

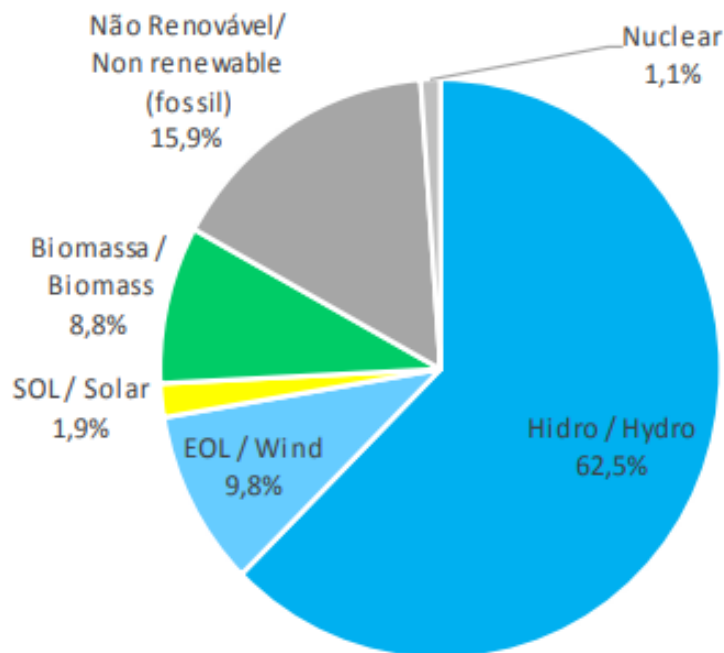


Figura 1.2: Oferta interna de eletricidade na matriz energética brasileira.

Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN), 2021.

Do ponto de vista de aplicação de estratégias para implementação do hidrogênio, alguns países da América Latina já estão preparando projetos pilotos. De acordo com Grottera e Silva (2021), na Argentina o hidrogênio será utilizado no setor de transporte de Buenos Aires, abastecendo ônibus públicos. Dentro da estratégia nacional de hidrogênio do Paraguai está a utilização da capacidade hídrica e o excedente de eletricidade para produção de hidrogênio verde. Já no Uruguai, um projeto piloto estuda a sua utilização em veículos pesados e foi estabelecido o “Dia do Hidrogênio”, no dia 8 de outubro, para aumento da visibilidade para o assunto. No Brasil, o Plano Nacional de Energia 2050 fornece recomendações para a regulamentação de projetos para produção de hidrogênio, sendo classificado como uma tecnologia disruptiva que pode ajudar a superar desafios energéticos do país (PNE, 2050).

O estado do Ceará vai receber investimentos de cerca de USD 5,4 bilhões da empresa australiana Energyx Energy para criação de uma usina de produção e comercialização de hidrogênio verde, aproveitando as condições geográficas vantajosas da região. Dessa forma, esse tipo de investimento representa um importante estímulo para que o país possua seu Hub de hidrogênio verde (Diário do Nordeste, 2021).

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma planta de produção de hidrogênio via eletrólise da água a partir de uma fonte dedicada de energia eólica (*power-to-gas*) no Nordeste do Brasil, especificamente nos parques de Taíba (São Gonçalo do Amarante) e Prainha (Aquiraz) com vistas a atender a demanda de combustível de uma frota de ônibus para circulação pública no litoral do estado do Ceará. Além disso, pretende-se comparar as emissões de CO₂ dos veículos caso fossem utilizados motores a diesel.

O estudo também pretende avaliar o custo nivelado de produção de hidrogênio para a planta, com o objetivo de verificar a viabilidade econômica do projeto. Espera-se poder comparar o LCOH com dados recentes e dados projetados da literatura.

1.3 Metodologia

O trabalho foi desenvolvido no modelo de avaliação de um projeto conceitual conforme um estudo de caso, onde foram escolhidos locais de aplicação e tipos de equipamentos considerando suas características já existentes e adotando parâmetros revisados na literatura. Naturalmente serão adotadas simplificações para tornar o problema mais aplicável à realidade que se propõe.

Apesar de ser um projeto conceitual, os parâmetros escolhidos para a análise foram adotados por meio de revisão bibliográfica realizada em cima de testes de outros modelos similares. Para a avaliação da demanda de hidrogênio, foi escolhido um modelo de ônibus que passou por experimentos dentro da UFRJ. Já para a análise energética da planta de produção de hidrogênio, foi escolhido um modelo comercial de eletrolisador (portanto, validado do ponto de vista operacional) e aplicado uma modelagem adaptada de balanço energético e de massa nos componentes do sistema conforme realizado por MICENA (2020). Por fim, para avaliação do impacto do consumo elétrico da planta, foram escolhidos parques eólicos localizados de maneira estratégica e calculado o impacto em seu fornecimento perante sua capacidade instalada.

1.4 Descrição dos capítulos

O trabalho está dividido em 5 capítulos, iniciado por esta introdução e seguido por:

Capítulo 2: foi realizada uma revisão bibliográfica a respeito da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica com foco na geração no Nordeste brasileiro, produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis e eletrólise da água. Além disso, foram revisados os custos de produção atual e projetados, analisando também seu transporte e armazenamento. Por fim, foram revisadas as emissões associadas ao sistema de transporte nacional e as tecnologias disponíveis para implementação de veículos movidos a hidrogênio;

Capítulo 3: foi apresentada a fundamentação teórica do trabalho, apresentando as variáveis importantes para análise, como a localização do projeto, demanda de hidrogênio, balanço de energia e de massa, análises dos parques eólicos escolhidos, das possíveis emissões evitadas e do cálculo do LCOH;

Capítulo 4: resultados encontrados para os parâmetros definidos anteriormente, bem como apresentação das escolhas realizadas;

Capítulo 5: conclusão das análises feitas nos capítulos anteriores e sugestão para melhorias em trabalhos futuros.

2.Revisão Bibliográfica

2.1 Geração de energia eólica

2.1.1 Aspectos gerais

O termo energia eólica descreve o processo no qual o vento é usado para gerar energia elétrica. A partir da movimentação do ar atmosférico, os ventos deslocam as pás das turbinas eólicas, que por sua vez transmitem esse movimento para um eixo ligado a um gerador elétrico.

As turbinas eólicas podem ser classificadas em 2 principais tipos, as de eixo horizontal e as de eixo vertical. Além disso, podem ser construídas no mar (*offshore*) ou na terra (*onshore*) e suas capacidades podem ser variáveis. A figura 2.1 ilustra um exemplo de parque e turbina utilizados atualmente.

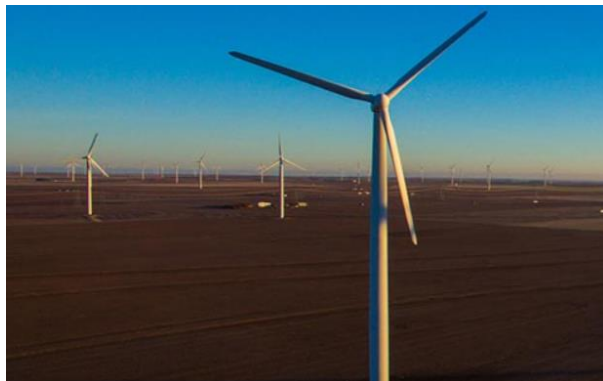


Figura 2.1: Exemplo de modelo de uma turbina eólica

Fonte: IRENA ,2022.

Como essa tecnologia depende da direção e da velocidade do vento, apresenta problemas quanto à sua intermitência e variabilidade, tendo em vista que esse recurso apresenta alta incerteza devido a imprevisibilidade de condições meteorológicas. Entretanto, essa capacidade de previsão pode ser aprimorada por meio de modelos mais detalhados de previsão dos ventos, que são levados em consideração no planejamento e programação da operação dos aerogeradores (FGV, 2016).

De acordo com os dados da IRENA (2019), a capacidade instalada de energia eólica global aumentou aproximadamente 75 vezes nas duas últimas décadas. Em 1997, essa capacidade era de apenas 7,5 GW e saltou para cerca de 564 GW em 2018. Dessa forma, se configura como a fonte renovável com o crescimento mais acelerado, tendo um acréscimo em sua capacidade total instalada de quase 100 GW apenas no ano de 2021, conforme pode ser analisado no gráfico abaixo (figura 2.2). Analisando dados mais recentes elaborado pela agência (IRENA, 2022), de acordo com o documento denominado *Renewable Capacity Highlights*, a capacidade instalada atual é de cerca de 825 GW.

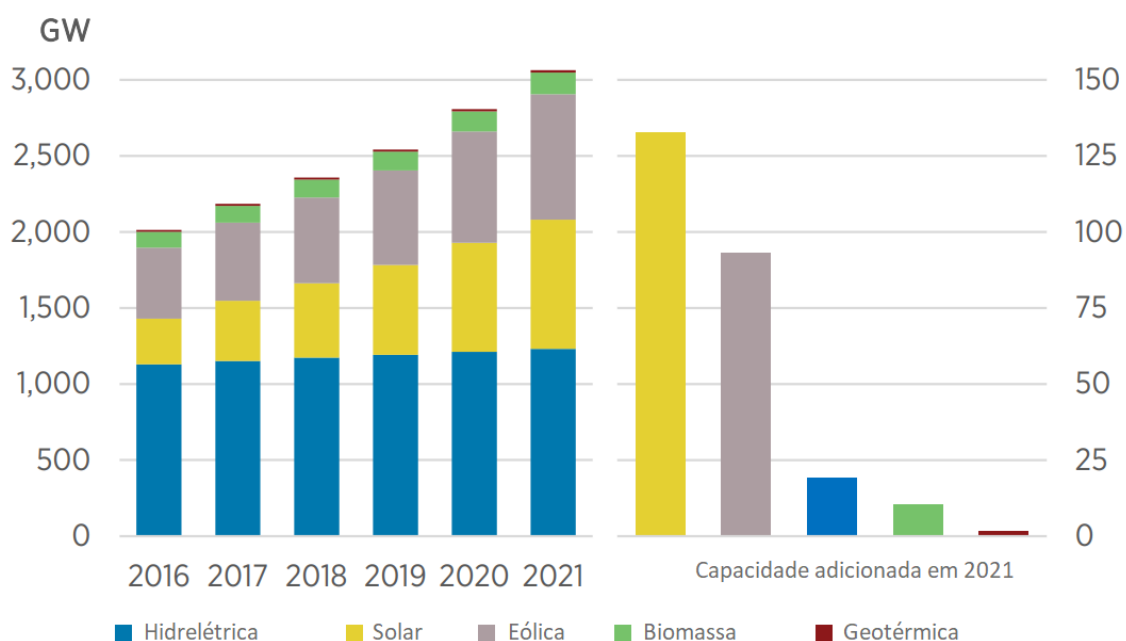


Figura 2.2: Capacidade instalada (GW) de energia por tipos de fonte.

Fonte: IRENA, 2022.

Entretanto, sua capacidade é relativamente concentrada em 3 países, China, Estados Unidos e Alemanha, conforme pode ser visualizado na figura 2.3. Em conjunto, esses países possuem cerca de 520 GW de capacidade instalada de geração eólica do planeta (IRENA, 2022).

Apesar do Brasil possuir uma participação ainda pequena na capacidade total, estando em 7º no ranking com cerca de 21,2 GW, apresenta um mercado interno bastante promissor em virtude da competitividade da fonte eólica dentro dos leilões de energia e por possuir boas condições para esse tipo de geração.

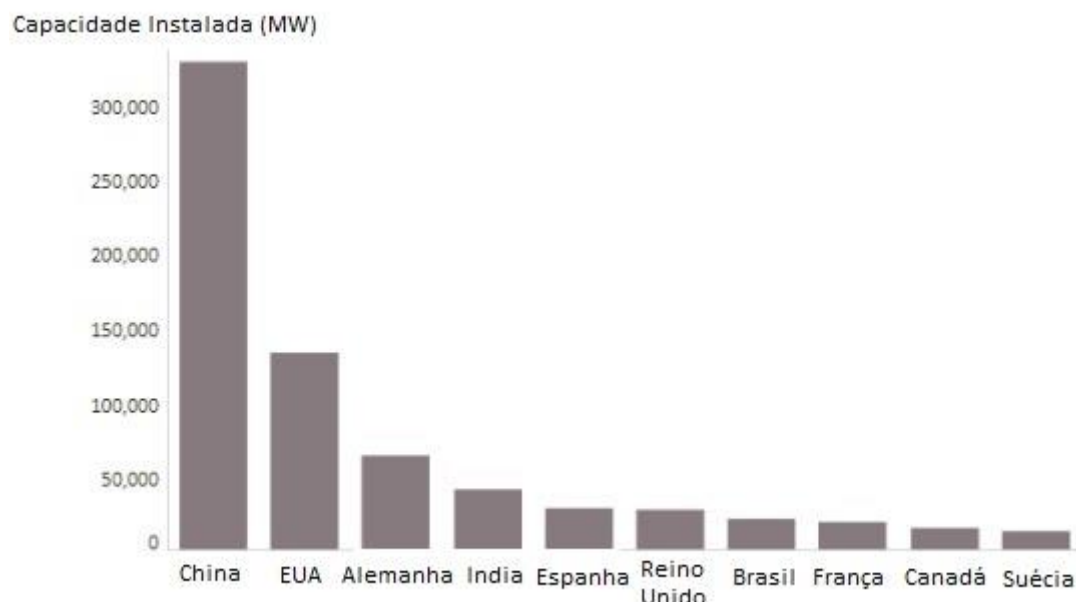


Figura 2.3: 10 maiores capacidades instaladas de geração eólica no mundo.

Fonte: Estatísticas, IRENA, 2022.

2.1.2 Avaliação da geração no Nordeste brasileiro

O tamanho da indústria de energia eólica no Brasil vem crescendo consideravelmente nos últimos anos e se reflete em 795 parques eólicos, com mais de 9000 aerogeradores em operação por 12 estados, conforme dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) de 2022. A cada R\$ 1,00 investido em usinas eólicas refletem em um impacto de R\$ 2,90 no PIB nacional, e são gerados cerca de 11 postos de trabalho por cada MW instalado (BORGES, 2022).

A distribuição geográfica da capacidade instalada de parques eólicos pelo país se estende do litoral da região Nordeste ao litoral da região Sul, com algumas poucas unidades instaladas no interior dos estados, conforme pode ser visualizado na figura 2.4. A maior parte dessas instalações se encontra na região Nordeste, com algumas poucas na região Sudeste (Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro) e com uma concentração no Sul do país, ainda que menor do que a Nordeste, mas com certa representatividade sobretudo no estado do Rio Grande do Sul.

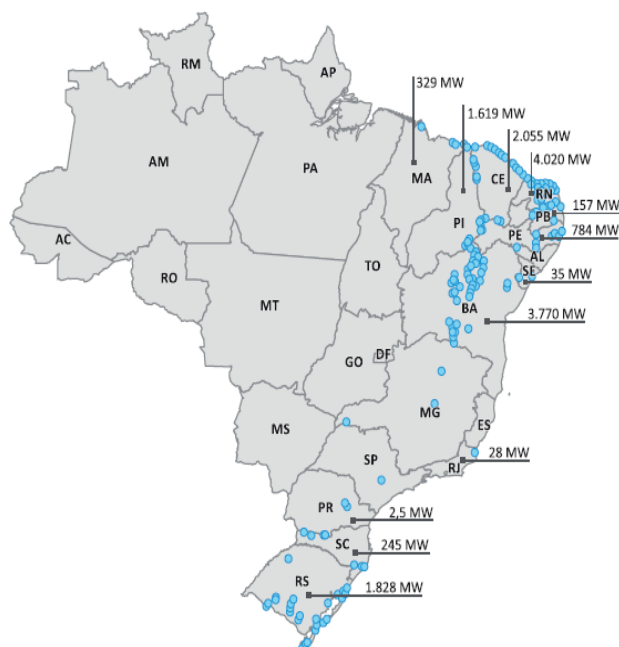


Figura 2.4: Distribuição geográfica dos parques eólicos pelo Brasil.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019.

Dentro do Sistema Interligado Nacional, o subsistema Nordeste que compreende todos os estados da região, exceto o Maranhão, a energia eólica foi responsável por 51,6% da geração de energia elétrica no ano de 2018 (ONS, 2019a). Como pode ser observado na figura 2.5, a participação da fonte eólica vem crescendo consideravelmente nos últimos 10 anos. O avanço da instalação de usinas eólicas na região aumentou consideravelmente desde 2009, assumindo a maior posição dentro das diferentes formas de geração de energia elétrica, espaço que anteriormente era ocupado pelas hidrelétricas.

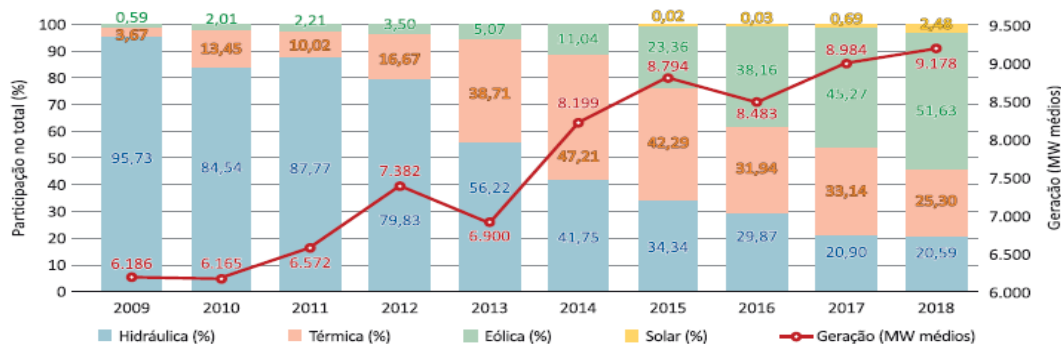


Figura 2.5: Participação da geração eólica dentro dos tipos de geração de energia de 2009-2018.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019.

Estima-se que a geração eólica no Brasil deva alcançar mais de 26 GW de potência instalada até 2027, seguindo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esse aumento considerável será responsável pela alteração na capacidade eólica instalada de 8,8% para 12,7% em comparação com outras fontes dentro do país, conforme pode ser visualizado na figura 2.6.

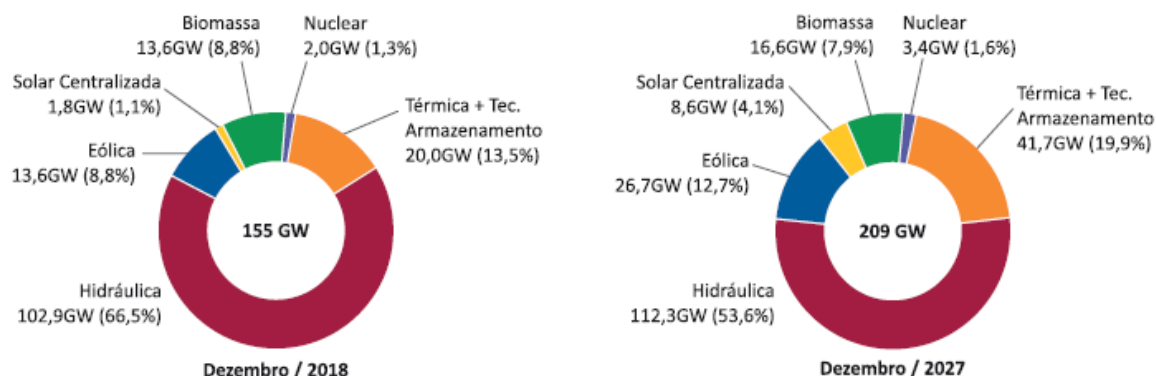


Figura 2.6: Previsão do PDEE para potência instalada para cada fonte até 2027.

Fonte: Adaptado do Plano Decenal de Expansão de Energia - MME/EPE, 2019.

2.2 Produção de hidrogênio

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2019), a demanda global de hidrogênio em 2018 foi estimada em cerca de 115 Mt. A projeção para demanda de hidrogênio para o ano de 2050 é de cerca de 500 Mt, de acordo com o Hydrogen Council (2020), o que representaria uma redução de emissões de 6 Gt de dióxido de carbono na atmosfera, além de movimentar a economia mundial gerando mais de 30 milhões de empregos diretos e indiretos.

Diferentes processos industriais utilizam o hidrogênio em suas atividades. Para os processos que utilizam calor a altas temperaturas, como na siderurgia para fabricação de aços e na indústria química, a eletrificação não é um processo adequado e a descarbonização desses setores pode ser obtida pela utilização de hidrogênio verde (GROTTERA; SILVA. 2021).

Aplicações de hidrogênio no refino de óleo também podem ajudar a reduzir as emissões substituindo as matérias-primas de origem fóssil. Dessa forma, o hidrogênio

verde pode ser uma opção atrativa onde a eletrificação não é adequada, como nas já mencionadas aplicações industriais, transporte pesado de cargas e de passageiros e na aviação (GROTTERA; SILVA. 2021).

2.2.1 Tecnologias para produção

O hidrogênio pode ser produzido de diferentes formas, como a partir da reforma de recursos de origem fóssil como gás natural, petróleo e carvão, bem como a partir de fontes renováveis como a biomassa e a água. Os processos de produção também são bastante variados, incluindo processos químicos, biológicos, termoquímicos e a eletrólise (SINGH et al., 2015).

Apesar dessa variedade de tecnologias para produção, de acordo com IRENA (2020b), 96% de todo hidrogênio produzido no mundo tem origem fóssil, classificados como hidrogênio cinza ou então hidrogênio azul, que é produzido a partir de combustíveis fósseis, mas utiliza a tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono. Ou seja, apenas uma pequena fração é produzida a partir de fontes renováveis por meio de eletrólise. A figura 2.7 apresenta esses dados:

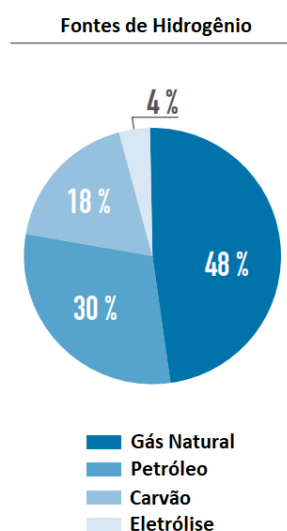


Figura 2.7: Distribuição das fontes de produção de hidrogênio.

Fonte: Adaptado de IRENA, 2018.

Serão revisados 2 diferentes processos a seguir, o de reforma a vapor de metano e a eletrólise da água. Será dado foco ao último, detalhado melhor os processos de

produção sem emissões de GEE diretamente associados, tendo em vista que o objetivo do trabalho é avaliar o potencial de produção de hidrogênio verde via eletrólise da água.

2.2.1.1 Reforma de Metano (*Steam Methane Reforming*)

O processo de reforma de metano ocorre a partir da reação do gás natural (que possui aproximadamente 90% de metano em sua composição) com vapor d'água, na presença de um catalisador e a altas temperaturas, produzindo hidrogênio e dióxido de carbono. A equação de reação a vapor reportada por Froment e Xu (1989) é apresentada a seguir:



A eficiência da produção de hidrogênio é de aproximadamente 72% quando o processo se inicia com o gás natural e o produto da reação contém gás rico em hidrogênio, com frações menores de 2–6% de metano, 7–10% de monóxido de carbono e 6–14% dióxido de carbono.

Dentro da produção de hidrogênio com origem fóssil, esse processo é o mais utilizado representando aproximadamente metade da oferta global de hidrogênio por ser favorável economicamente e apresentar uma tecnologia mais madura. Entretanto, apresenta uma grande desvantagem por seu impacto ambiental pelas emissões geradas a partir da queima do gás natural (SINGH et al., 2015). Como forma de mitigar esse impacto, a utilização da tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, da sigla em inglês) associada ao processo de reforma pode levar a uma redução de 80% das emissões (IEA, 2015).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (2015), a escala de produção de hidrogênio por meio de reforma a vapor de metano tende a influenciar nos custos de investimento iniciais, tempo de vida, capacidade e eficiência. Esses valores podem ser visualizados na Tabela 2.1, bem como uma avaliação da maturidade tecnológica.

Tabela 2.1: Comparação da escala de produção via Reforma de Metano.

Aplicação	Capacidade	Eficiência	Custo de investimento inicial	Tempo de vida	Maturidade
Reforma a vapor de metano, grande escala	150-300 MW	70-85%	400-600 USD/kW	30 anos	Madura
Reforma a vapor de metano, pequena escala	0.15-15 MW	~51%	3 000-5 000 USD/kW	15 anos	Demonstração

Fonte: Agência Internacional de Energia, 2015.

2.2.1.2 Eletrólise da água

A eletrólise é um processo em que as moléculas da água são divididas em moléculas de hidrogênio e oxigênio por meio da eletricidade em um dispositivo eletrolisador. Existem dois tipos que são mais comumente empregados para esse processo, os eletrolisadores alcalinos ALK (*Alkaline*) e os PEM (*Polymer Electrolyte Membrane*), que utilizam uma membrana constituída por um polímero sólido.

Essa tecnologia é utilizada há cerca de 200 anos, mas suas aplicações são mais frequentes em situações específicas e de pequena escala devido a sua viabilidade econômica, como em procedimentos médicos, combustível para foguetes e na indústria química e de alimentos. (SINGH et al., 2015)

Para realizar a eletrólise da água, é necessário que ela possua sais minerais para que a eletricidade seja conduzida. Dois eletrodos, um ânodo e um catodo, submersos na água são conectados a uma fonte de energia elétrica e aplicam uma corrente contínua de baixa voltagem. A separação do hidrogênio com o oxigênio ocorre quando os eletrodos atraem os íons de carga oposta, e o hidrogênio e o oxigênio gasosos sobem para a superfície, conforme representado na figura 2.8.

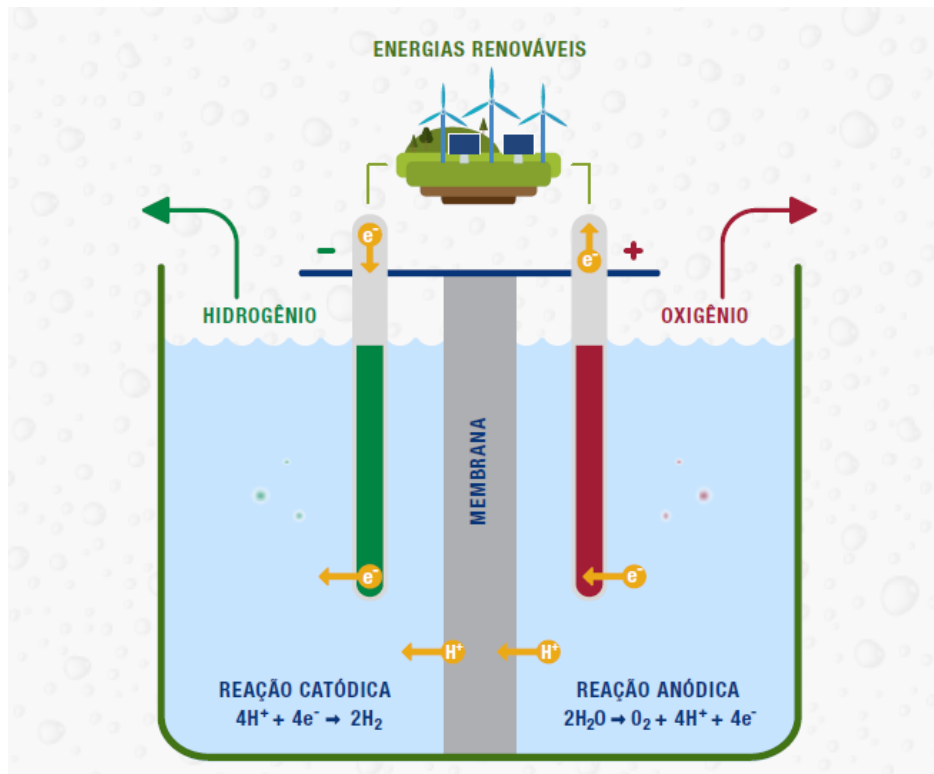


Figura 2.8: Esquematisação do processo de eletrólise da água.

Fonte: Iberdrola, 2022.

Os eletrolisadores alcalinos utilizam uma solução alcalina como eletrólito, como o hidróxido de potássio, possuindo concentrações mássicas de 25-30% e as temperaturas de operação do sistema variam de 65 a 100°C.

Os do tipo PEM possuem como principal característica um eletrólito sólido feito de uma fina camada polimérica com forte caráter ácido. As espessuras desta membrana são inferiores a 0,2 mm feita de Nafion, um tipo de polímero semelhante ao usualmente conhecido como Teflon (ÚRSULA; GANDÍA; SANCHIS. 2012). O forte caráter ácido ocorre devido a presença de grupos de ácido sulfônico (HSO_3^-), que são responsáveis pela condução dos íons positivos de hidrogênio para realizar a troca iônica. A figura 2.9 representa o processo de eletrólise em um PEM.

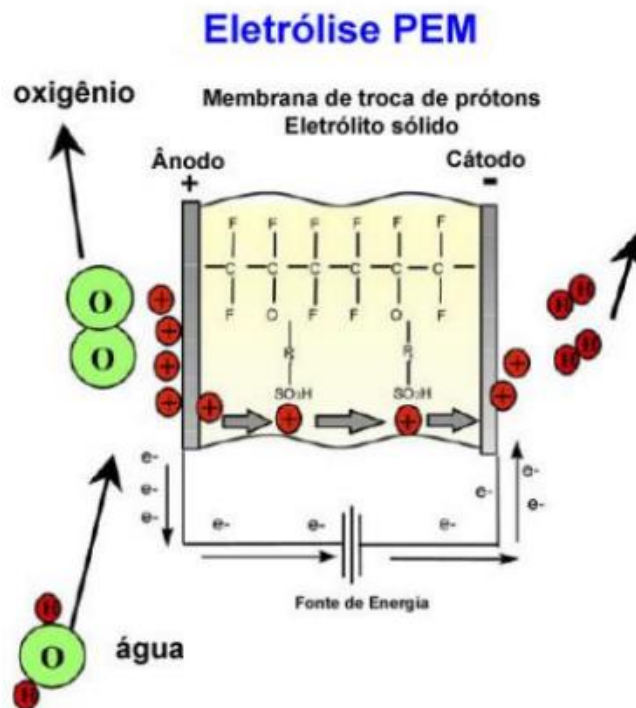


Figura 2.9: Processo de eletrólise em um eletrolisador PEM.

Fonte: Silva, 2016.

Em escala industrial, os eletrolisadores ALK são utilizados desde 1920 para fins não energéticos, enquanto os PEM se tornaram recentemente disponíveis comercialmente e ganham força no mercado por sua flexibilidade em trabalhar com uma faixa operacional mais ampla e possuir menor tempo de resposta.

Os sistemas dos eletrolisadores PEM possuem a vantagem de serem mantidos em modo stand-by com um consumo mínimo de energia. Além disso, são capazes de operar por um curto período (cerca de 10-30 minutos) e com uma capacidade superior à carga nominal, caso seja necessário. Entretanto, devido à maturidade tecnológica e aos volumes de produção aplicados, as despesas de capital médias (CAPEX) dos eletrolisadores ALK são inferiores aos PEM. (IRENA, 2018)

Na tabela 2.2, adaptada do documento *Hydrogen from renewable power - technology outlook for the energy transition*, elaborado pela Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA, 2018), é possível observar que, em 2017, a eficiência da tecnologia ALK era superior à PEM. Entretanto, espera-se que até 2025 essas eficiências se aproximem, com aumento em ambas, sendo necessário menor quantidade de energia elétrica para produção de hidrogênio.

Tabela 2.2: Comparação de variáveis de operação, econômicas e de qualidade entre eletrolisadores Alcalinos e Poliméricos.

Tecnologia	ALK		PEM	
Ano	2017	2025	2017	2025
Consumo energético (kWh/kg de H₂)	51	49	58	52
Eficiência (LHV - %)	65	68	57	64
Tempo de vida da pilha (Horas de operação)	80000	90000	40000	50000
CAPEX – custos totais do sistema (EUR/kW)	750	480	1200	700
OPEX (%CAPEX inicial/ano)	2	2	2	2
CAPEX (custos para substituição - EUR/kW)	340	215	420	210
Pressão de saída (Bar)	1	15	30	60
Tempo de vida do sistema (anos)	20	20	20	20

Fonte: IRENA, 2018.

Do ponto de vista do tempo de vida do sistema, ambas tecnologias apresentam a mesma capacidade de 20 anos, enquanto o tempo de vida da pilha eletrolítica apresenta uma expectativa de alta. A estimativa para o CAPEX de ambas as tecnologias, incluindo custos de instalação, é de redução até 2025, com os eletrolisadores PEM reduzindo consideravelmente. Para reduzir os custos com a pressurização do hidrogênio para sua utilização final e transporte, espera-se que os avanços tecnológicos permitam um aumento das pressões de saída desses dois tipos de eletrolisadores, principalmente nos PEM, tornando-o mais competitivo.

2.2.2 Custos de produção

O custo de produção do hidrogênio verde ainda é alto comparado ao hidrogênio cinza. Entretanto, nos últimos anos apresentou queda devido à redução de custos das tecnologias dos eletrolisadores, bem como das energias renováveis, sobretudo a solar e eólica (GROTTERA; SILVA. 2021).

Como pode ser visualizado na figura 2.10, a expectativa de custos para o hidrogênio verde a partir da fonte eólica (considerando um valor médio) terá uma redução de cerca de 4 US\$/kg H₂ em 2020 para cerca de 1,5 US\$/kg H₂ em 2050. Ainda de acordo com a estimativa da IRENA (2020b), o hidrogênio verde se tornaria competitivo e atingiria paridade de preços com o hidrogênio azul em 2032, analisando o cenário médio para fonte eólica.

Analisando as projeções que levam em consideração os investimentos e barateamento tecnológico para as fontes eólica e solar até 2050, observa-se que ambos superam os preços do hidrogênio azul, que apresenta pequena tendência de elevação nos custos de produção. É possível verificar que a projeção de custo de produção de hidrogênio verde é mais vantajosa para a fonte eólica em comparação a solar, analisando tanto valores médios quanto os classificados como melhor cenário. Nesse caso, a expectativa é que o custo seja próximo ou até mesmo inferior a 1 US\$/kg H₂.

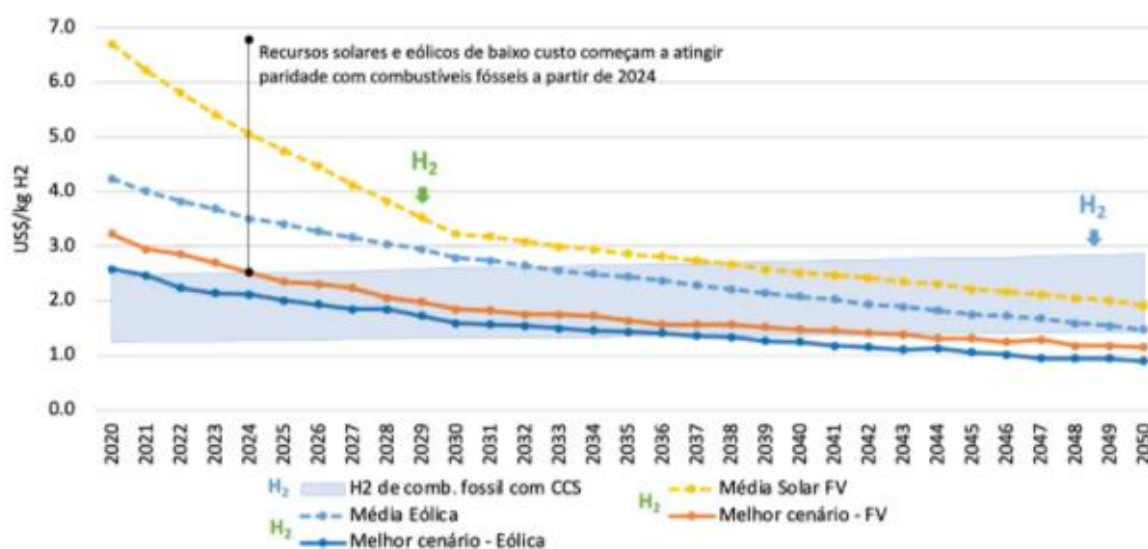


Figura 2.10: Expectativa de custos para produção de hidrogênio para diferentes fontes até o ano de 2050.

Fonte: IRENA, 2020b.

Avaliando outras projeções para o cenário energético mundial de 2050, o Brasil pode se destacar pela possibilidade de ampliação da eletrificação da sua matriz energética em bases renováveis. De acordo com a comparação internacional realizada pela BNEF (2021, apud TENGLER (2021)) na figura 2.11, o Brasil apresenta potencial para produzir o hidrogênio verde mais barato do mundo até 2050, por pouco mais de 0,5 US\$/kg H₂.

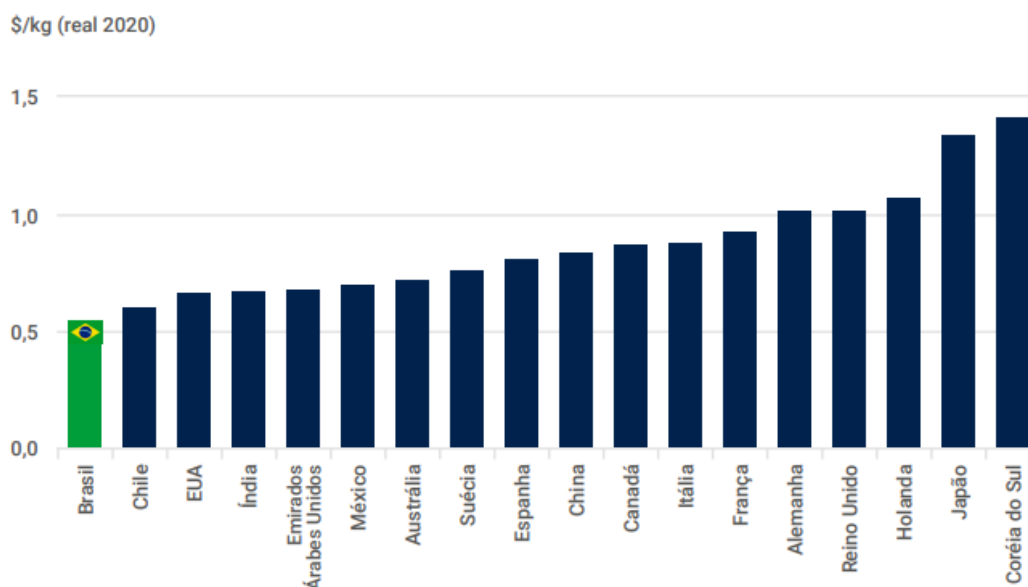
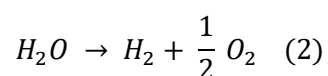


Figura 2.11: Potencial de produção de hidrogênio verde para o Brasil para o ano de 2050.

Fonte: BNEF, 2021, apud TENGLER (2021).

Um outro ponto importante para se avaliar a economia de hidrogênio diz respeito sobre a demanda de água para sua produção. O processo de eletrólise requer cerca de 9 litros de água tratada para produzir 1 kg de hidrogênio e 8kg de oxigênio. Esses valores são encontrados fazendo um balanço de massas na equação da reação de eletrólise da água, a partir das massas molares:



No entanto, apesar do Brasil possuir um consumo elevado de água, o país apresenta um baixo risco de estresse hídrico, ocupando a posição 116º entre os países avaliados, segundo o Atlas denominado *Aqueduct Water Risk*, publicado pelo *World Resources Institute* (WRI) em 2019. Uma alternativa para um possível problema local de demanda de água doce, seria a utilização da dessalinização em grande escala da água do mar. O custo potencial avaliado para o ano de 2019 para esse procedimento é de cerca de 2 US\$/m³ de água, o que representa cerca de 0,02 US\$/kg H₂ verde (IEA, 2019).

2.2.3 Armazenamento e distribuição

O armazenamento de hidrogênio é considerado um dos elementos mais críticos e desafiadores para que se possa tornar viável economicamente e fazer frente aos combustíveis fósseis. Avaliando o peso do combustível, um carro moderno com foco em mobilidade urbana e com alcance de 400 km utiliza cerca de 24 kg de gasolina em um MCI. Um carro híbrido elétrico-hidrogênio, com a utilização de uma célula de combustível necessita de cerca de 4 kg de hidrogênio. Entretanto, apesar de possuir um alto rendimento energético devido a sua menor densidade de energia volumétrica, necessita de cerca de 4 vezes mais volume que a gasolina para armazenar a mesma quantidade de energia (SINGH et al., 2015).

Seu armazenamento pode ser realizado de diferentes maneiras, alterando suas condições de estado, temperatura, pressão e fase. Alguns tipos de armazenamento foram citados por Singh et al. (2015), e dentre os mais usuais estão os cilindros de gás de alta pressão, feitos de fibra de carbono e tanques criogênicos com armazenamento líquido à 20K. Entretanto, esses processos apresentam desvantagens por necessitarem de até 20% do conteúdo energético para comprimir o gás a uma pressão elevada e de até 40% para liquefazê-lo.

Um importante fator para o estabelecimento de uma rota de hidrogênio é a sua distribuição e transporte. É necessário avaliar pontos estratégicos e definir uma infraestrutura para distribuição e reabastecimento. Para que essa rota seja eficiente e bem difundida, volumes maiores devem ser transportados. Os meios de transporte mais usuais são por meio de dutos, caminhões e navios. Devido à baixa densidade do hidrogênio, seu transporte por meios que se deslocam se torna mais custosos, sendo favorável a utilização de dutos (GROTTERA; SILVA. 2021).

Uma interessante possibilidade seria a mistura do hidrogênio no *grid* de gás natural, já que seria aproveitado a infraestrutura dos dutos já existentes no sistema. A extração do gás pode ser realizada à jusante por processos de adsorção ou separação física. A ressalva para esse processo seria a fragilização dos canos de aço devido a propriedade altamente reativa da molécula de hidrogênio, que poderia se difundir na estrutura de ferro-carbono. Para solucionar esse problema, pode-se realizar a utilização de tubulações feitas de polietileno associada a uma regulação do percentual de mistura do hidrogênio entre 10% e 50% (GROTTERA; SILVA. 2021).

Pensando na infraestrutura nacional, de acordo com o Ministério de Minas e Energia do Brasil (2019), o país possuía em 2019 cerca de 9400 km de comprimento de gasodutos com uma capacidade volumétrica de $315.10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. Uma possível solução

para estabelecimento da rota de hidrogênio pode ser a construção de uma infraestrutura para eletrólise da água próximo a postos estratégicos de abastecimento.

2.3 Setor de transporte x Emissões de GEE

O setor de transporte é responsável por grande parte das emissões globais de CO₂. Segundo o IEA (2021) esse setor é responsável por 23% das emissões, sendo o segundo maior setor, atrás apenas das atividades de geração de potência com carvão.

De acordo com Singh et al. (2015), os poluentes emitidos pelos escapamentos dos veículos podem representar impactos negativos na saúde, como problemas respiratórios, irritações e alergias e impactos no meio ambiente, já que esses GEE podem levar a aumentos da temperatura média global e poluição do ar.

Uma comparação entre as emissões de ônibus movidos a Diesel e ônibus operando com hidrogênio em células de combustível é apresentada na figura 2.12. A denominação NMHC se refere à *non-methane hydrocarbon*, ou seja, hidrocarbonetos sem a presença de metano, enquanto a designação PM10 se refere a partículas com diâmetro de 10 micrômetros.

Essas emissões consideram a operação do veículo e a produção do combustível e são apresentadas em peso da partícula emitida por distância percorrida. É perceptível que as emissões de motores operando à diesel são maiores que as das células de combustível para todos os elementos apresentados.

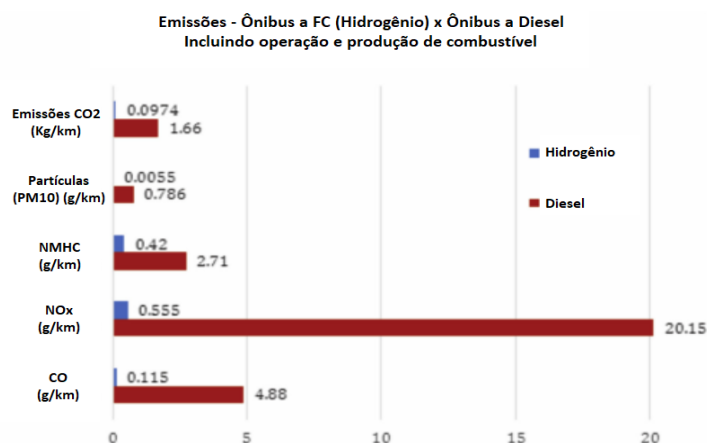


Figura 2.12: Emissões associadas ao uso de células de combustível de hidrogênio x diesel.

Fonte: Adaptado de Singh et al., 2015.

2.3.1 Emissões de GEE no Brasil

De acordo com o relatório de análise das emissões brasileiras (SEEG, 2021) houve um aumento de 9,5% nas emissões brutas de GEE no Brasil em 2020, na contramão do cenário mundial onde, devido a pandemia da Covid-19, houve uma inédita redução de quase 7% nas emissões globais. Apesar de apresentar uma matriz energética em grande parte renovável, o país ocupa os primeiros lugares entre os maiores emissores globais. Ainda segundo o relatório, as atividades relacionadas ao uso da terra são as principais responsáveis pelas emissões, especialmente pelo desmatamento da Amazônia.

A figura 2.13 apresenta o panorama geral das emissões brasileiras desde 1990 em GtCO₂e distribuídos por setor. O segmento de energia, que é contabilizado no relatório como produção ou uso de combustíveis, aumentou suas emissões em mais de 110% durante o período.

É notório o impacto do setor de uso da terra e agropecuária nos dados, com emissão de 998 Mt CO₂e, entretanto destaca-se também a contribuição do setor de transporte que cresce continuamente. Em 2020, o setor foi responsável pela emissão de cerca de 185,4 Mt CO₂e.

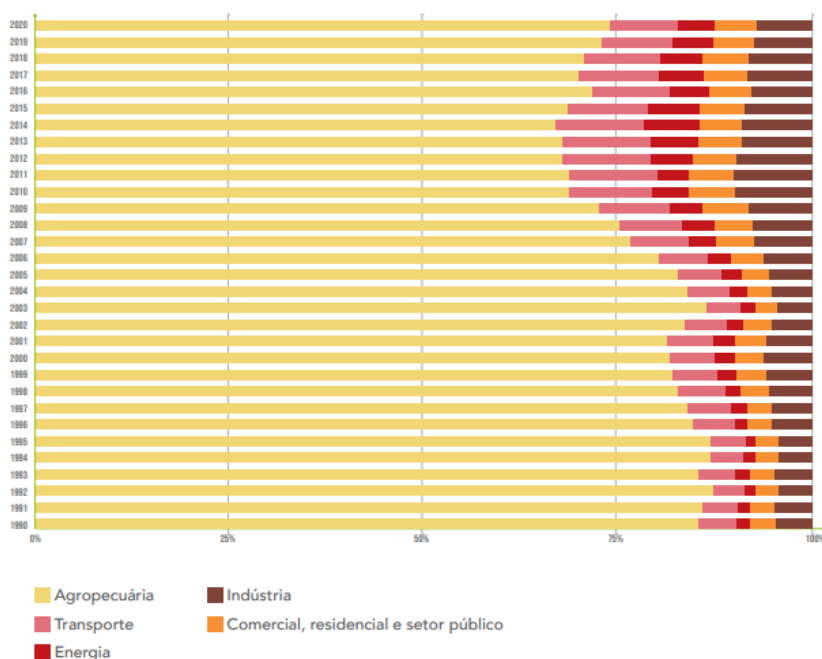


Figura 2.13: Emissões brasileiras desde 1990 por setor.

Fonte: Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa, 2021.

No ano de 2019, houve um aumento nas emissões associadas à energia devido a um aumento no consumo e devido ao aumento da utilização de diesel no setor de transporte de cargas. Esse setor é o principal consumidor de combustíveis de origem fóssil do país. Esse aumento só não foi ainda maior devido a recuperação da utilização do etanol e da lenta inserção do biodiesel no setor de transporte de cargas.

Na figura 2.14 é possível observar o aumento das emissões em tCO₂ do setor de transportes, com uma leve queda nos últimos anos, mas se destacando em relação a setores que tradicionalmente emitem bastante GEE em suas atividades, como o de produção de combustíveis e geração de eletricidade. Excluindo o setor de agropecuária e uso da terra, o setor de transportes de cargas e passageiros é o que mais contribui para emissão de gases de efeito estufa no Brasil (SEEG, 2021).

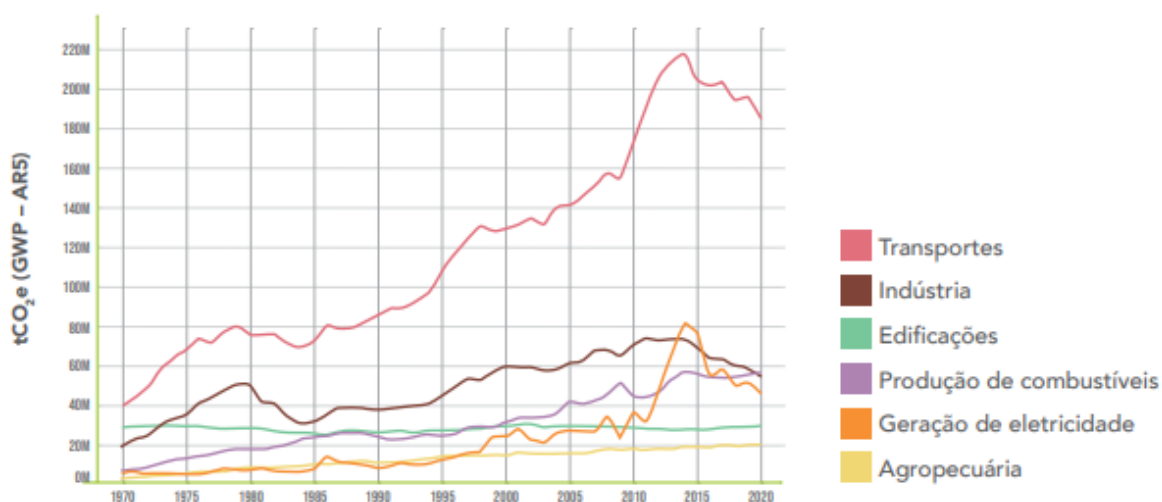


Figura 2.14: Emissões de GEE nas atividades do setor de energia no Brasil.

Fonte: Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa, 2021.

Durante o ano de 2020 houve uma queda no consumo de combustíveis no transporte de passageiros devido a pandemia de Covid-19 de cerca de 10% em relação ao ano de 2019. Entretanto, o setor de transporte de cargas, por ser um serviço essencial, teve redução de emissões de apenas 1,6%.

Nesse setor, destaca-se a predominância da utilização de óleo diesel, que historicamente, representa a maior parte do consumo de combustíveis para o setor de transportes, como pode ser visualizado na figura 2.15. Apesar da pequena redução nas

emissões associadas ao transporte de cargas, o consumo desse combustível se manteve estável.

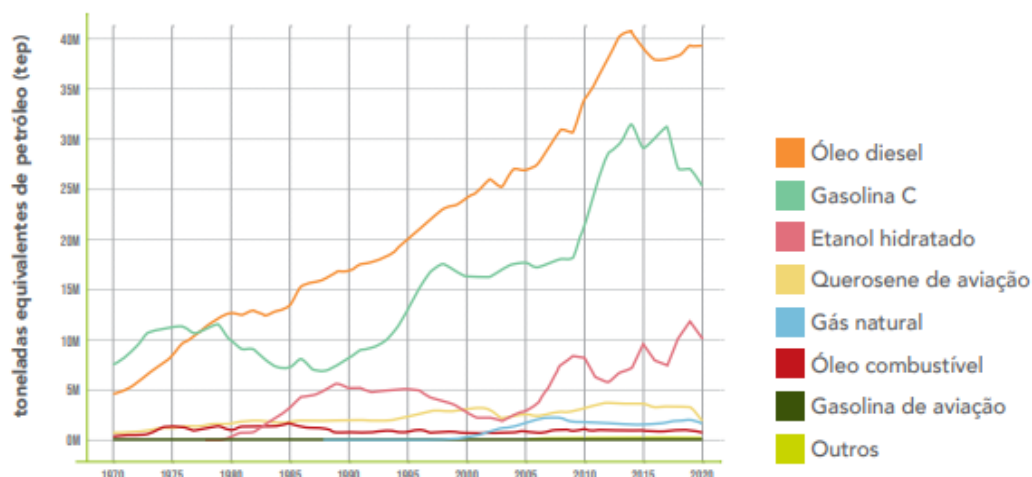


Figura 2.15: Evolução do consumo de combustível para o setor de transporte.

Fonte: Balanço Energético Nacional - Ministério de Minas e Energia, 2021.

2.3.2 Tecnologias disponíveis para motorização

O hidrogênio verde se apresenta como uma alternativa para ajudar a descarbonizar setores como o de transporte. Atualmente, a maior contribuição advém dos veículos elétricos e espera-se que a paridade de preços com os veículos movidos a MCI seja atingida até o final de 2030 (BNEF, 2020a).

Entretanto, de acordo com IRENA (2020), os veículos elétricos não são indicados para serviços de transporte de cargas e não são adequados para a aplicação em veículos pesados como caminhões e ônibus. Para essa aplicação, necessitam de baterias grandes e pesadas para que consigam transportar as cargas por longas distâncias. Como o hidrogênio possui maior densidade energética, pode ser uma opção promissora para esse tipo de aplicação (GROTTERA; SILVA. 2021).

Para o transporte de passageiros, sobretudo veículos comerciais, algumas fabricantes como Honda, Toyota e Hyundai iniciaram a produção de veículos movidos a células de combustíveis (FCV, do inglês *Fuel Cells Vehicles*). Estes tipos de veículos estão disponíveis na América do Norte, Ásia e Europa. A figura 2.16 apresenta uma esquematização de um modelo.

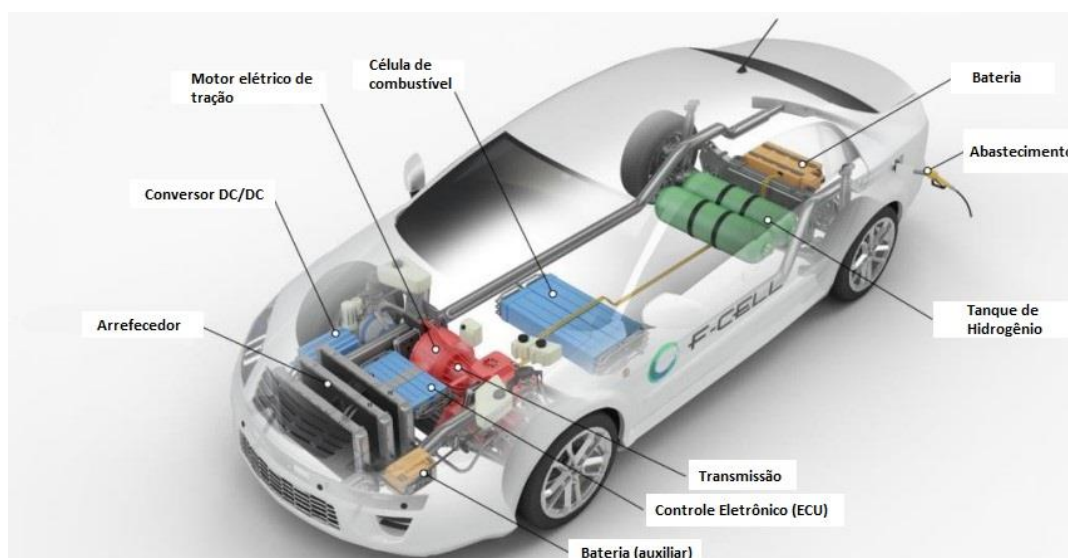


Figura 2.16: Componentes principais de um modelo FCV.

Fonte: Adaptado de Manoharan et al., 2019.

Os *Early adoptors* dos FCVs são em maior parte pessoas com alto nível de escolaridade, famílias de alta renda com desejo de alterar seus estilos de vida, conforme o estudo de Choi, Shin e Woo (2018). Até o ano de 2019, o estado da Califórnia nos Estados Unidos foi o local líder de mercado para FCVs devido a estrutura de redes de abastecimento de hidrogênio e pela localização das fabricantes desse tipo de veículo (MANOHARAN et al., 2019).

A figura 2.17 apresenta uma previsão da IEA (2019a) para o volume de vendas de diferentes tipos de veículos até 2050. Avaliando um cenário favorável, estima-se um *market share* (participação de mercado) de 17% dos FCVs, representando cerca de 35 milhões de unidades vendidas anualmente.

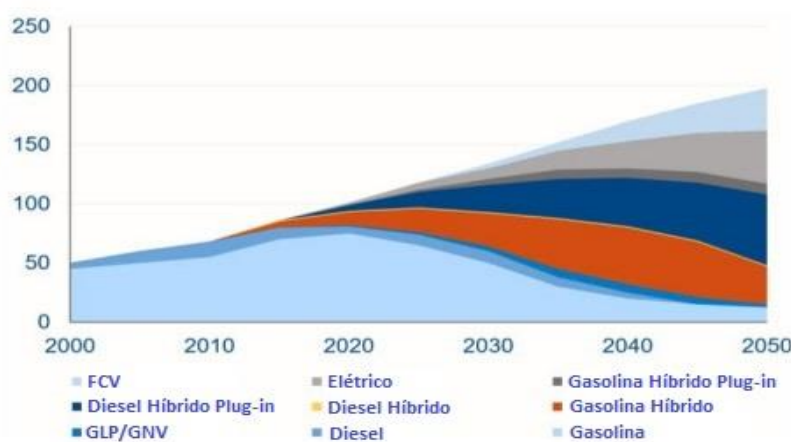


Figura 2.17: Volume de vendas de FCVs projetados para 2050.

Fonte: Agência Internacional de Energia, 2019.

A projeção do aumento do volume de vendas dos FCVs e dos veículos elétricos representa um importante papel para o avanço da economia de hidrogênio, já que esses dois tipos de veículos podem ser configurados em um modelo híbrido. A seguir, será revisada a tecnologia das células de combustível, bem como a configuração dos FCVs.

2.3.2.1 Células de combustível (*Fuel Cells*)

Os componentes de uma célula de combustível são semelhantes aos dos eletrolisadores: um ânodo, um cátodo e um meio eletrólito. A classificação das FCs é dada pelo tipo de material eletrolítico e podem ser compostas por centenas de células. Como pode ser visualizado na figura 2.18, o eletrólito se localiza entre o ânodo e o cátodo.

O hidrogênio é injetado no lado do ânodo da célula e os elétrons são separados durante a tentativa do gás de passar pela membrana. Nesse momento, a membrana permite apenas a passagem dos íons de hidrogênio. O oxigênio é injetado do lado do cátodo e os íons que passam pela membrana se combinam com o gás produzindo água e calor como subproduto. O fluxo de elétrons pela membrana é então utilizado para alimentar outros sistemas que necessitam de eletricidade (MANOHARAN, 2019).

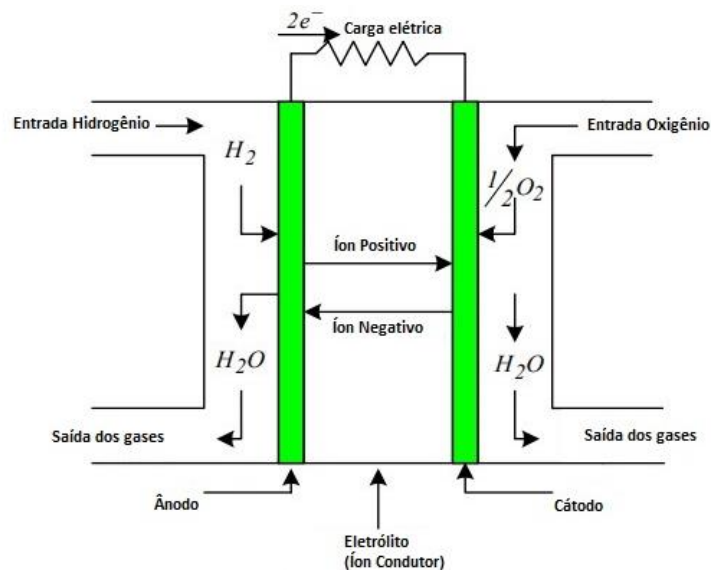


Figura 2.18: Representação do funcionamento de uma célula a combustível.

Fonte: Manoharan et al., 2019.

Existem 5 tipos mais comuns de FCs: As PEMFC, que possuem uma membrana polimérica sólida (Nafion); as AFC (*Alkaline Fuel Cell*), que possuem como eletrólito uma solução aquosa de hidróxido de potássio; as SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*), que possuem uma membrana cerâmica e opera em elevadas temperaturas; as DMFC (*Direct Methanol Fuel Cell*), que também possuem uma membrana polimérica sólida; e as PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*) que possuem um eletrólito ácido.

A vantagem das PEMFCs e das AFCs é a baixa temperatura de operação (cerca de 80° C), enquanto as células SOFCs operam em temperaturas de até 600° C, sendo mais indicadas para aplicações que necessitem de calor e energia. Portanto, as PEMFCs são mais comumente aplicadas em veículos (IEA, 2015).

De acordo com um estudo realizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos e apresentado no relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2015), a tecnologia das PEMFCs aplicada em FCEVs apresentam um potencial de redução de custos a partir de grandes volumes de produção. A meta é de que o custo reduza de 500 USD/kW para pequenos lotes, para cerca de 30 USD/kW para uma produção anual de 500.000 unidades, se tornando competitiva com os preços para um modelo de MCI.

2.3.2.2 Sistemas híbridos elétrico-hidrogênio

Os primeiros automóveis a adotar as células de combustível foram os ônibus e veículos para entrega de serviços. Esse pioneirismo se deu pela necessidade de abastecimento de forma centralizada e pelo maior intervalo entre os abastecimentos em comparação a veículos mais leves (MANOHARAN, 2019).

Um desafio importante para o avanço da rota de hidrogênio como combustível de um FCV é a logística e infraestrutura de abastecimento. Alguns países como Estados Unidos, Canadá, Alemanha, Islândia, Cingapura e Japão já possuem postos de abastecimentos. Entretanto, esses locais ainda são descentralizados e não são difundidos o suficiente, conforme relatado por Manoharan et al., 2019.

Uma alternativa para o longo prazo é a adoção de veículos do tipo *Fuel Cell Electric Vehicles*, modelos híbridos que combinam a flexibilidade do hidrogênio com a eficiência dos modelos do tipo *Battery Electric Vehicle*. Os FCEVs apresentam vantagens competitivas para os usuários em relação aos BEVs pelo tempo de abastecimento (IRENA, 2018).

Em um modelo paralelo, a célula a combustível deve ser grande o suficiente para que consiga lidar com a dinâmica transitória da condução do veículo. Nessa configuração, o motor elétrico pode ser utilizado para dar o torque inicial para o veículo, enquanto as FCs seriam utilizadas em movimento, aproveitando a densidade energética do hidrogênio. A figura 2.19 representa o esquema de um modelo híbrido paralelo.

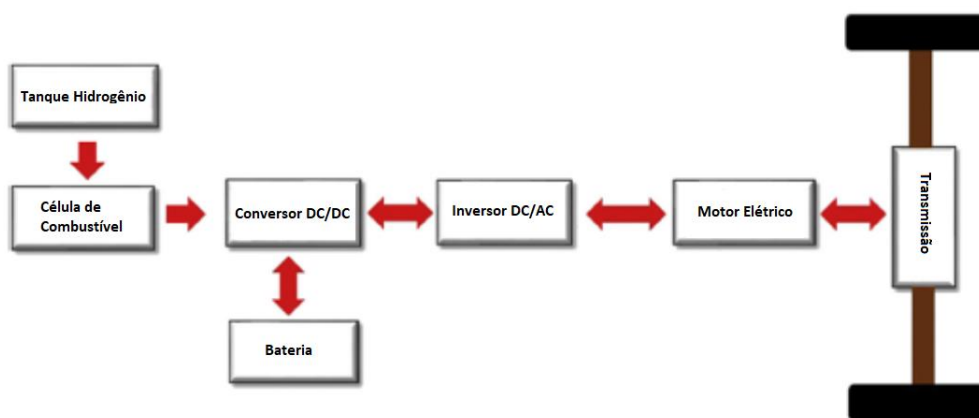


Figura 2.19: Esquematização de um modelo híbrido elétrico/hidrogênio.

Fonte: Adaptado de Nassif e De Almeida, 2020.

Em um modelo híbrido em série, a célula de combustível converte a energia química em energia elétrica que carrega as baterias. Normalmente, as FCs são condicionadas a operar em condições de estado estacionário, evitando as condições de carregamento dinâmico transiente, sendo ideais para aplicação em série.

De acordo com Atwood et al. (2002) a hibridização pode melhorar o desempenho do veículo proporcionando uma eficiência energética de até 50%. O grau de hibridização (DOH) é uma relação entre a potência máxima que a bateria fornece para o sistema de tração e a potência total do veículo. Foi verificado por Nassif e de Almeida (2020) que uma configuração de um veículo com hibridização máxima apresentou o melhor resultado de economia de combustível e um menor tempo de aceleração. Da mesma forma, foi verificado que aumentando o DOH, o preço de compra do FCEV e de combustível diminui.

No estudo de Miranda (2017), um modelo de ônibus híbrido foi testado por 8 meses dentro do campus da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ele utilizava uma configuração paralela, com energia elétrica armazenada em baterias, energia elétrica advinda das células de combustível PEM e um sistema de regeneração de energia elétrica a partir da energia cinética do sistema de frenagem.

Esse tipo de modelo pode ser replicado para fabricação e utilização em outros projetos de estudo e rodagem dentro de pequenas cidades ou em pequenas rotas, podendo avaliar a redução das emissões relacionadas ao setor de transporte local, bem como a viabilidade econômica da criação de um modelo de negócios sustentável. Esse será o processo empregado no estudo de caso avaliado neste trabalho.

3. Fundamentação teórica

3.1 Localização da usina de hidrogênio

O local de estudo foi o estado do Ceará, no Nordeste do Brasil. O estado possui empreendimentos para geração de energia eólica, solar, termelétrica e hidrelétrica. Além disso, possui a maior parte de suas usinas eólicas no litoral, se estendendo desde o município de Icapuí, na divisa com o Rio Grande do Norte, até o município de Camocim.

De acordo com a ABEEólica (2022), o estado possui 97 parques eólicos totalizando 1121 aerogeradores, com potência total de aproximadamente 2,5 GW. Sua participação dentro do cenário de produção eólica nacional é de 11,45% da capacidade total instalada e é o terceiro na produção de energia eólica do país.

Os municípios escolhidos para análise foram: São Gonçalo do Amarante e Fortaleza, pertencentes ao litoral. A figura 3.1 sinaliza a localização dos municípios.



Figura 3.1: Localização dos municípios escolhidos para análise.

Fonte: IPECE, 2018.

A motivação para análise nesses municípios se dá pela escolha da capital, local com maior PIB per capita do estado e do Nordeste (IBGE, 2020), representando um

importante polo econômico para a região. Por outro lado, o município de São Gonçalo do Amarante possui investimentos de cerca de R\$42 milhões para um projeto piloto de implantação de usina de hidrogênio verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (GOVERNO DO CEARÁ, 2022). O projeto prevê uma unidade com capacidade de produção de 250 Nm³/h de hidrogênio e, portanto, será uma das localizações alvo do estudo.

3.2 Demanda de Hidrogênio

Para o estudo, considerou-se uma frota reduzida de 10 veículos a fim de avaliar sua aplicação dentro de uma perspectiva de projeto piloto, condicionando sua expansão a eventuais análises de viabilidade tecnológica e financeira. Sendo assim, o primeiro passo para analisar a produção de hidrogênio verde é identificar a demanda diária média de combustível para abastecimento dos ônibus.

Para esse cálculo, determina-se o tamanho da frota N_f , o consumo de hidrogênio por quilômetro rodado C_j , e a rodagem diária média dessa frota K_{med} . Esse método foi aplicado no estudo de Micena (2020) de acordo com a seguinte equação:

$$D_{H_2} = N_f \cdot C_j \cdot K_{med} \quad (3)$$

Sendo D_{H_2} a demanda diária de hidrogênio por parte da frota, ou seja, a quantidade necessária de hidrogênio (kg/dia) para suprir a necessidade de uma determinada rota. Apesar dos veículos serem abastecidos em momentos diferentes do dia, para esse estudo foi considerada uma demanda que não varia instantaneamente, ou seja, que não varia com o horário analisado.

3.3 Balanço de energia e de massa

Para calcular o consumo elétrico do eletrolisador, será utilizada uma abordagem de balanço de energia em um volume de controle composto por:

1. Suprimento energético: Energia elétrica (kWh/dia) advinda da planta eólica dedicada para a produção;
2. Eletrolisador: Composto por um conversor de correntes CA/CC, pela pilha eletrolítica e por sistemas auxiliares, mais bem representado na figura 3.2.

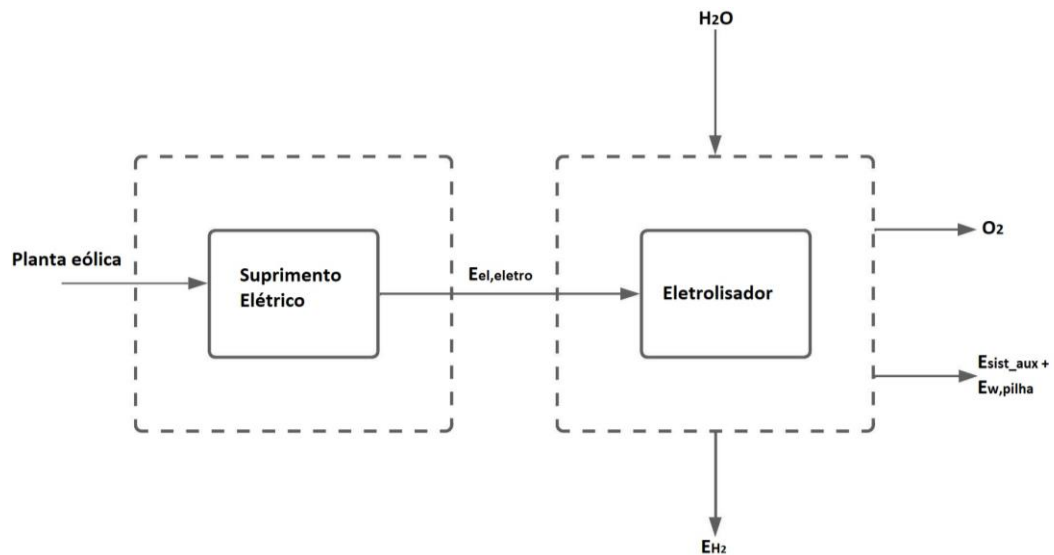


Figura 3.2: Balanço de energia do problema analisado.

Fonte: Elaboração própria, adaptado de Micena, 2020.

Para esse trabalho, assume-se que a energia elétrica gerada pela planta eólica terá uma parcela exclusiva para a produção do hidrogênio via eletrólise e terá relação direta com a demanda calculada acima. Além disso, será avaliado apenas o consumo energético para produção do combustível, não levando em conta os gastos energéticos para armazenamento, oriundos da compressão do gás e da sua refrigeração.

Analisando o volume de controle do eletrolisador, identifica-se a entrada de água e de energia elétrica ($E_{el,eletr}$), com a saída de oxigênio gasoso, hidrogênio gasoso representado em sua forma energética por E_{H_2} e pelas perdas inerentes do sistema. Essas perdas são consideradas devido a ineficiência da conversão de energia em trabalho na pilha eletrolítica conforme a 2ª Lei da Termodinâmica e são indicadas por $E_{w,pilha}$. Somadas a essas perdas, saem do volume de controle a energia gasta nos sistemas auxiliares ($E_{sistaux}$) para medição e purificação do hidrogênio.

Analisando apenas o eletrolisador, a figura 3.3 representa o volume de controle aplicado no equipamento, com suas entradas e saídas de massa e energia.

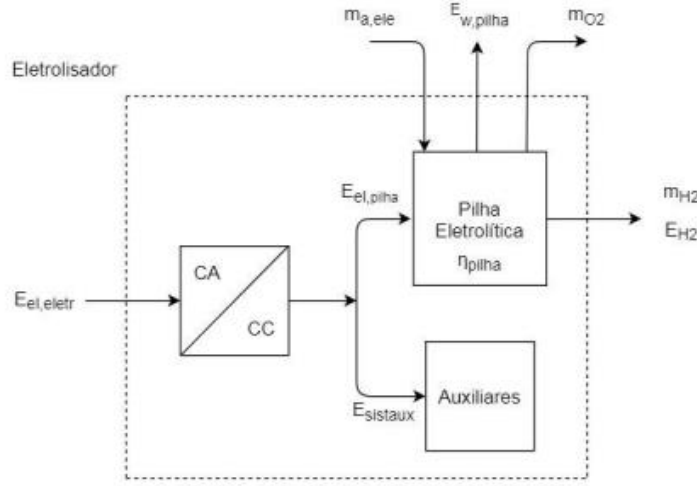


Figura 3.3: Balanço de energia e massa no eletrolisador.

Fonte: Adaptado de Kotowicz et al., 2017.

Conforme mencionado, o eletrolisador é composto por um elemento conversor de correntes alternadas em correntes contínuas, por onde passa inicialmente o fluxo de energia. Em seguida, esse fluxo se subdivide para a pilha eletrolítica ($E_{el,pilha}$), e para os sistemas auxiliares.

Para o balanço de massa, entram no volume de controle apenas uma determinada massa de água ($m_{a,ele}$). Em contrapartida, saem do volume massa de oxigênio (m_{O_2}) e massa de hidrogênio (m_{H_2}).

Para o balanço energético, entra no volume de controle a energia elétrica fornecida para o eletrolisador ($E_{el,eletr}$) advinda do suprimento energético. O fluxo de saída do eletrolisador é composto pela perda de energia $E_{w,pilha}$ associada à eficiência energética da pilha η_{pilha} e pela saída de hidrogênio E_{H_2} .

Portanto, define-se o balanço energético no eletrolisador como:

$$E_{el,eletr} = E_{sistaux} + E_{w,pilha} + E_{H_2} \quad (4)$$

Já o balanço de massa é definido como:

$$m_{a,ele} = m_{H_2} + m_{O_2} \quad (5)$$

A partir da equação acima, pode-se calcular com o auxílio das massas molares dos compostos, a vazão mássica de água necessária para o processo e também a vazão mássica de oxigênio obtida. Sendo a massa molar da água 18 g/mol, do hidrogênio 2g/mol e do oxigênio 32g/mol.

A partir da equação de reação da eletrólise definida no capítulo de fundamentação teórica, encontra-se que para cada quilograma de hidrogênio produzido, são demandados 9 kg de água e são produzidos 8kg de oxigênio. Esse oxigênio pode ser vendido posteriormente, reduzindo os custos de operação da planta.

Para iniciar a modelagem energética do problema, calcula-se a eficiência de uma pilha eletrolítica como a relação entre a potência entregue pela pilha na forma de gás de hidrogênio e a potência elétrica na entrada da pilha (HOSSEINI; DINCER; ROSEN, 2013). Essa relação é apresentada na equação (6):

$$\eta_{pilha} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2}}{\dot{E}_{el,pilha}} \quad (6)$$

Onde $\dot{m}_{H_2}$ é a vazão mássica de hidrogênio [kg/h], PCI_{H_2} é o poder calorífico inferior do hidrogênio [kWh/kg] e $\dot{E}_{el,pilha}$ é a potência elétrica fornecida a pilha (oriunda do parque eólico).

O consumo de energia elétrica da pilha é calculado a partir da demanda de hidrogênio e da taxa de consumo elétrico na pilha (que é a potência elétrica fornecida a mesma, $\dot{E}_{el,pilha}$, conforme equação (7). Esse consumo será obtido a partir de um modelo comercial de eletrolisador.

$$E_{el,pilha} = D_{H_2} \cdot \dot{E}_{el,pilha} \quad (7)$$

A perda de energia envolvida no processo eletroquímico é calculada a partir da equação (8):

$$E_{w,pilha} = (1 - \eta_{pilha}) \cdot E_{el,pilha} \quad (8)$$

Segundo o estudo de Kotowicz et al. (2019), a energia elétrica consumida pelos sistemas auxiliares na pilha eletrolítica em eletrolisadores industriais corresponde a 10% da energia fornecida na entrada. O consumo restante corresponde ao desempenho da pilha eletrolítica, e, portanto, o consumo final do eletrolisador pode ser calculado como:

$$E_{el,eletro} = \frac{E_{el,pilha}}{0,9} \quad (9)$$

A partir da figura 3.3, percebe-se que a energia em forma de gás hidrogênio ao sair da pilha é calculada como:

$$E_{H2} = E_{el,pilha} - E_{w,pilha} \quad (10)$$

A partir do balanço de energia definido acima, encontra-se o consumo energético dos sistemas auxiliares.

O tempo de operação diário do eletrolisador [h/dia] é calculado a partir da demanda diária média de hidrogênio e da vazão mássica de hidrogênio entregue pelo equipamento, conforme a equação:

$$t_{eletro} = \frac{D_{H2}}{\dot{m}_{H2}} \quad (11)$$

3.4 Análise do Parque Eólico

A partir dos cálculos da sessão anterior, será avaliado o impacto do consumo de energia elétrica nos dois parques eólicos escolhidos: Parque Eólico de Mucuripe (Fortaleza) e Parque Eólico de Taíba (São Gonçalo do Amarante). Esses parques foram escolhidos devido a maturidade de suas operações dentro dos municípios destacados, além de possuírem uma infraestrutura de turbinas em modelos parecidos.



Figura 3.4: Parque Eólico de Mucuripe (esquerda) e Taíba (direita).

Fonte: Atlas da Energia Elétrica, ANEEL, 2005.

De acordo com o Atlas da Energia Elétrica da ANEEL (2005), a potência nominal do Parque Eólico de Mucuripe é de 2,4 MW, sendo um parque constituído de 4 turbinas Wobben E40/600 e operado pela Wobben Wind Power. Esse parque foi o primeiro empreendimento de geração energia eólica do estado em 1997.

O Parque Eólico de Taíba possui potência nominal de 5 MW, e foi o primeiro a atuar como produtor independente do país, sendo operado desde 1999. É composto por 10 turbinas de 500 kW Wobben E40/500 com rotores de 40 metros de diâmetro e é operado pela Wobben Wind Power.

Um parâmetro importante para avaliar a geração de energia elétrica é o Fator de Capacidade ($FC_{méd}$). Ele é um indicador que define a quantidade de energia elétrica que foi efetivamente gerada em uma usina (MWh), em relação a sua capacidade máxima. Pode-se interpretar também como sendo a potência média gerada em um determinado intervalo de tempo, em razão da sua capacidade. Ele existe devido a fatores de intermitência na geração associadas a todos os tipos de fonte de energia.

Dessa forma, quanto mais próximo o Fator de Capacidade de 1, maior será a capacidade da usina de gerar energia em relação ao seu potencial. Esse indicador ganha bastante relevância no estudo das usinas eólicas devido aos fatores de intermitência na geração, sendo um parâmetro variável.

Para o caso da energia eólica, a geração de energia no aerogerador depende diretamente da incidência dos ventos, que são eventos estocásticos dependentes da meteorologia local.

Para identificar o percentual de utilização da energia elétrica gerada no parque ($Util_{parque}$), é necessário calcular a quantidade de energia gerada [kWh/dia] durante o tempo de operação da usina de hidrogênio verde, a partir de sua capacidade instalada e do Fator de Capacidade do local, como pode ser visto na equação (12):

$$E_{eólica\ ger} = FC_{méd} \cdot Cap_{inst} \cdot t_{eletro} \quad (12)$$

Sendo $E_{eólica\ ger}$ o total de energia eólica gerada no parque e Cap_{inst} a capacidade total instalada no mesmo, definida em [MW]. Em seguida, calcula-se a razão:

$$Util_{parque} = \frac{E_{el,eletro}}{E_{eólica\ ger}} \quad (13)$$

Com esse dado, será possível entender se o projeto se torna viável tecnologicamente, do ponto de vista de fornecimento de energia elétrica. A partir desse parâmetro, pode-se comparar os dois parques para tomada de decisão de investimento no projeto.

3.5 Análise de emissões evitadas

O objetivo deste tópico é avaliar o potencial de redução de emissões de gases que contribuem para o aquecimento global com a frota analisada. Será adotado que a redução na emissão será equivalente à quantidade de gases que seriam lançados na atmosfera pelos escapamentos dos ônibus caso estes utilizassem diesel como combustível. A redução ocorre quando se substitui o diesel pelo hidrogênio, que, conforme mencionado anteriormente, não contribui significativamente para as emissões de GEE.

De acordo com o estudo de Oliveira (2011), o cálculo de emissão de poluentes a partir da utilização do diesel como combustível pode ser realizado a partir dos índices de emissão dos gases de efeito estufa. Esses índices são representados na tabela 3.1 que relaciona o tipo de poluente com a quantidade gerada na queima do diesel (g/MJ):

Tabela 3.1: Índices de emissões de gases de efeito estufa.

Poluente	Diesel (g/MJ)
CO_2 (Gás carbônico)	74,0667
CH_4 (Metano)	0,00500
N_2O (Óxido nitroso)	0,00060

Fonte: Oliveira, 2011.

A partir desses dados, pode-se calcular a emissão do poluente em t/ano:

$$E_{poluente} = \frac{C_{diesel} \cdot PCI_{diesel} \cdot E_{gás}}{10^9} \quad (14)$$

Onde $E_{poluente}$ é o total de emissão do poluente, C_{diesel} é o consumo anual de diesel [L/ano], PCI_{diesel} é o poder calorífico do diesel (38.376,21 MJ/m³) e $E_{gás}$ é o índice da tabela acima. O consumo de diesel anual é obtido a partir da equação 15:

$$C_{diesel} = \frac{K_{med} \cdot 365}{C_{diesel,ônibus} \cdot N_f} \quad (15)$$

Onde K_{med} (rodagem diária média), N_f (tamanho da frota de ônibus) foram definidos no tópico 3.2 e $C_{diesel,ônibus}$ é o consumo dos ônibus a diesel [km/L], dado por fabricantes.

3.6 Análise do LCOH

O LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*), traduzido como Custo Nivelado de Hidrogênio é um importante indicador para comparação entre custos para produção de hidrogênio a partir de diferentes tipos de tecnologia. Ele se torna útil para comparar tecnologias com custos, vidas úteis e características de operação diferentes. Esse parâmetro é adotado pelas agências referências no setor energético para realizar projeções relativas a avanços tecnológicos e barateamento de produção.

O indicador representa custo por kg de H_2 da construção e operação de uma usina de produção durante seu ciclo de vida útil, em unidades monetárias descontadas da taxa de juros. Vale destacar que o LCOH é um indicador derivado do LCOE, o *Levelized Cost of Energy*.

Em termos gerais, ele representa a relação entre os custos de investimento de capital na planta corrigidos por um fator de recuperação do capital que leva em consideração a anualização da taxa de desconto dessa aplicação financeira durante um determinado período. Além disso, leva em consideração os custos fixos e variáveis de operação, manutenção e de combustível utilizado, sendo divididos pela produção total gerada pela usina, sendo avaliados durante um período de 1 ano.

A equação (16) representa a equação para o LCOH que será utilizada no trabalho. Já a equação (17) apresenta a equação para o cálculo do Fator de Recuperação do Capital. É importante ressaltar que existem outras maneiras de se realizar esse cálculo, sendo adotada a metodologia empregada por pesquisadores do PPE – Programa de Planejamento Energético da UFRJ baseados na Agência Internacional de Energia.

$$LCOH = \frac{(C_k \cdot FRC) + FOMt + VOMt + Ft}{Pt} \quad (16)$$

$$FRC = \frac{r \cdot (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} \quad (17)$$

Sendo C_k o custo de investimento de capital na planta, FRC o Fator de Recuperação de Capital, r a taxa de desconto, n o período avaliado, $FOMt$ e $VOMt$ os

custos fixos e variáveis de operação e manutenção, Ft os custos de combustível e Pt a produção total gerada pela usina.

Para o investimento em capital (C_k) foi considerado o estudo de Micena (2020) que, revisando a literatura, encontrou em Gröger et al. (2018) e Blazquez-Dias (2019) uma equação para o custo de aquisição do eletrolisador, conforme equação (18).

$$C_k = 3404 \cdot (P_{el,GH})^{0,885} \quad (18)$$

Sendo $P_{el,GH}$ a potência do eletrolisador, encontrada dividindo a energia consumida pelo eletrolisador $E_{el,eletro}$ pelo tempo de operação t_{eletro} . Além disso, considerou-se que a pilha eletrolítica seria substituída a cada 10 anos a 50% do preço inicial, sendo adicionado esse custo ao valor final da equação (18).

Para a avaliação de dados atuais e locais para o LCOH, a figura 3.5 retirada do Observatório de Hidrogênio e Células a Combustível (FCHO, 2022) apresenta o custo nivelado médio para produção do hidrogênio verde a partir de parques eólicos *onshore* em EUR/kg para alguns países da União Europeia. Percebe-se que os valores variam de cerca de 10,28 a 2,58 EUR/kg, cerca de 11,03 a 2,77 US\$/kg¹, considerando a conversão do dólar realizada em maio de 2022.

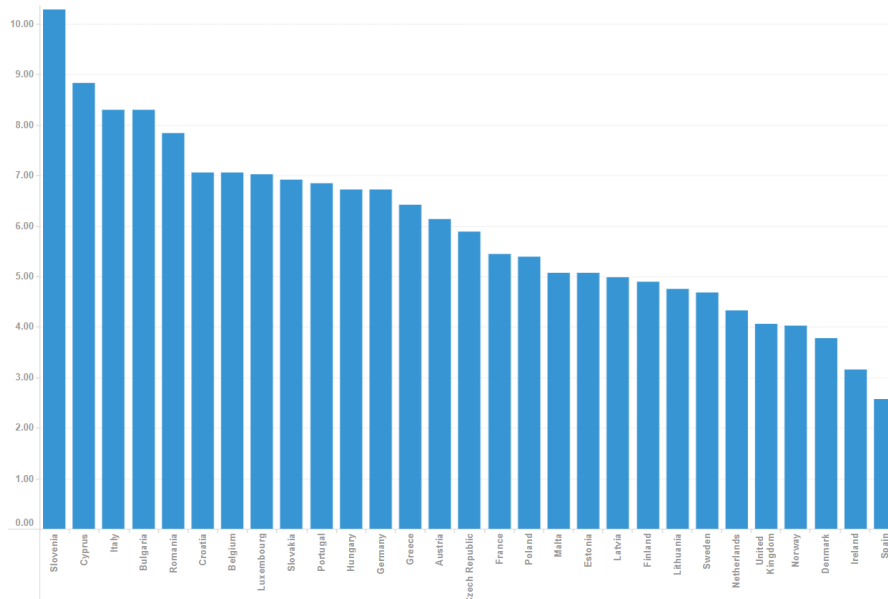


Figura 3.5: Custo nivelado de hidrogênio para países da União Europeia.

Fonte: Observatório de Hidrogênio e Células a Combustível, 2022.

¹ Considerando a conversão do euro para o dólar do dia 29/05/2022 de 1 EUR = 1,073 USD.

Por outro lado, avaliando as expectativas para os próximos anos, a figura 3.6 apresenta projeções para 2050 realizadas por IRENA (2019) para os custos de produção de hidrogênio via energias renováveis e via combustíveis fósseis. Como pode ser analisado, o LCOH para as fontes eólicas (bloco azul) apresenta valores inferiores aos solares (bloco marrom), numa faixa de 2,6 a 5,0 US\$/kg H_2 contra 3,4 a 6,4 US\$/kg H_2 para o ano de 2018. No cenário projetado para 2050, o custo é reduzido para valores próximos a 1 US\$/kg H_2 para a fonte eólica, se tornando mais competitiva frente até às tecnologias para sua produção via combustíveis fósseis utilizando CCS (faixa cinza na imagem). Para todos os casos, os valores adotados para custos dos eletrolisadores é de 840 US\$/kW em 2018 e 340 US\$/kW em 2050.

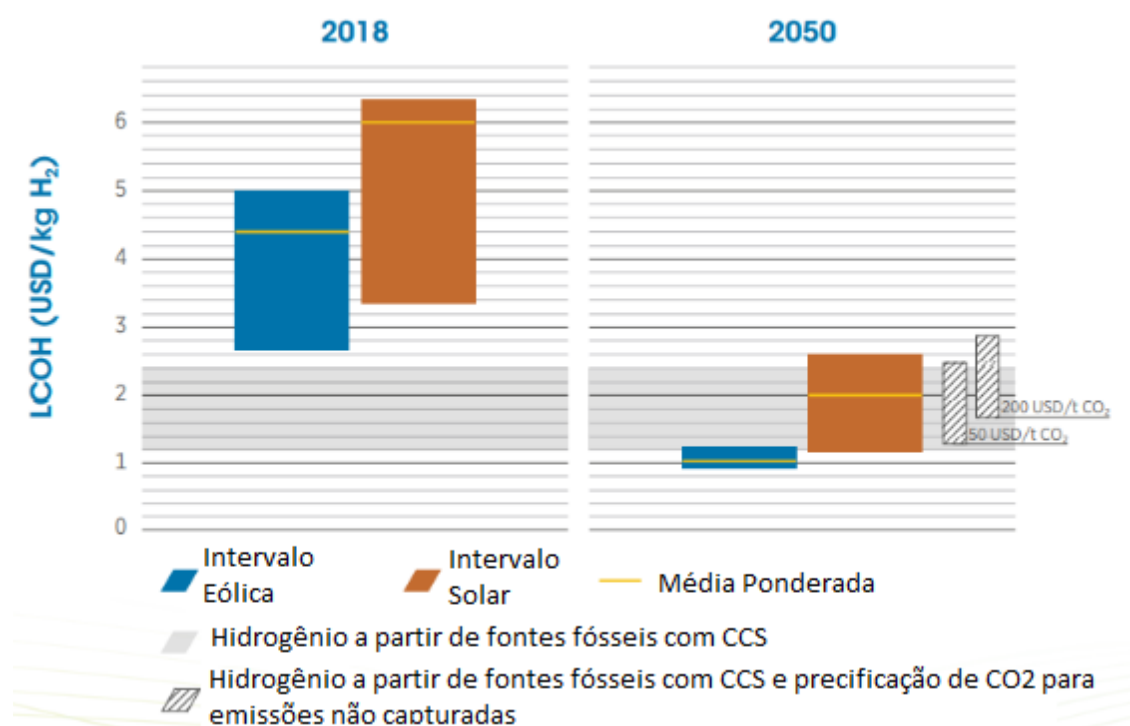


Figura 3.6: Projeções para 2050 do LCOH.

Fonte: Adaptado de IRENA, 2019.

4. Resultados

Após a modelagem do problema, este capítulo irá abordar os resultados encontrados a partir do estudo das variáveis descritas no capítulo anterior. Para o estudo atual, considerou-se uma frota reduzida de 10 veículos a fim de avaliar sua aplicação dentro de uma perspectiva de projeto piloto, condicionando sua expansão a eventuais análises de viabilidade tecnológica e financeira.

4.1 Análise da demanda de hidrogênio

Para o consumo de hidrogênio, foi utilizada a pesquisa de Miranda (2017), onde foi aplicado um protótipo de um ônibus híbrido de hidrogênio verde e eletricidade (figura 4.1) para circulação em um trajeto de 11 km na Ilha do Fundão, no Rio de Janeiro. O consumo encontrado no estudo após testes com 8 meses de duração foi de $0,067 - + 0,006 \text{ kgH}_2/\text{km}$.

Além disso, o ônibus testado foi um modelo híbrido elétrico (baterias recarregáveis no grid), hidrogênio (células a combustível) e com um sistema de tração eletromecânica (regeneração dinâmica de energia cinética em energia elétrica). Por fim, outras características construtivas e operacionais estão descritas na tabela 4.1:

Tabela 4.1: Especificações do ônibus movido a hidrogênio verde escolhido

Tipo de célula a combustível	PEM
Capacidade (passageiros sentados)	30
Transporte total (passageiros)	30.000
Comprimento (m)	12
Autonomia (km)	300
Rodagem total do teste (km)	7.495
Custo médio total - operação, manutenção e custos com combustível (US\$/km)	2,61

Fonte: Adaptado de Miranda, 2017.



Figura 4.1: Modelo do ônibus movido a hidrogênio verde.

Seguindo na análise para a demanda de hidrogênio, a rodagem diária média escolhida para o cálculo foi de 152 km/dia, seguindo o estudo realizado pela Confederação Nacional de Transportes em 2017 sobre o perfil dos motoristas de ônibus urbanos (CNT, 2017). Sendo assim, a demanda diária média de hidrogênio para utilização nos 10 ônibus seria de, aproximadamente, 101,84 kgH_2 /dia.

4.2 Análise do eletrolisador

A análise no eletrolisador se baseou em um modelo comercial do tipo célula alcalina da Nel Hydrogen. A figura 4.2 representa um modelo esquemático da planta, com a pilha eletrolítica centralizada e seus demais sistemas auxiliares ao redor.



Figura 4.2: Modelo esquemático da planta de produção de hidrogênio.

Fonte: NEL Hydrogen, 2022.

Este modelo foi escolhido pois apresenta uma boa eficiência energética, custos operacionais inferiores e tempo de vida superiores aos do tipo PEM. O modelo escolhido para análise foi o A150, devido a sua taxa de produção de hidrogênio e consumo elétrico serem competitivas com os demais modelos. As suas especificações podem ser vistas na tabela 4.2:

Tabela 4.2: Especificações do modelo de eletrolisador.

Fabricante	NEL Hydrogen
Modelo	Alkaline – A150
Taxa de produção do hidrogênio (kg/h)	13,5
Consumo elétrico da pilha (kWh/kg)	49,4
Pureza do hidrogênio (%)	99,9
Pureza do oxigênio (%)	99,5
Dimensões (m²)	150
Tipo de eletrólito	Solução aquosa de KOH a 25%

Fonte: Adaptado de Nel Hydrogen, 2022.

Dessa forma, a partir do modelo escolhido, a vazão mássica de hidrogênio adotada foi de 13,5 kg/h e o consumo elétrico da pilha ($\dot{E}_{el,pilha}$) foi de 49,4 kWh/kg. A partir desses dados e com o poder calorífico inferior de hidrogênio (120 MJ/kg, que equivale a 33,33 kWh/kg), a eficiência da pilha η_{pilha} calculada a partir da equação (6) foi de 67,5%.

Com a demanda de hidrogênio de 101,84 kg/dia, e com a potência do modelo acima, o consumo elétrico da pilha $E_{el,pilha}$ foi de 5030,90 kWh/dia. Já o tempo de operação diário do eletrolisador encontrado a partir da demanda de hidrogênio e da taxa de produção foi de 7,54 h/dia.

Aplicando a equação (9) o resultado para o consumo elétrico do eletrolisador $E_{el,eletr}$ foi de 5589,88 kWh/dia, com uma perda de energia na pilha $E_{w,pilha}$ de 1636,57 kWh/dia encontrada a partir da equação (8). O consumo de energia dos sistemas auxiliares $E_{sistaux}$ foi de 558,99 kWh/dia.

A partir do balanço de massa, encontra-se uma vazão mássica de água necessária de 121,5 kg/h, totalizando um consumo de água D_{H_2O} de aproximadamente 916,5 L/dia, representando um consumo 91,65 L/dia para cada ônibus. Em contrapartida, a produção diária de oxigênio P_{O_2} é de 814,72 kg/dia. A tabela 4.3 resume os resultados encontrados para a análise energética e de massa.

É importante destacar que o consumo de água apesar de apresentar um valor relativamente baixo por cada ônibus, quando avaliado anualmente, representa um valor significativo de mais de 330.000L. Dessa forma, deve-se destacar como um ponto de

atenção no projeto, a fim de não inviabilizar sua aplicabilidade caso o projeto ganhe escala para uma frota maior.

Tabela 4.3: Variáveis encontradas para análise energética e de massa.

Variáveis do estudo	Sigla	Valor encontrado
Demanda diária de hidrogênio (kg/dia)	D_{H_2}	101,84
Eficiência da pilha	η_{pilha}	0,675
Energia elétrica consumida na pilha (kWh)	$E_{el,pilha}$	5030,90
Perda de energia da pilha (kWh)	$E_{w,pilha}$	1636,57
Energia na forma de gás H_2 (kWh)	E_{H_2}	3394,33
Energia consumida nos sistemas auxiliares (kWh)	$E_{sistaux}$	558,99
Tempo de operação diário (h)	t_{eletro}	7,54
Energia elétrica consumida no eletrolisador (kWh)	$E_{el,eletro}$	5589,88
Demanda diária média de água (L/dia)	D_{H_2O}	916,50
Produção diária média de O_2 (kg/dia)	P_{O_2}	814,72

Fonte: Elaboração própria, 2022.

4.3 Análise comparativa dos parques eólicos:

De acordo com o último Boletim Mensal de Geração Eólica do ONS (2021), o fator de capacidade médio ($FC_{méd}$) dos últimos 12 meses das usinas em questão foi de 48,9%. Assume-se a hipótese de que o Fator de Capacidade será constante para o cálculo do consumo. Para se aproximar de um valor real, e melhorar o modelo, foi assumido o valor acima, a partir da série histórica do último ano.

4.3.1 Parque eólico de Mucuripe:

A partir da capacidade instalada do parque (2,4 MW) e do fator de capacidade adotado, o resultado do total de energia eólica gerada durante o tempo de funcionamento da usina de hidrogênio $E_{eólica\ ger}$ foi de 8853,29 kWh. Dessa forma, o percentual de utilização do parque em relação a sua capacidade, calculado a partir da energia elétrica consumida no eletrolisador (5589,88 kWh) pela equação (13) foi de 63,1%.

4.3.2 Parque eólico de Taíba:

De forma análoga, a partir da capacidade instalada do parque eólico de Taíba (5 MW), o resultado do total de energia eólica gerada durante o tempo de funcionamento da usina de hidrogênio $E_{eólica\ ger}$ foi de 18444,36 kWh. Portanto, o percentual de utilização do parque em relação a sua capacidade foi naturalmente menor, de cerca de 30,3%. Dessa forma, os resultados obtidos para ambos os parques podem ser visualizados na tabela 4.4:

Tabela 4.4: Resultados para o consumo de energia nos parques eólicos.

Parâmetro	Mucuripe	Taíba
Capacidade Instalada (MW)	2,40	5,00
Energia gerada durante operação da planta de H_2 (MW)	8,85	18,44
Consumo do parque para geração de H_2 (%)	63,1	30,3

Fonte: Elaboração própria, 2022.

Portanto, percebe-se que o parque eólico de Taíba apresenta menor impacto em sua operação para abastecimento energético da planta de hidrogênio em relação ao parque de Mucuripe. Dessa forma, esse parque seria preferencialmente escolhido para instalação da usina de produção de hidrogênio.

4.4 Análise das emissões:

A partir dos índices de emissões de gases do efeito estufa avaliados anteriormente, é possível analisar o potencial de redução com essa frota. Inicialmente, no cálculo do consumo anual de diesel, adotou-se o consumo de diesel nos ônibus como 4 km/L. Esse valor foi adotado baseado em dados da SPTrans (2013) que levam em consideração o tráfego e as paradas constantes realizadas pelos veículos desse tipo que circulam em centros com intensa movimentação.

Portanto, aplicando na equação (15) a rodagem diária média K_{med} , o número de ônibus da frota N_f e o consumo de combustível dos ônibus a diesel, encontrou-se o consumo anual de diesel C_{diesel} de 138.700 L. Aplicando a equação (14), as emissões de poluentes evitados estão representadas na tabela 4.5:

Tabela 4.5: Resultados encontrados para emissões evitadas.

Poluente	Emissão (t/ano)
CO_2 (Gás carbônico)	394,2408
CH_4 (Metano)	0,0027
N_2O (Óxido nitroso)	0,0032

Fonte: Elaboração própria, 2022.

4.5 Resultados e análises do LCOH:

Por fim, para o cálculo do Fator de Recuperação do Capital, adotou-se uma taxa de desconto de 12%, seguindo a Taxa Selic fornecida pelo Banco Central para o mês de abril de 2022. Além disso, a vida útil do projeto escolhida foi de 20 anos. Dessa forma, aplicando a equação (17), encontrou-se um FRC de 0,134.

Para avaliar o custo de investimento em capital, utilizando a equação (18), encontrou-se a potência do eletrolisador $P_{el,GH}$ de aproximadamente 740 kW. Dessa forma, o custo total de investimento em capital C_k encontrado, foi de US\$1.769.578,90.

Seguindo na escolha das variáveis, adotou-se o custo fixo de operação e manutenção $FOMt$ como 4% do custo de investimento em capital e um custo variável de operação e manutenção $VOMt$ igual a 0. Essas escolhas foram definidas a partir da leitura de diferentes autores apresentados no estudo de Micena (2020), que, por padrão, adotam valores semelhantes.

Para o custo com combustível, o cálculo foi dividido em 2 partes:

- Custo com eletricidade
- Custo com água

O custo com eletricidade foi adotado como 133,38 R\$/MWh (26,67 US\$/MWh)². Esse parâmetro foi escolhido a partir dos resultados consolidados dos Leilões de Energia Elétrica do CCEE (2022), a partir da média dos valores vendidos em leilões no mês de abril para usinas eólicas no Ceará. O valor apresentado foi multiplicado pelo consumo de energia elétrica do eletrolisador definido anteriormente e projetado ao longo do ano.

² Considerando a conversão do real para o dólar do dia 04/05/2022 de 1 USD = 5,001 BRL.

O custo com água foi adotado com base no custo médio do uso de água para a região Nordeste do país, de acordo com dados do documento Contas Econômicas Ambientais da Água (CEAA): Brasil 2013-2017 (IBGE, 2020), foi de 2,13 R\$/m³. A partir desse parâmetro, multiplicou-se pelo consumo de água anual do projeto (obtido pela vazão mássica de água e pelo tempo de operação do eletrolisador, definidos no tópico 4.2) e ajustados pela taxa de câmbio para conversão do custo para o dólar.

Por fim, a produção total gerada pela usina P_t foi obtida projetando a demanda diária média D_{H_2} ao longo do ano. O valor encontrado foi de 37171,6 kg H_2 /ano. Com esses dados encontrados a partir dos parâmetros escolhidos, o LCOH obtido para esse projeto foi de 9,88 US\$/kg. Os valores estão apresentados na tabela 4.6:

Tabela 4.6: Resultados encontrados para LCOH do projeto.

Variável	Sigla	Valor encontrado
Taxa de desconto (%)	r	12
Vida útil do projeto (anos)	n	20
Fator de Recuperação de Capital (1/ano)	FRC	0,134
Potência do eletrolisador (kW)	$P_{el,GH}$	740
Custo de investimento em capital (US\$)	C_k	1.769.578,90
Custos fixos de Operação e Manutenção (US\$/ano)	$FOMt$	71944,13
Custos variáveis de Operação e Manutenção (US\$/ano)	$VOMt$	0
Custo com combustível (US\$/ano)	Ft	54570,2
Produção total gerada pela usina (kg H_2 /ano)	P_t	37171,6
LCOH (US\$/kg)	$LCOH$	9,88

Fonte: Elaboração própria, 2022.

Os mesmos dados foram lançados em uma calculadora desenvolvida pelos pesquisadores do CEPEL a fim de se avaliar a discrepância entre os valores calculados e os encontrados nesse simulador. Nessas condições, o valor encontrado para o LCOH foi de 11,35 US\$/kg, representando uma discrepância de 12,9%, como pode ser visualizado na figura 4.3 e na figura 4.4.

Calculadora LCOH Cepel	
Parâmetros básicos	OPEX
Taxa de desconto (%) 12	Custo com RH (US\$/ano) 0
Fator utilização eletrolisador (%) 31	Manutenção (% CAPEX) 4
CAPEX	Seguro (% do CAPEX) 0
Custo eletrolisador (US\$/kW) 2.738	Estrutura e aluguel (US\$/ano) 0
Produção nominal (Nm ³ /h) 150	Energia Elétrica
Consumo elétrico (kWh/Nm ³) 4,4	Tarifa energia elétrica (US\$/MWh) 27
Custo compressor (US\$) 0	Custo anual com energia elétrica (US\$) 48.392
Custo tanques (US\$) 0	Água
Imposto importação, taxas (%) 0	Tarifa água (US\$/m ³) 1
Instalações e obras civis (US\$) 0	Custo anual com água (US\$) 407
Custo calculado (US\$) 1.807.080	Total CAPEX (US\$) 1.836.080
Eletrolisador	Total OPEX (US\$/ano) 122.243
Demais equipamentos importados	Produção anual de hidrogênio (kg/ano) 36.640
Despesas nacionais	LCOH (US\$/kg) 11,35
Outros (US\$) 29.000	
Potência elétrica calculada (kW) 660	

Figura 4.3: Parâmetros escolhidos e resultados encontrados para simulação realizada na calculadora LCOH do CEPEL.

Fonte: CEPEL, 2022.

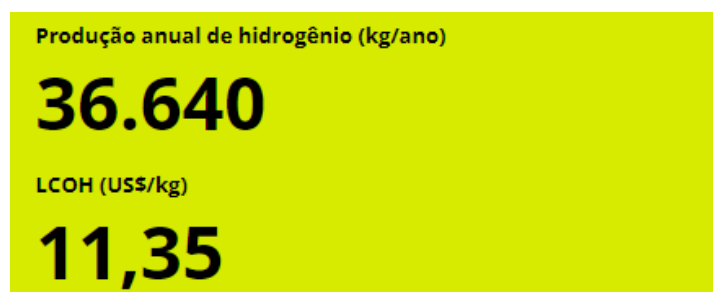


Figura 4.4: Resultado encontrado para produção anual de hidrogênio e LCOH simulados.

Fonte: CEPEL, 2022.

A tabela 4.7 apresenta uma comparação entre os resultados encontrados no trabalho e os resultados encontrados na simulação. Os valores encontrados são próximos, com uma discrepância máxima de 12,95%:

Tabela 4.7: Comparação de resultados encontrados.

Variável	Projeto	Calculadora CEPEL	Discrepância (%)
Potência do eletrolisador (kW)	740	660	12,12
Custo de investimento em capital (US\$)	1.769.578,90	1.807.080	2,08
Custo com combustível (US\$/ano)	54.570,20	48.797	11,83
Produção anual de hidrogênio (kg/ano)	37.171,60	36.640	1,45
LCOH (US\$/kg)	9,88	11,35	12,95

Fonte: Elaboração própria, 2022.

Realizando uma análise de sensibilidade para o LCOH em função de diferentes valores de taxa de desconto e diferentes eficiências dos eletrolisadores, o gráfico apresentado na figura 4.5 foi elaborado. Ele apresenta resultados interessantes a serem discutidos, como por exemplo a redução dos custos de produção para taxas de juros menores. Isso significa que para o cenário atual pós pandêmico e com riscos associados à economia brasileira, a taxa básica de juros representa um ofensor para o desenvolvimento do projeto, sendo possível uma redução dos custos caso a mesma seja redefinida num curto a médio prazo.

Além disso, percebe-se que, caso a eficiência energética dos eletrolisadores seja aumentada com o investimento em tecnologia, o LCOH também apresenta uma redução, conforme pode ser visualizado no gráfico. Essa diminuição dos preços pode chegar a até 1,87 US\$/kg (mantendo as taxas de juros fixas) quando comparadas a eficiência nominal adotada para o projeto de 67,5% com uma eficiência teórica de 85,5%.

Avaliação do LCOH

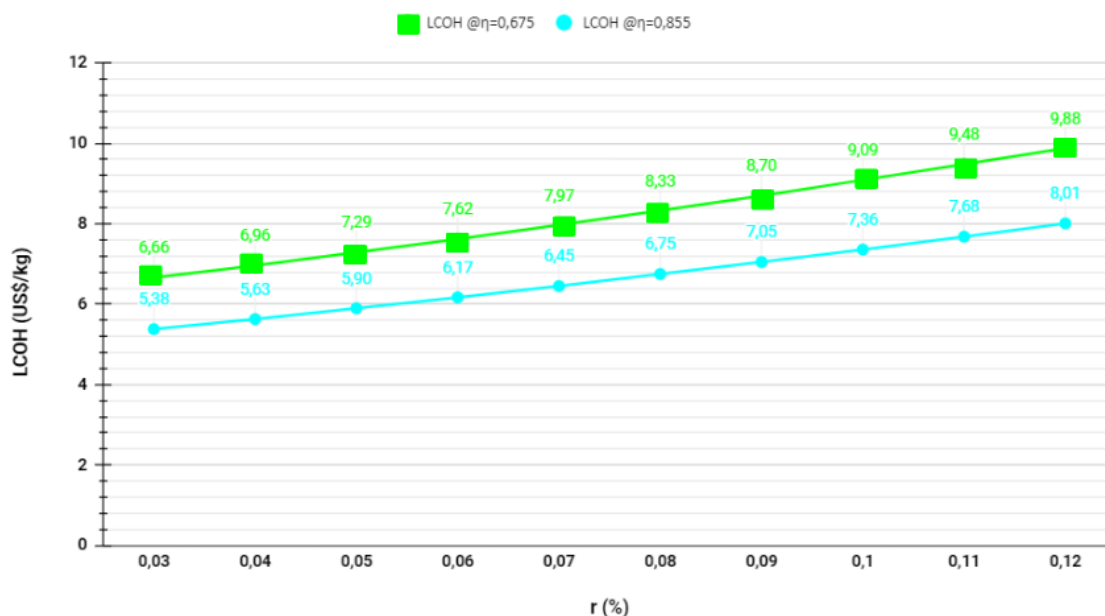


Figura 4.5: Análise de sensibilidade do LCOH para diferentes eficiências de eletrolisadores e diferentes taxas de desconto.

Fonte: Elaboração própria, 2022.

Como última análise, apesar das simplificações realizadas no trabalho, pode-se destacar que o LCOH apresentado está dentro dos valores atuais, quando comparados a dados da bibliografia apresentados anteriormente. Além disso, destaca-se o potencial de redução para tornar-se ainda mais competitivo quando comparado aos dados projetados para o ano de 2050, podendo o Brasil assumir um papel de liderança em uma transição para a economia de hidrogênio.

Naturalmente, é importante ressaltar que os dados aqui apresentados e calculados representam uma simplificação e uma especificação da aplicação do combustível para o setor de transportes. Apesar disso, se torna um meio de incentivo para futuras pesquisas no setor, além de dialogar com outras vertentes do segmento de energias limpas e alternativas, como sua aplicação em outros modais como o setor marítimo e de aviação e/ou utilização como combustível sintético.

5. Conclusões

Através desse estudo foi possível explorar um assunto bastante discutido no mercado da transição energética e avaliar suas possibilidades de aplicação em setores que podem contribuir significativamente para as emissões de gases do efeito estufa.

Foi possível identificar as tecnologias atuais para produção do hidrogênio via fontes fósseis e via fontes renováveis, entendendo os aspectos técnicos e econômicos associados a essas tecnologias. Por meio da aplicação de um modelo da literatura, pode-se calcular um possível caminho para a geração de hidrogênio verde através do conceito de *power to gas*, com a fonte eólica sendo escolhida por ser mais vantajosa nos diferentes cenários avaliados na bibliografia.

Como desafios para implementação do projeto, foi compreendido que o desenvolvimento de uma economia de hidrogênio enfrenta diferentes desafios, dos quais o alto custo de produção comparado às alternativas fósseis. Além disso, apesar de não ser levado em consideração no desenvolvimento do trabalho, as dificuldades com o seu armazenamento, transporte e distribuição representam um importante desafio para os tomadores de decisão.

Como forma de incentivo, estratégias nacionais como as já mencionadas no PNE 2050 devem ser estimuladas para que o mercado entenda o potencial da aplicação do combustível e financie projetos disruptivos. Através do desenvolvimento de metas bem definidas de expansão, apoiando pesquisa e desenvolvimento (P&D) e priorizando alguns setores para aplicação do hidrogênio, pode-se obter sucesso nesse segmento.

Avaliando os resultados encontrados, identifica-se que o modelo comercial de eletrolisador alcalino adotado consegue atender satisfatoriamente os requisitos técnicos do projeto, com um tempo de operação relativamente baixo. Do ponto de vista do consumo de energia dos parques eólicos, o parque de Taíba apresentou melhor condição de funcionamento em comparação ao parque de Mucuripe, sendo necessário um consumo inferior a 1/3 da capacidade de produção de energia elétrica.

Entretanto, é importante destacar que a pesquisa apresenta limitações relativas à simplificação da operação de um parque eólico. O estudo não leva em consideração as diferentes estratégias consideradas no planejamento da operação realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Do ponto de vista da análise de substituição de combustível, percebe-se que existe um baixo potencial de redução de emissão dos GEE perante o cenário de emissões nacional, mas que representa uma possibilidade de avanço na descarbonização do setor de transporte. Escalando o projeto para uma frota maior, espera-se um aumento nas emissões evitadas utilizando o hidrogênio verde.

Além disso, foi encontrado um LCOH na faixa de 6,66 - 9,88 US\$/kg, a depender da taxa de desconto aplicada no projeto. Com o barateamento dos custos de produção advindos de inovações tecnológicas, pode-se tornar o projeto mais competitivo perante alternativas para a descarbonização do setor de transporte, reduzindo o custo nivelado de hidrogênio.

Como possíveis melhorias para estudos futuros, destaca-se a necessidade de considerar uma rota detalhada e inteligente para o modal a fim de integrar o centro urbano a pontos específicos e estratégicos da cidade como universidades, hospitais ou até mesmo fazer conexões com outros modais. Além disso, pode-se avaliar a comercialização do gás para utilização em outros meios de transporte que apresentam dificuldades de descarbonização inerentes a tecnologia, como os já mencionados meios marítimos, aéreos e de transporte de carga.

Destaca-se também, a possibilidade de ampliação do estudo avaliando as estratégias de funcionamento operacional dos parques eólicos, aplicando suas consequências no modelo acima, bem como aplicações mais precisas dos fatores de capacidade dessas plantas.

Referências Bibliográficas

ABEEÓLICA. **Energia eólica. Os bons ventos do Brasil**, Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/>. Acesso em: 15/05/2022.

ABEEólica. **Infovento 25, Associação Brasileira de Energia Eólica**, [S.l.], 2022.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2. ed.**, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2005.

ANEEL. **Banco de informações de geração**, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 30/05/2022.

ATWOOD, Paul et al. **Degree of hybridization modeling of a hydrogen fuel cell PNGV-class vehicle**. SAE Technical Paper, 2002.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 01/05/2022.

BLAZQUEZ-DIAZ, Cristina. Techno-economic modelling and analysis of hydrogen fuelling stations. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, n. 2, p. 495–510, 2019.

BNEF. **Electric Vehicle Outlook 2020: Executive Summary**, BloombergNEF, 2020a..

BNEF (2021, apud TENGLER (2021)). **1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update**. Citação disponível em: https://www.linkedin.com/posts/martin-tengler-25701a29_1h-2021-hydrogen-levelized-cost-update-activity-6785521378348167168-DmJB. Acesso em: 25/05/2021

BORGES, Bráulio. Estimativas dos impactos dinâmicos do setor eólico sobre a economia brasileira. **ABEEólica**, [S.l.], 2022.

CCEE. **Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Negociação**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=39005&assunto=39056&periodo=365>. Acesso em: 30/04/2022.

CEPEL. **Calculadora LCOH**. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <http://www.cepel.br/calculadora>. Acesso em: 01/06/2022.

CHOI, Hyunhong; SHIN, Jungwoo; WOO, JongRoul. Effect of electricity generation mix on battery electric vehicle adoption and its environmental impact. **Energy Policy**, v. 121, p. 13-24, 2018.

CNT. **Pesquisa CNT Perfil dos motoristas de ônibus urbanos 2017**, Confederação Nacional de Transporte, Brasília, 2017.

DE MIRANDA, P. E. V. et al. Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 19, p. 13949-13959, 2017.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2021

FCHO. **Levelized Cost of Hydrogen, Fuel Cells and Hydrogen Observatory**. Disponível em: <https://www.fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/levelised-cost-of-hydrogen-green-hydrogen-costs>. Acesso em: 30/06/2022.

FGV. **Um desafio trazido pelos ventos**, Fundação Getúlio Vargas, [S.l.], 2016.

GOVERNO DO CEARÁ. **Ceará receberá a primeira usina de hidrogênio verde do Brasil com operação já em 2022**. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2021/09/01/ceara-recebera-a-primeira-usina-de-hidrogenio-verde-do-brasil-com-operacao-ja-em-2022/>. Acesso em 07/02/2022.

GROTTERA, C.; SILVA, T. B. (2021). **Perspectivas para aplicação do hidrogênio verde na descarbonização da América Latina e Caribe**. Ensaio Energético, 22 de março, 2021.

GRÜGER, F.; DYLEWSKI, L.; ROBINIUS, M.; STOLTEN, D. Carsharing with fuel cell vehicles: Sizing hydrogen refueling stations based on refueling behavior. **Applied Energy**, Londres, v. 228, n. July, p. 1540–1549, 2018.

HOSSEINI, M.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. Hybrid solar-fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses. **Journal of Power Sources**, Lausanne, v. 221, p. 372–380, 2013.

IBERDROLA. **O hidrogênio verde: uma alternativa para reduzir as emissões e cuidar do nosso planeta**. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/hidrogenio-verde>. Acesso em: 30/06/2022.

IBGE. **Contas Econômicas Ambientais da Água (CEAA): Brasil 2013-2017**, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, [S.I.], 2020.

IBGE. **Produto Interno Bruto dos Municípios 2019**, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2020. Disponível em: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101896_informativo.pdf. Acesso em: 01/06/2022.

IEA, **Global energy-related CO2 emissions by sector - 2021**, International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector>. Acesso em: 30/06/2022.

IEA. **Technology roadmap - Hydrogen and Fuel Cells**, International Energy Agency, Paris. 2015.

IEA. **The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20**, International Energy Agency, Japan. 2019a.

IPCC. **Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability**, Intergovernmental Panel on Climate Change. [S.l.: s.n.], 2022.

IPECE. **Panorama da produção de energia elétrica no Ceará: Um enfoque para a matriz eólica**, Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará, Fortaleza, 2018.

IRENA. **Country ranks dashboard**, International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. Acesso em: 30/06/2022.

IRENA. **Green Hydrogen: A guide to policy making**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020b.

IRENA. **Hydrogen: A renewable energy perspective**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

IRENA. **Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition**, International Renewable Energy Agency Abu Dhabi. 2018.

IRENA. **Reaching zero with renewables: Eliminating CO2 emissions from industry and transport in line with the 1.50C climate goal**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020a.

IRENA. **Renewable Capacity Highlights**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.

IRENA. **Wind Energy**, International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/wind>. Acesso: 30/06/2022.

KOTOWICZ, Janusz et al. Hydrogen generator characteristics for storage of renewably-generated energy. **Energy**, v. 118, p. 156-171, 2017.

MANOHARAN, Yogesh et al. Hydrogen fuel cell vehicles; current status and future prospect. **Applied Sciences**, v. 9, n. 11, p. 2296, 2019.

MICENA, Raul Pereira. **Estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar: análise técnica e econômica**. 2020. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, Ministério de Minas e Energia, Brasília-DF, Brasil, 2019.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2018.

MME/EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2020.

MOLINA, Luis Ricardo Spinoza; MIRANDA, Renan William Giarola; DE MORAES, Rafael Iorio. Implantação de ônibus movido a hidrogênio no campus da UNICAMP. **Revista Ciências do Ambiente On-Line**, v. 7, n. 1, 2011.

NASSIF, Guilbert G.; DE ALMEIDA, Silvio CA. Impact of powertrain hybridization on the performance and costs of a fuel cell electric vehicle. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, n. 41, p. 21722-21737, 2020.

NEL HYDROGEN. **Atmospheric Alkaline Electrolyser**. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>. Acesso em: 30/06/2022.

OGDEN, Joan M.; WILLIAMS, Robert H.; LARSON, Eric D. Societal lifecycle costs of cars with alternative fuels/engines. **Energy policy**, v. 32, n. 1, p. 7-27, 2004.

OLIVEIRA, J.A. **Estimativa da emissão dos gases de efeito local – GEL's de Efeito estufa – GEE's da frota a diesel do sistema integrado de transportes de Fortaleza – SIT-FOR**, Departamento de Engenharia de Transportes – DET Universidade Federal do Ceará – UFC; 2011.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica – Agosto/2021**, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20E%C3%B3lica%202021-08.pdf>. Acesso em: 30/06/2022

ONS. **Histórico da geração (banco de dados)**, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 30/05/2022.

PALADINO, Patrícia Andréa. **Uso do hidrogênio no transporte público da cidade de São Paulo**. 2013. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

SEEG. **Análise das Emissões Brasileiras de Gases De Efeito Estufa e suas Implicações para as Metas de Clima do Brasil (1970-2020)**, Sistema de Estimativas de Gases de Efeito Estufa, 2021

SINGH, Sonal et al. Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 51, p. 623-633, 2015.

SPTRANS – Disponível em: <http://www.sptrans.com.br/>. Acesso em: 01/02/2022.

URSUA, Alfredo; GANDIA, Luis M.; SANCHIS, Pablo. Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. 2, p. 410-426, 2011.

WRI. **Aqueduct Water Risk Atlas**, World Resources Institute, Washington, 2019.

XU, Jianguo; FROMENT, Gilbert F. Methane steam reforming, methanation and water-gas shift: I. Intrinsic kinetics. **AIChE journal**, v. 35, n. 1, p. 88-96, 1989.