



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Mecânica

ANA BEATRIZ BARROS SOUZA

**ANÁLISE COMPARATIVA DO POTENCIAL DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ARMAZENADA NA FORMA DE HIDROGÊNIO PARA APLICAÇÃO
ENERGÉTICA E VEICULAR**

CAMPINAS
2020

ANA BEATRIZ BARROS SOUZA

**ANÁLISE COMPARATIVA DO POTENCIAL DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ARMAZENADA NA FORMA DE HIDROGÊNIO PARA APLICAÇÃO
ENERGÉTICA E VEICULAR**

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade
de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual
de Campinas como parte dos requisitos exigidos
para obtenção do título de Mestre em Planejamento
de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À
VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA
PELA ALUNA ANA **BEATRIZ BARROS SOUZA** E
ORIENTADA PELO **PROF. DR ENNIO PERES DA
SILVA.**

CAMPINAS
2020

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

So89a Souza, Ana Beatriz Barros, 1991-
Análise comparativa do potencial da utilização de energia elétrica armazenada na forma de hidrogênio para aplicação energética e veicular / Ana Beatriz Barros Souza. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.

Orientador: Ennio Peres da Silva.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia - Fontes alternativas. 2. Hidrogênio. 3. Células a combustível. I. Silva, Ennio Peres da, 1956-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Comparative analysis of the potential of the use of electric energy stored in the form of hydrogen for energy and vehicle application

Palavras-chave em inglês:

Energy - Alternative sources

Hydrogen

Fuel cell

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Ennio Peres da Silva [Orientador]

Waldyr Luiz Ribeiro Gallo

Daniel Gabriel Lopes

Data de defesa: 14-08-2020

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5157-8328>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/4180199978485278>

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Análise comparativa do potencial da
utilização de energia elétrica armazenada na
forma de hidrogênio para aplicação
energética e veicular**

Autor: Ana Beatriz Barros Souza

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Instituição: NIPE/UNICAMP

Prof. Dr. Waldyr Luiz Ribeiro Gallo

Instituição: FEM/UNICAMP

Dr. Daniel Gabriel Lopes

Hytron – Energia e Gases Especiais

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 14 de agosto de 2020.

Agradecimentos

A Deus, por estar presente em todas as decisões da minha família e por nos abençoar.

Aos meus pais, Hélio e Eliane, e meu irmão, Hélio Filho pelo amor imensurável, exemplos de trabalho, perseverança e dedicação, sempre apoiando e me fortalecendo em busca dos meus sonhos.

Ao professor Ennio Peres pela orientação, por aproveitar meus pontos fortes e ajudar na melhoria dos pontos fracos, pela amizade e confiança durante o desenvolvimento do mestrado.

Ao Vitor Riedel, companheiro da vida, por todo carinho, dedicação e inspiração.

Aos gestores e funcionários da BASE Energia Sustentável, pelo apoio financeiro e técnico, fundamentais para realização deste estudo.

À Companhia Energética de São Paulo e a Furnas Centrais Elétricas S/A, por proporcionarem projetos que contribuíram para meu aprendizado e crescimento profissional.

A todos os professores e amigos da FEM, que compartilharam conhecimento, experiências da vida e que contribuíram para a finalização deste estudo, seja de forma direta ou indireta.

A todos, muito obrigada.

“Se algum dia me disserem que, em meu trabalho, contribuí com algo para o bem-estar e a felicidade do meu próximo, ficarei satisfeito”.

George Westinghouse

Resumo

A crescente demanda por energia e o interesse global em reduzir as emissões de CO₂ estimularam uma implementação de fontes renováveis de energia. No entanto, os períodos intermitentes da disponibilidade de geração de energia são comuns quando se lida com recursos renováveis. Neste contexto, soluções em desenvolvimento para essas intermitências incluem a utilização de hidrogênio como vetor energético. A utilização direta do hidrogênio em células a combustível, que promovem a eletrólise reversa, pode garantir eficiência e confiabilidade ao sistema de energia e auxiliar na integração do fornecimento renovável em todos os setores da sociedade. No setor de transporte, além dos primeiros carros de passeio a hidrogênio produzidos pela Toyota, Honda e Hyundai (entre outros), estão sendo desenvolvidos caminhões a hidrogênio para descarbonizar o transporte rodoviário de mercadorias. Diversos países estão incentivando a pesquisa e o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de eletricidade por meio de políticas públicas, como os EUA, Alemanha, China, entre outros. No Brasil, importantes ações têm sido fomentadas com a participação do governo federal, em que se destaca a Chamada de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico N° 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que visa alcançar um custo competitivo das tecnologias de armazenamento integradas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Atendendo a essa Chamada, a Companhia Energética de São Paulo (CESP) vem desenvolvendo um projeto junto à usina hidrelétrica de Porto Primavera, também conhecida por UHE Sérgio Motta, localizada na cidade de Rosana, nas margens do rio Paraná, no Estado de São Paulo. A companhia instalou plantas solares em terra e flutuantes na represa, duas torres eólicas e está iniciando projetos inovadores com energia termossolar e armazenamento com hidrogênio e baterias eletroquímicas. Também no escopo da Chamada n°21/2016 da ANEEL, Furnas Centrais Elétricas está implantando e avaliando um sistema híbrido de armazenamento de energia elétrica, formado por baterias de íon-lítio e por hidrogênio eletrolítico, armazenado em tanques pressurizados, junto à UHE Itumbiara, entre os estados de Minas Gerais e Goiás. Assim, dado o manifesto interesse dessas empresas em produzir hidrogênio em suas instalações e a possibilidade de ampliação dessa produção para situações de máximo aproveitamento da infraestrutura existente, o presente trabalho partiu da premissa de que, uma vez que as empresas CESP e FURNAS possuam uma quantidade de hidrogênio armazenada nas UHEs de Porto Primavera e Itumbiara, respectivamente, existem algumas opções para o uso final deste gás, desde reconvertê-lo em eletricidade, a proposta dos projetos em desenvolvimento, ou fornecê-lo para postos como combustível veicular. Através da análise dos resultados foi possível chegar

à conclusão que, para as empresas em estudo que tem H_2 armazenado, vendê-lo para postos combustíveis é financeiramente cerca de nove vezes mais vantajoso do que reconvertê-lo em eletricidade, justificando a escolha para este uso final. Do ponto de vista técnico, para o cenário em estudo na UHE Porto Primavera existe o potencial suprimento de uma frota de veículos leves que corresponde a 0,03% da frota total do estado de São Paulo e uma frota de ônibus que corresponde a 5,9% da frota total do estado. Já na UHE Itumbiara, no cenário de produção ótima de hidrogênio a partir da energia fotovoltaica, a quantidade de gás poderia suprir uma frota de 1,4 milhões de veículos leves, o que corresponde a aproximadamente 78 % da frota total do estado de Goiás e toda a frota do município de Itumbiara. No caso dos ônibus a hidrogênio, seria possível abastecer uma frota de 48.541 veículos, ou seja, toda frota do estado de Goiás e do município de Itumbiara.

Palavras-chave: Fontes Renováveis. Hidrogênio. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Veículos com célula a combustível.

Abstract

The growing demand for energy and the global interest in reducing CO₂ emissions have stimulated the implementation of renewable energy sources. However, intermittent periods of power generation availability are common when dealing with renewable resources. In this context, typical solutions include the usage of hydrogen as energy carrier. The direct use of hydrogen in fuel cells, which promote reverse electrolysis, can guarantee efficiency and reliability to the energy system and assist in the integration of renewable supply in all sectors of society. In the transport sector, in addition to the first hydrogen passenger cars produced by Toyota, Honda and Hyundai (among others), hydrogen trucks are being developed to decarbonize road freight of goods. Several countries are encouraging research and development of electricity storage systems through public policies, such as the USA, Germany, China, among others. In Brazil, important actions have been promoted with the participation of the federal government, in which the Research and Strategic Development call n°. 21/2016 of the National Electric Energy Agency (ANEEL) stands out, which aims to achieve a competitive cost of energy technologies. integrated into the National Interconnected System (SIN). In response to ANEEL's call n°. 21/2016, Companhia Energética de São Paulo (CESP) develops a project at the Porto Primavera hydroelectric plant, also known as Sérgio Motta hydroelectric plant, located in the city of Rosana, on the banks of the Paraná River, in the state from Sao Paulo. The company has installed solar plants on land and floating in the dam, two wind towers and is starting innovative projects with solar thermal energy and storage with hydrogen and electrochemical batteries. Also within the scope of ANEEL's call n°. 21/2016, Furnas Centrais Elétricas is implementing and evaluating a hybrid electric energy storage system, consisting of lithium-ion batteries and electrolytic hydrogen, stored in pressurized tanks, at UHE Itumbiara, between the states of Minas Gerais and Goiás. Thus, given the manifest interest of these companies in producing hydrogen in their facilities and the possibility of expanding this production to situations of maximum use of the existing infrastructure, the present work started from the premise that, a once the companies CESP and FURNAS have a quantity of hydrogen stored in the UHEs of Porto Primavera and Itumbiara, respectively, there are some options for the end use of this gas, from converting it into electricity, the proposal of the projects under development, or supplying it. it for gas stations. Through the analysis of the results it was possible to conclude that, for the companies under study that have H₂ stored, selling it to gas stations is financially about nine times more advantageous than converting it into electricity,

justifying the choice for this use Final. From a technical point of view, for the scenario under study at Porto Primavera hydroelectric there is the potential to supply a fleet of light vehicles that corresponds to 0,03% of the total fleet of the state of São Paulo and a bus fleet that corresponds to 5,9% of the total state fleet. At the Itumbiara hydroelectric, in the scenario of optimal hydrogen production from photovoltaic energy, the amount of gas could supply a fleet of 1.4 million light vehicles, which corresponds to approximately 78% of the total fleet in the state of Goiás and the entire fleet of the municipality of Itumbiara. In the case of hydrogen buses, it would be possible to supply a fleet of 48.541 vehicles, that is, the entire fleet in the state of Goiás and the municipality of Itumbiara.

Keywords: Renewable Sources. Hydrogen. Research and Development Projects. Fuel Cell Vehicles.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1: Desempenho do hidrogênio na transição energética.....	23
Figura 2.2: Processo de eletrólise da água	24
Figura 2.3: Diferentes tecnologias para armazenamento de energia elétrica	26
Figura 2.4: Equipamentos instalados na UHE Porto Primavera.....	30
Figura 2.5: Cenário da geração de energia ao longo do dia para a fontes solar e hidráulica na UHE Porto Primavera.....	31
Figura 2.6: Sistema de armazenamento de energia elétrica na UHE Itumbiara.....	32
Figura 2.7: Cenário da geração de energia ao longo do dia para a fontes solar e hidráulica e SAE na UHE Itumbiara	33
Figura 2.8: Emissões anuais de CO ₂ poderiam ser reduzidas em 6 Gt em 2050	34
Figura 2.9: Resumo do status da aplicação do H ₂ na CaC em cada modelo de veículo	35
Figura 2.10: Esquema da operação de uma PEMFC.....	37
Figura 2.11: Arquitetura do FCEV Mirai	38
Figura 2.12: Arquitetura genérica de um FCEV	39
Figura 2.13: Princípio de funcionamento de um FCEV	40
Figura 2.14: Eficiência energética do estágio de armazenamento para as rodas do FCEV	40
Figura 2.15: Principais veículos disponíveis no mercado: (a) Hyundai NEXO; (b) Honda Clarity; (c) Toyota Mirai	41
Figura 2.16: Modelo NEXO da Hyundai	41
Figura 2.17: Modelo Clarity da Honda	43
Figura 2.18: Modelo Mirai da Toyota	44
Figura 2.19: Vendas anuais globais de FCEVs no período de 2013 a 2017	45
Figura 2.20: Carros elétricos com células de combustível em circulação, 2017-18	46
Figura 2.21: Perspectivas futuras de crescimento na comercialização de FCEVs	46
Figura 2.22: Estações e utilização de reabastecimento de hidrogênio em 2018	47
Figura 2.23: Últimos investimentos anunciados em estações de abastecimento com H ₂ ao longo dos anos	48
Figura 2.24: Componentes do FCEB Evo BUS 12 metros do fabricante Mercedes-Benz	49
Figura 2.25: Componentes do FCEB do fabricante Wrightbus de 12 metros	50
Figura 2.26: Componentes do FCEB do fabricante Van Hool de 12 metros	51
Figura 2.27: Componentes do FCEB do fabricante Solaris com 18,75 metros.....	52

Figura 2.28: Componentes do FCEB da Toyota	53
Figura 2.29: Vista do primeiro ônibus brasileiro com células a combustível híbrido da EMTU/SP	56
Figura 2.30: Primeiro ônibus brasileiro com tecnologia nacional em parceria da COPPE, TRACEL, FURNAS	57
Figura 2.31: FCEB modelo A330 implantado na Dinamarca	58
Figura 2.32: FCEB Solaris Urbino 12 metros na Holanda	58
Figura 2.33: Componentes da estação de reabastecimento	62
Figura 2.34: Localização do município de Rosana	63
Figura 2.35: Distância entre a UHE Porto Primavera e o posto de combustível mais próximo	64
Figura 2.36: Localização do município de Itumbiara	65
Figura 2.37: Distância entre a UHE Itumbiara e o posto de combustível mais próximo	66
Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do trabalho	69
Figura 4.1: Potencial do número de veículos leves que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Porto Primavera	77
Figura 4.2: Potencial do número de ônibus que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Porto Primavera	78
Figura 4.3: Potencial do número de veículos leves que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Itumbiara	81
Figura 4.4: Potencial do número de ônibus que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Itumbiara	82

Lista de Quadros

Quadro 2.1: Números e potências de projetos de armazenamento de energia elétrica em todo mundo, em fevereiro/2020.....	28
Quadro 2.2: Relação dos principais projetos mundiais de armazenamento de eletricidade na forma de hidrogênio.....	29
Quadro 2.3: Especificações técnicas do modelo NEXO da Hyundai	42
Quadro 2.4: Especificações técnicas do modelo Clarity da Honda.....	42
Quadro 2.5: Especificações técnicas do modelo Mirai da Toyota	44
Quadro 2.6: Especificações técnicas do modelo da Mercedes-Benz	50
Quadro 2.7: Especificações técnicas do modelo da Wrightbus	50
Quadro 2.8: Especificações técnicas do modelo Van Hool	51
Quadro 2.9: Especificações técnicas do modelo da Solaris	52
Quadro 2.10: Resumo de alguns investimentos na tecnologia CaC a hidrogênio.....	59
Quadro 2.11: Média do preço de comercialização ao consumidor no Estado de São Paulo ..	64
Quadro 2.12: Média do preço de comercialização de combustíveis em Goiás.....	67
Quadro 3.1: Viabilidade técnica utilização do H ₂	73
Quadro 4.1: Parâmetros para o cálculo do ganho financeiro na reconversão de H ₂ em eletricidade na UHE Porto Primavera	74
Quadro 4.2: Custo do km rodado para os combustíveis em São Paulo	75
Quadro 4.3: Parâmetros para o cálculo do ganho financeiro na reconversão de H ₂ em eletricidade na UHE Itumbiara	79
Quadro 4.4: Custo do km rodado para os combustíveis em Goiás	79

Lista de símbolos

A_{ve}	-	Consumo do FCEV	km. kg ⁻¹
A_{vl}	-	Consumo do veículo leve	km. L ⁻¹
C	-	Valor do km rodado	R\$. km ⁻¹
C_e	-	Custo da energia elétrica	R\$.MJ ⁻¹
C_{Gf}	-	Comparativo do ganho financeiro	-
d	-	Taxa de desconto referente ao lucro dos proprietários dos postos com a venda do gás	-
G_{fe}	-	Ganho financeiro com a venda de 1 kg de H ₂ para produção de energia elétrica	R\$.kg ⁻¹
G_{fv}	-	Ganho financeiro com a venda de 1 kg de H ₂ para postos	R\$. kg ⁻¹
PCS_{H_2}	-	Poder Calorífico Superior do H ₂	MJ.kg ⁻¹
P_c	-	Preço do combustível praticado pela ANP	R\$. L ⁻¹
η_{cac}	-	Eficiência da célula a combustível	-

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEV	- <i>Battery Electric Vehicle</i>
CaC	- Células a Combustível
CESP	- Companhia Energética de São Paulo
CHIC	- <i>Clean Hydrogen In European Cities</i>
FCEV	- <i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
FCEB	- <i>Fuel Cell Electric Buses</i>
FCHEA	- <i>Fuel Cell & Hydrogen Energy Association</i>
GNV	- Gás Natural Veicular
IBGE	- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
JIVE	- <i>Joint Initiative for Hydrogen Vehicles Across Europe</i>
MCT	- Ministério da Ciência e Tecnologia
MERCOSUL	- Mercado Comum do Sul
Nm ³	- Volume em metros cúbicos, nas condições normais (0 °C e 101,325 kPa)
ONU	- Organização das Nações Unidas
PCI	- Poder Calorífico Inferior
PCS	- Poder Calorífico Superior
PEM	- <i>Proton Exchange Membrane</i>
ProH ₂	- Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio
SAE	- <i>Society of Automotive Engineers</i>
ZEV	- <i>Zero Emission Vehicle</i>

Sumário

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Objetivos.....	20
1.2 Estrutura da Dissertação	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 Tecnologia do hidrogênio.....	22
2.2 Armazenamento de energia elétrica	25
2.2.1 Projetos de armazenamento de energia elétrica com hidrogênio	27
2.2.2 Projeto de armazenamento de energia elétrica na UHE Porto Primavera	29
2.2.3 Projeto de armazenamento de energia elétrica na UHE Itumbiara.....	31
2.3 Utilização do hidrogênio no setor de transporte	34
2.4 Veículos leves com células a combustível a hidrogênio	36
2.4.1 Principais fabricantes de FCEVs	40
2.4.2 Contexto atual e perspectivas futuras na comercialização de FCEVs.....	45
2.4.3 Estações de reabastecimento	47
2.5 Ônibus com células a combustível a hidrogênio	48
2.5.1 Tipos de ônibus quanto ao comprimento da carroceria.....	49
2.5.2 Princípio de funcionamento.....	53
2.5.3 Consumo médio dos FCEBs.....	54
2.5.4 Contexto atual e perspectivas futuras na comercialização do FCEB	55
2.6 Infraestrutura de uma estação de reabastecimento do FCEV e FCEB	60
2.7 Caracterização do sistema de transporte urbano próximo às UHEs	62
2.7.1 Município de Rosana	62
2.7.1.1 Logística para distribuição do H ₂ para os postos de combustíveis.....	63
2.7.1.2 Preço de comercialização de combustíveis em São Paulo	64
2.7.2 Município de Itumbiara	65
2.7.2.1 Logística para distribuição do H ₂ para os postos de combustíveis em Itumbiara	66
2.7.2.2 Preço de comercialização de combustíveis em Goiás	66
3 METODOLOGIA.....	68
3.1 Ganho financeiro na reconversão de H ₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica.....	70
3.2 Ganho financeiro na venda do H ₂ para postos de combustível	70
3.3 Comparativo	72
3.4 Resultado e Discussão	73

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	74
4.1 UHE Porto Primavera.....	74
4.1.1 Ganho financeiro na reconversão do H ₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica.....	74
4.1.2 Ganho financeiro na venda do H ₂ para postos de combustível	75
4.1.3 Comparativo do ganho financeiro	76
4.1.4 Frota a ser atendida pelo H ₂ armazenado	77
4.2 UHE Itumbiara	78
4.2.1 Ganho financeiro na reconversão de H ₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica.....	78
4.2.2 Ganho financeiro na venda do H ₂ para postos de combustível	79
4.2.3 Comparativo do ganho financeiro	80
4.2.4 Frota a ser atendida pelo H ₂ armazenado	81
5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	83
5.1 Conclusões.....	83
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	85
REFERÊNCIAS	86

1 INTRODUÇÃO

O aumento das emissões de gases de efeito estufa, sobretudo dióxido de carbono (CO_2), têm contribuído para o aumento da temperatura média anual da biosfera do planeta e para as mudanças climáticas. Este fator, associado às instabilidades do preço do petróleo e ao aumento da demanda energética mundial, têm incentivado em todo mundo ações e políticas públicas com o interesse em promover um futuro mais limpo para as gerações atuais e futuras, evidenciado pelo Acordo Climático de Paris em 2015. Neste acordo, as nações concordam que para limitar as emissões de gases de efeito estufa serão necessários programas de eficiência energética em todos os setores, captura de carbono e expansão das fontes renováveis de energia, de forma a limitar as emissões de carbono e mitigar as mudanças climáticas (ONU, 2015).

Atualmente, tem-se uma grande expansão na capacidade instalada de fontes renováveis. No entanto, devido à intermitência dessas fontes, principalmente a solar e a eólica, as redes elétricas onde se concentram acabam apresentando elevada variabilidade no suprimento, ocasionando perda de qualidade da energia, excessos e faltas em determinados momentos. Logo, a expansão da produção de eletricidade renovável é comprometida. Soluções típicas para esse problema incluem o armazenamento da energia elétrica nos períodos de elevada produção e/ou baixa demanda, o que pode ser feito através de baterias, volantes, compressão de ar, usinas hidrelétricas reversíveis e também a utilização de hidrogênio como vetor energético (HYDROGEN CONCIL, 2017).

Embora as baterias sejam usadas para armazenamento eficiente a curto prazo, o armazenamento a longo prazo exigirá a utilização de outras tecnologias. O uso de hidrogênio para armazenamento de eletricidade renovável (convertido via eletrólise da água) é um fator de mudança. O hidrogênio e a eletricidade são, de fato, portadores complementares de energia: o hidrogênio pode ser convertido em eletricidade, e eletricidade pode ser convertida em hidrogênio. A utilização direta do hidrogênio em células a combustível, que promovem a eletrólise reversa, pode garantir eficiência e confiabilidade ao sistema de energia e auxiliar na integração do fornecimento renovável em todos os setores da sociedade (IEA HYDROGEN, 2017).

Logo, a possível disponibilidade de grandes quantidades de hidrogênio produz um grande interesse nas suas aplicações veiculares, além da geração distribuída de eletricidade. Quando alimentados por hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis, os veículos com célula a combustível, ou *Fuel Cell Electric Vehicle* (FCEVs), são uma opção de mobilidade de baixo carbono em grandes centros, quando comparados com veículos convencionais (CGEE,

2010). Neste sentido, o setor veicular é um dos mais considerados para a utilização dessa tecnologia nos próximos anos e diversos países incentivam a pesquisa, desenvolvimento e inovação de sistemas de armazenamento de eletricidade sob a forma de hidrogênio, como a Alemanha e os EUA, principalmente no Estado da Califórnia. Esses países já deram largada nessa corrida com investimentos e ampliação de uma rede de estações de abastecimento de FCEVs, que deverá movimentar a economia global em um horizonte pós-energia fóssil.

Outros países da Europa, Canadá e Japão lideram pesquisas e desenvolvimento em células a combustível e sua comercialização. Entre os países em desenvolvimento, o governo chinês reconheceu a importância da energia do hidrogênio e pretende ultrapassar a tecnologia convencional de FCEVs, direcionando a pesquisa para o setor de transportes em geral (STAFFELL et. al., 2019).

No Brasil, alguns programas foram desenvolvidos ao longo dos anos, como o Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio (ProH₂, 2002) do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) (CGEE, 2010). Atualmente, apesar da descontinuidade desse programa, investimentos e projetos continuam sendo desenvolvidos em universidades, empresas de base tecnológica e do setor elétrico, havendo incentivos governamentais pontuais, como a Chamada de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico N° 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de propor sistemas de armazenamento de energia de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional (ANEEL, 2016).

Mais recentemente, foi lançada a Chamada de Projeto de P&D Estratégico N° 22/2018 da ANEEL, para Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente. A chamada tem como objetivo incentivar projetos para soluções em mobilidade elétrica, seja por meio de modelos de negócio, equipamentos, tecnologias, serviços, sistemas e infraestruturas para suporte ao desenvolvimento e à operação dos veículos elétricos ou híbridos *plug-in*, a bateria ou célula a combustível (ANEEL, 2019). Entretanto, nenhum projeto envolvendo o uso automotivo do hidrogênio foi contemplado nessa Chamada.

Os projetos desenvolvidos pela Companhia Energética de São Paulo (CESP), na usina hidrelétrica de Porto Primavera, e Furnas Centrais Elétricas, na usina de Itumbiara, focos deste estudo, fazem parte da chamada N°21/2016 da ANEEL. Ambos os projetos buscam implantar e avaliar um sistema híbrido de armazenamento energético, formado por baterias de íon-lítio e por hidrogênio eletrolítico, armazenado em tanques pressurizados. Esses sistemas são

alimentados por energia elétrica renovável proveniente das usinas hidroelétricas, de painéis fotovoltaicos flutuantes e em solo e de aerogeradores, instalados junto às usinas.

A Usina de Itumbiara, está localizada no rio Paranaíba, entre os municípios de Itumbiara, em Goiás, e Araporã, em Minas Gerais (FURNAS, 2019). Já a Usina hidrelétrica de Porto Primavera, também conhecida por Usina Sérgio Motta, está localizada na cidade de Rosana, nas margens do rio Paraná, no Estado de São Paulo.

Assim, na hipótese de elevada produção e/ou baixa demanda de energia elétrica, o hidrogênio que foi produzido e já está armazenado nas UHEs Itumbiara e Porto Primavera, além de suprir a rede quando necessário, poderá ter um uso final diferente e diversificado, como no setor de transporte (veículos leves e ônibus), contribuindo para uma utilização mais eficiente das fontes energéticas instaladas nas usinas. Uma vez que os citados projetos são de demonstração, com quantidades muito pequenas de hidrogênio produzidas e armazenadas, torna-se necessário analisar cenários de produções comerciais, que resultariam da ampliação significativa dos sistemas existentes.

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste estudo foi analisar o potencial da utilização do hidrogênio eletrolítico que pode ser produzido nas Usinas Hidrelétricas de Itumbiara e Porto Primavera, a partir da energia solar fotovoltaica, em veículos leves e ônibus com célula a combustível em períodos de elevada produção de eletricidade e/ou baixa demanda da rede.

Nos objetivos específicos desta dissertação buscou-se:

1. Calcular o potencial ganho com a venda do H_2 para a rede e para os postos de combustível sob a perspectiva das empresas de energia CESP e FURNAS, em um cenário de disponibilidade de H_2 nas UHEs;
2. Realizar um levantamento da frota de veículos leves e ônibus nas cidades no entorno às UHEs para dimensionar quantitativamente as demandas de hidrogênio em postos de reabastecimento;
3. Calcular as frotas de veículos leves e ônibus que podem ser abastecidas no cenário da utilização ótima da infraestrutura existente nas UHEs para a produção de hidrogênio, a partir da energia solar fotovoltaica.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos. O capítulo 1 contém o contexto em que o estudo está sendo realizado, os objetivos da pesquisa, a justificativa e a estrutura da dissertação.

No capítulo 2 está a tecnologia do hidrogênio produzido por eletrólise da água; armazenamento de energia elétrica através do hidrogênio e os projetos desenvolvidos no mundo, atualiza o estado da arte dos veículos a hidrogênio, suas características de consumo; elenca as infraestruturas, componentes principais e a expansão dos postos de reabastecimento de FCEVs.

O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada na pesquisa e a base teórica para processamento das informações.

O capítulo 4, apresenta os resultados dos cálculos que permitiram estabelecer, de forma quantitativa, o ganho financeiro com a venda do hidrogênio para energia elétrica e para postos de combustível e as frotas de veículos com célula a combustível que podem ser abastecidas no âmbito dos projetos desenvolvidos nas UHEs de Porto Primavera e Itumbiara.

Por fim, no capítulo 5 tem-se as conclusões obtidas na pesquisa, indicando vantagens e desvantagens da associação do suprimento de veículos a hidrogênio aos sistemas de armazenamento de energia elétrica. Apresenta também possíveis desdobramentos e trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo se inicia destacando a tecnologia do hidrogênio como um vetor energético capaz de armazenar energia elétrica por longos períodos. São apresentados alguns projetos de armazenamento de energia elétrica no mundo e no Brasil, com foco nos projetos desenvolvidos nas UHEs Porto Primavera e Itumbiara, no escopo da Chamada N° 21 da ANEEL. Neste capítulo é apresentado ainda a cadeia de utilização do hidrogênio, especificamente na propulsão de veículos leves e ônibus com células a combustível, descrevendo os FCEVs e FCEBs, os principais componentes destes veículos, seus fabricantes e perspectivas futuras de comercialização, além da infraestrutura dos postos de reabastecimento.

2.1 Tecnologia do hidrogênio

O hidrogênio (H_2) é um gás incolor e inodoro. Sua densidade a $0^\circ C$ e 1 bar é $0,08987 \text{ kg. m}^{-3}$, com poderes caloríficos superior (PCS) e inferior (PCI) respectivamente de $141.880 \text{ kJ.kg}^{-1}$ e $119.960 \text{ kJ.kg}^{-1}$, sendo muito atraente para aplicações energéticas (SILVA, 1991).

A tecnologia do hidrogênio refere-se ao conjunto de dispositivos e conhecimentos que possibilitam o aproveitamento do hidrogênio como vetor energético. Compreende toda a cadeia de utilização: produção, armazenamento, transporte, distribuição e uso final. Segundo Veras et. al. (2017), o H_2 é um vetor potencialmente emergente para a transição e diversificação da matriz energética e dos sistemas de transportes.

O hidrogênio é encontrado em grande parte da Terra, mas raramente circula livremente na natureza em seu estado elementar. Por ser quimicamente ativo, se combina com outros elementos, notadamente o oxigênio, formando água, e o carbono, na formação dos compostos orgânicos (CAMPANHOLO, 2016).

Apesar de muito abundante, o hidrogênio, diferente dos combustíveis fósseis, não é considerado uma fonte energética, devido a sua maior parte existente estar justamente ligada a outros compostos (ROSA, 2015). Desta forma, é necessário extraí-lo desses compostos para utilizá-lo, consumindo assim algum tipo de energia primária para sua produção (GODOY, 2013; MOYA, 2016; RIFKIN, 2012). Portanto, é classificado como um promissor e excelente vetor de energia para:

- a) combustível de veículos terrestres e aquáticos, com o uso de células a combustível de alta eficiência;

- b) combustível para aeronaves de grande porte e naves espaciais, devido à alta razão energia/peso quando na forma criogênica;
- c) combustível doméstico e industrial para geração de calor e eletricidade;
- d) um meio de transporte para grandes quantidades de energia em longas distâncias.

Logo, o hidrogênio pode ser um pilar central da transformação energética, necessária para limitar o aquecimento global a 2°C, estabelecidos no Acordo de Paris. Ou seja, pode desempenhar funções fundamentais para enfrentar os desafios da transição energética (ONU, 2015). Um estudo realizado pelo Hydrogen Council (2017) aponta o desempenho do hidrogênio na transição energética, a partir de vários processos (Figura 2.1).

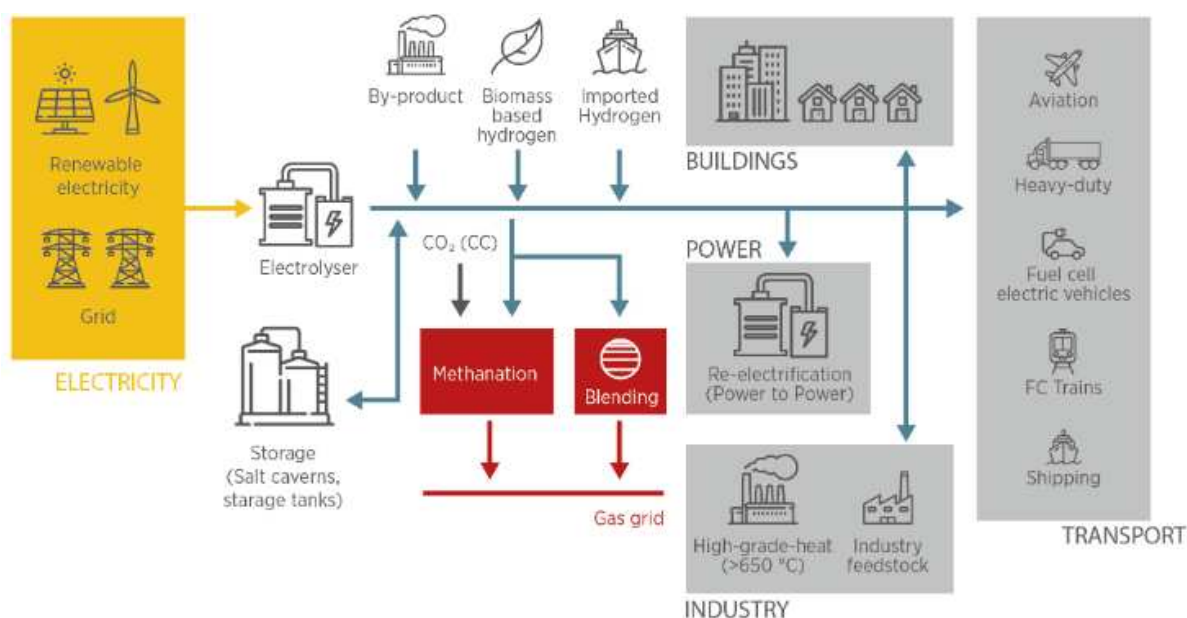


Figura 2.1: Desempenho do hidrogênio na transição energética

Fonte: Hydrogen Council (2017)

O H₂ pode ser produzido a partir de fontes renováveis por diferentes vias, sendo a mais estabelecida o uso de eletricidade renovável para dividir a água em hidrogênio e oxigênio em um eletrólise.

A eletrólise é um processo eletroquímico onde a energia elétrica é a força motriz das reações químicas. As substâncias em eletrólise são decompostas devido às trocas iônicas produzidas pelo fornecimento de uma corrente elétrica. Hidrogênio é produzido por eletrólise inserindo-se dois eletrodos em uma solução aquosa (eletrólito) ácida ou básica, que aumenta a disponibilidade de íons na água. A molécula da água se divide, produzindo oxigênio no ânodo e hidrogênio no cátodo (IVY, 2004). Na Figura 2.2 pode-se observar o diagrama termodinâmico

do processo de eletrólise da água, onde a energia fornecida pela fonte de força eletromotriz equivale à energia química contida nos gases produzidos, acrescida da energia térmica liberada ao meio ambiente (SILVA, 2014).

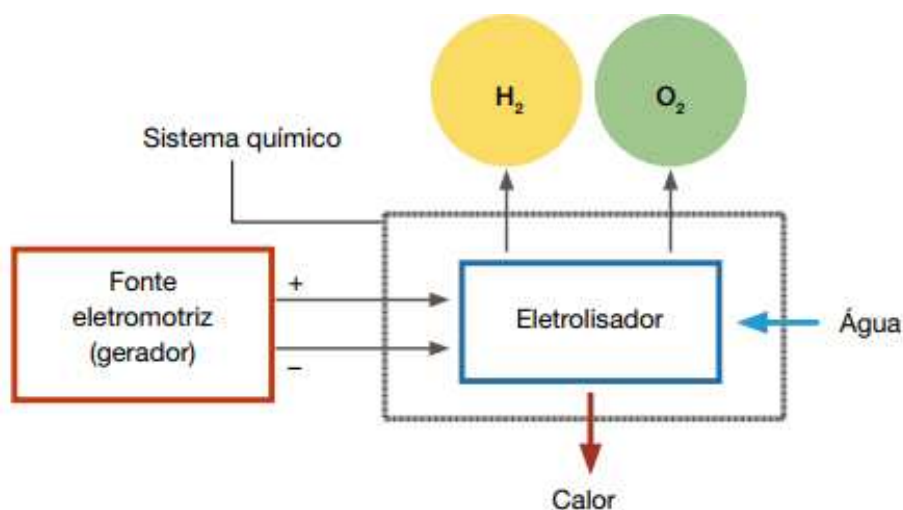


Figura 2.2: Processo de eletrólise da água
Fonte: Silva (2014)

De acordo com o tipo de eletrólito adotado, existem três principais tipos de eletrolisadores comerciais: alcalino, de Membrana de Troca de Prótons (PEM) e de Óxido Sólido.

O eletrolisador tipo alcalino tem uma tecnologia madura e amplamente utilizada para aplicações industriais de larga escala desde 1920. Estes sistemas estão disponíveis comercialmente, são duráveis e exibem custo de capital relativamente baixo devido à pouca utilização de metais nobres, uso de matérias convencionais e fabricação mais simples que os demais (ZENG; ZHANG, 2010); (CARMO et. al., 2013).

No entanto, a baixa densidade de corrente e as menores pressões de operação afetam negativamente o tamanho do sistema e os custos de produção de hidrogênio. Além disso, a operação dinâmica (partidas frequentes e entrada de energia variável) pode reduzir negativamente a eficiência do sistema e a pureza do gás (LEHNER et. al., 2014).

Os eletrolisadores PEM são baseados no conceito de eletrólito de polímero sólido para eletrólise de água, que foi introduzido pela primeira vez na década de 1960 pela *General Electric* para superar as desvantagens dos eletrolisadores alcalinos. As principais vantagens são a alta densidade de corrente, eficiência da célula, fornecimento de hidrogênio comprimido e puro, além de uma operação flexível (SMOLINKA e FRAUNHOFER, 2010).

As desvantagens incluem o uso de catalisador de platina, com custo elevado, materiais de membrana fluorada, alta complexidade do sistema devido à operação de alta pressão e pureza da água. Os esforços atuais de desenvolvimento são, portanto, direcionados a reduzir a complexidade do sistema para permitir sua expansão e reduzir os custos de capital, por meio do emprego de materiais menos caros e processos de fabricação menos sofisticados (LEHNER et. al., 2014); (CARMO et. al., 2013).

Os eletrolisadores tipo Óxido Sólido ainda estão em fase de desenvolvimento, não sendo comercializados para a produção de quantidades relevantes de hidrogênio (SCHMIDT et. al., 2017).

Os requisitos para os eletrolisadores operarem com fontes de energia intermitentes são: resposta rápida dos componentes do sistema, permitindo operação dinâmica; operação em faixa dinâmica mais baixa, sem impactos negativos na pureza do gás; e tempos curtos de partida a frio ou operação *stand-by* com eficiência energética (SMOLINKA; FRAUNHOFER, 2010).

Enquanto os eletrolisadores PEM parecem ser mais adequados para satisfazer estes requisitos, com tempo de vida potencialmente beneficiado de operação intermitente, os alcalinos e de óxido sólido também são adequados e os seus componentes podem ser projetados com sucesso para operar com uma fonte de energia intermitente (LEHNER et. al., 2014).

2.2 Armazenamento de energia elétrica

Existem muitas tecnologias empregadas no armazenamento de energia elétrica, cada qual com suas vantagens e desvantagens. Mas, de forma geral, em maior ou menor grau, todas apresentam perdas da energia total armazenada. A Figura 2.3 mostra as tecnologias mais importantes, indicando as melhores alternativas em termos de potência e tempo de armazenamento. Não é intenção desse trabalho apresentar detalhes de cada tecnologia, mas tão somente situar a tecnologia do uso do hidrogênio em meio a essas alternativas.

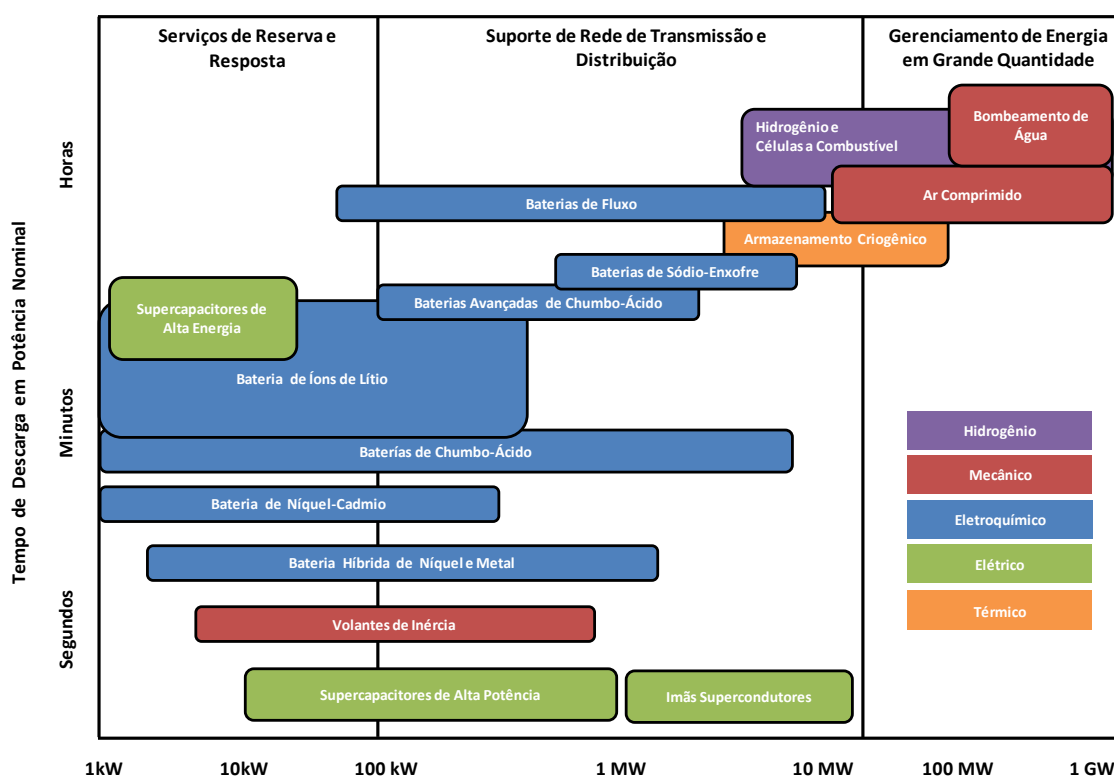


Figura 2.3: Diferentes tecnologias para armazenamento de energia elétrica

Fonte: Adaptado de Barbour (2018)

De fato, o armazenamento de hidrogênio é um processo importante no escopo da transição energética, onde uma das questões mais urgentes e desafiadoras é se desenvolver mecanismos de armazenamento de eletricidade seguros, confiáveis, eficientes e eficazes (WIETSCHEL; BALL, 2009). Para isso, o excedente de energia criado por fontes renováveis durante períodos de elevada produção e/ou baixa demanda é usado para realizar a eletrólise da água.

Segundo a *Fuel Cell & Hydrogen Energy Association* (FCHEA)¹, uma vez criado o hidrogênio por meio da eletrólise, ele pode ser usado em células a combustível estacionárias, para geração de energia elétrica, como combustível de veículos com células a combustível, podendo também ser injetado em tubulações de gás natural para reduzir a intensidade de carbono, ou mesmo armazenado como gás comprimido, líquido criogênico ou em uma ampla variedade de compostos de hidreto para uso posterior (FCHEA, 2019).

Neste sentido, existem três abordagens típicas para armazenar hidrogênio:

¹ A *Fuel Cell & Hydrogen Energy Association* (FCHEA) foi formada em novembro de 2010, após a fusão de duas antigas associações que representavam diferentes setores da indústria, o US Fuel Cell Council e a National Hydrogen Association, e representa as principais empresas e organizações que estão avançando em tecnologias de energia inovadoras (<http://www.fchea.org/aboutus>).

- a) armazenamento físico como gás comprimido;
- b) armazenamento físico como hidrogênio líquido;
- c) armazenamento baseado em materiais ou armazenamento em estado sólido.

Entre eles, os dois primeiros métodos são os métodos mais maduros, o primeiro amplamente utilizado comercialmente e o segundo predominantemente em naves espaciais. O último método (ou variedade de métodos) ainda está em grande parte sob pesquisa e desenvolvimento e é altamente dependente das aplicações de materiais avançados (WIETSCHEL; BALL, 2009).

Neste trabalho, a forma utilizada para o armazenamento do hidrogênio é a pressurizada, adotada como um Gás Ideal², em vista de se encontrar em temperatura próxima do ambiente (tanques de armazenamento em ambiente aberto) e pressões ordinárias (inferiores a 30 bar). Maiores detalhes sobre as formas de armazenamento desse gás podem ser obtidos em SILVA (1991).

2.2.1 Projetos de armazenamento de energia elétrica com hidrogênio

O armazenamento de energia elétrica através do hidrogênio vem sendo aplicado em diversos projetos no mundo. Por exemplo, em 2018, a *Enbridge Gas Distribution* e a *Hydrochics*, membro da FCHEA, abriram a primeira instalação de energia para gás de 2,5 MW na América do Norte, a *Markham Energy Storage Facility*, em Ontário, Canadá, utilizando hidrogênio produzido por fonte renovável. Atualmente, a instalação está fornecendo serviços de regulação de rede sob contrato para o Operador Independente do Sistema Elétrico de Ontário (FCHEA, 2019).

Na Europa, muitos projetos de armazenamento de energia de hidrogênio foram criados, como o *Energiepark Mainz*, na Alemanha, um projeto envolvendo a *Linde AG*, líder mundial

² A definição de um gás ideal, segundo a termodinâmica, refere-se àquele gás cujas propriedades estão relacionadas pela equação de estado $PV = nRT$, conhecida por Equação de Clayperon (para quaisquer valores de pressão e temperatura). Nesse caso, P é a pressão, T a temperatura, V o volume ocupado pelo gás, n a quantidade de matéria do gás e R a constante universal dos gases (Castellan, 1978). A exatidão da Equação de Clayperon é tanto maior quanto menor for a pressão do gás (Atkins, 2001). Um gás ideal pode ser caracterizado pelas seguintes propriedades: possui um número muito grande de moléculas, consideradas esferas rígidas de diâmetro d, às quais apresentam movimento aleatório ou desordenado, regido pelas Leis de Newton; as partículas possuem massa m maior que zero e volume individual desprezível, quando comparado ao volume do recipiente que as contêm; as interações intermoleculares, de atração e de repulsão, são desprezíveis, exceto quando ocorrem colisões mútuas e com as paredes do recipiente; a energia interna encontra-se na forma de energia cinética translacional; as moléculas se propagam em linha reta; e as colisões são perfeitamente elásticas - a energia cinética não é conversível à outra forma de energia - e de curto tempo de duração (Kauzmann, 1970).

em gases industriais, em parceria com a Siemens, a Universidade de Ciências Aplicadas *Rhein Main* e o *Mainzer Stadtwerke*, empresa municipal da cidade de Mainz, que fornece serviços e produtos de eletricidade, gás e abastecimento de água, e transporte público para a cidade de Mainz e comunidades vizinhas. O *Energiepark* usa energia eólica em excesso para produzir hidrogênio, que é usado mais tarde para gerar energia quando essa fonte não pode atender à demanda (FCHEA, 2019).

Orsted, a maior empresa de energia da Dinamarca, planeja usar o excesso de energia de seus parques eólicos a serem instalados no Mar do Norte para alimentar o processo da eletrólise da água e armazenar energia renovável na forma de hidrogênio. Os parques eólicos propostos terão uma capacidade de 700 MW e serão conectados diretamente à rede. Durante os períodos de elevada produção dos parques eólicos, o excesso de energia será usado para gerar hidrogênio por meio de eletrólise, que mais tarde poderá também ser vendida a grandes clientes industriais.

Nos Estados Unidos, no Centro Nacional de Pesquisa em Células a Combustível da Universidade da Califórnia, em Irvine, a *SoCalGas* instalou um eletrolisador alimentado pelo sistema elétrico solar do campus, que gera hidrogênio renovável para alimentar o sistema de células a combustível do campus (FCHEA, 2019).

O Quadro 2.1 mostra a participação da tecnologia do hidrogênio entre as alternativas de armazenamento de eletricidade e o Quadro 2.2 resume os principais projetos cadastrados pelo DOE/USA.

Tecnologia	Projetos	Potência (MW)
Eletroquímica	991	3.297
Bombeamento de água	50	181.190
Armazenamento térmico	220	3.275
Sistemas eletromecânicos	74	2.600
Armazenamento como hidrogênio	13	20
Armazenamento de ar líquido	2	5

Quadro 2.1: Números e potências de projetos de armazenamento de energia elétrica em todo mundo, em fevereiro/2020
Fonte: US DOE (2020)

Nome do projeto	País	Potência (kW)	Situação
EnBW Hydrogen Testing Facility	Alemanha	400	Operacional
INGRID Hydrogen Demonstration Project	Itália	1.200	Operacional
E.ON "Power to Gas" Pilot Plant Falkenhagen	Alemanha	1.000	Operacional
Power to Gas Plant in Reitbrook	Alemanha	800	Operacional
Thüga-Demonstrationsprojekt Strom zu Gas	Alemanha	320	Operacional
Univeristy of Corsica MYRTE Test Platform	França	150	Operacional
Grapzow 140 MW Wind Park with 1 MW Power to Gas System	Alemanha	1.000	Operacional
Hydrogenics Power-to-Gas	Canadá	2.000	Contratado
Utsira Wind Power & Hydrogen Plant	Noruega	65	Descomissionado
Energiepark Mainz	Alemanha	6.000	Operacional
HyBalance - Air Liquide Advanced Business	Dinamarca	1.250	Operacional
Lam Takhong Wind Hydrogren Hybrid Project	Tailândia	300	Contratado
Audi e-gas Project	Alemanha	6.000	Operacional

Quadro 2.2: Relação dos principais projetos mundiais de armazenamento de eletricidade na forma de hidrogênio
Fonte: US DOE (2020)

No Brasil, projetos de P&D vem sendo desenvolvidos utilizando a tecnologia do hidrogênio associado às fontes renováveis, como os projetos de armazenamento de energia elétrica na UHE de Porto Primavera e UHE de Itumbiara, no escopo da Chamada 21, proposta pela ANEEL em 2016.

2.2.2 Projeto de armazenamento de energia elétrica na UHE Porto Primavera

Esse projeto, intitulado "Análise da Eficiência do Armazenamento Complementar de Energia junto a Usinas Hidrelétricas, Utilizando Tecnologias Eletroquímicas e de Armazenamento de Hidrogênio", está sendo desenvolvido pela Companhia Energética de São Paulo (CESP). O sistema de armazenamento de energia elétrica instalado na UHE Porto Primavera é composto por um eletrolisador capaz de produzir até $20 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ de hidrogênio, um reservatório pressurizado com capacidade de armazenamento de até 600 Nm^3 (2.124 kWh), a

uma pressão de até 25 bar e uma célula a combustível que entrega até 100 kW de potência elétrica para a rede. Inclui também um banco de baterias de íon-lítio com uma potência de até 250 kW e capacidade de até 1.800 MJ (500 kWh) de armazenamento. Os dois sistemas armazenam e despacham a eletricidade proveniente de uma planta solar fotovoltaica de 401 kWp (RIEDEL, 2019). Na Figura 2.4 é possível visualizar os equipamentos instalados na usina.

Atualmente o projeto encontra-se na fase de pesquisa, coleta de dados da operação real e elaboração do relatório final que será entregue a ANEEL.



Figura 2.4: Equipamentos instalados na UHE Porto Primavera
Fonte: Riedel (2019)

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2019), a potência fiscalizada da UHE Porto Primavera é de 1540,0 MW. No entanto, nos últimos 10 anos a potência média foi de 1.089,5 MW, mostrando que essa infraestrutura está subaproveitada (ONS, 2019).

Portanto, há margem para que o projeto de demonstração de armazenamento de energia elétrica atualmente ensaiado possa ser ampliado significativamente, aproveitando essa infraestrutura disponível. Para a realização da análise desta dissertação no escopo da UHE Porto Primavera, foi utilizado como parâmetro os dados do estudo realizado por Furtado Jr. (2019b), no cenário da utilização da capacidade máxima da subestação ao longo do dia, com a produção diária fotovoltaica de 10.812 MWh (38.923 GJ), conforme Figura 2.5.

Hora	Fração (%)	FV (MWh)	Hidráulica (MWh)	En. rede (MWh)
1	-	-	1.540,0	1.540,0
2	-	-	1.540,0	1.540,0
3	-	-	1.540,0	1.540,0
4	-	-	1.540,0	1.540,0
5	-	-	1.540,0	1.540,0
6	-	-	1.540,0	1.540,0
7	1,0	108,1	1.431,9	1.540,0
8	4,0	432,5	1.107,5	1.540,0
9	6,7	724,4	815,6	1.540,0
10	9,1	983,9	556,1	1.540,0
11	10,9	1.178,5	361,5	1.540,0
12	12,1	1.308,3	231,7	1.540,0
13	12,4	1.340,7	199,3	1.540,0
14	12,1	1.308,3	231,7	1.540,0
15	10,9	1.178,5	361,5	1.540,0
16	9,1	983,9	556,1	1.540,0
17	6,7	724,4	815,6	1.540,0
18	4,0	432,5	1.107,5	1.540,0
19	1,0	108,1	1.431,9	1.540,0
20	-	-	1.540,0	1.540,0
21	-	-	1.540,0	1.540,0
22	-	-	1.540,0	1.540,0
23	-	-	1.540,0	1.540,0
24	-	-	1.540,0	1.540,0
	100	10.812	26.148	36.960

Figura 2.5: Cenário da geração de energia ao longo do dia para a fontes solar e hidráulica na UHE Porto Primavera
Fonte: Furtado Jr. (2019b)

Utilizando o cenário desenvolvido no estudo de Furtado Jr. (2019b), para a produção de H_2 , a partir da eficiência de 61,01 % do eletrolisador adquirido pelo projeto, obtém-se uma produção de aproximadamente 1,9 milhão Nm^3 de hidrogênio por dia ou 680 milhões Nm^3 de H_2 por ano. Este valor foi obtido através da relação entre a produção diária fotovoltaica, o PCS, e a massa específica do H_2 .

2.2.3 Projeto de armazenamento de energia elétrica na UHE Itumbiara

O projeto de armazenamento de energia elétrica junto à UHE de Itumbiara (Figura 2.6) fará uso de um banco de baterias com capacidade de armazenamento de até 2.160 MJ (600 kWh) e um sistema de hidrogênio composto por um eletrolisador que consome até 270 kW de

potência elétrica, capaz de produzir até 50 Nm³ de hidrogênio por hora; um tanque de 900 Nm³ de capacidade e pressão máxima de operação de 30 bar, além de um conjunto de células a combustível capaz de prover até 300 kW de energia elétrica, consumindo nesse caso 215 Nm³ por hora. Ambos os sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizarão energia fornecida por uma planta fotovoltaica de 800 kWp de potência instalada em solo e 200 kWp flutuante, instalado no lago da usina, totalizando 1.000 kWp (FURTADO JR. et. al., 2019a). Atualmente, o projeto se encontra na fase de instalação dos equipamentos e comissionamento.



Figura 2.6: Sistema de armazenamento de energia elétrica na UHE Itumbiara
Fonte: Base Energia Sustentável (2019)

Analogamente ao caso da UHE de Porto Primavera, além dos resultados obtidos com esse projeto também foram consideradas as projeções resultantes de simulações da extensão da planta de energia solar fotovoltaica flutuante até o limite de capacidade da instalação elétrica existente, atualmente subutilizada, conforme mostradas em Furtado Jr. et. al. (2019c). Esse estudo prospectivo apontou que a subestação da usina possui capacidade de 2.080,5 MW, podendo injetar no SIN um montante de 49.932 MWh por dia. No entanto, a média de geração hidráulica nos últimos 10 anos foi de 17.632,8 MWh, valor que corresponde a apenas 35,9 % da capacidade da subestação, mostrando que essa infraestrutura está subaproveitada.

Dessa forma, foi proposto o cenário de instalação de um sistema acoplado à operação da UHE de Itumbiara: 42.023.143 painéis fotovoltaicos, que ocupam uma área de 80,68 km², equivalente a 10,4% da área alagada do reservatório. No cenário deste sistema, a célula a

combustível é responsável por despachar 13.747 MWh de energia na rede, valor equivalente a 27,5% da energia total injetada. No entanto, o excesso de energia solar fotovoltaica é superior à capacidade máxima de escoamento através da subestação, o que pode ser melhor observado na Figura 2.7 que apresenta a geração de energia através das duas fontes ao longo do dia (FURTADO JR. et. al., 2019c).

Hour	Fraction (%)	PV					FC prod. (MWh)	Grid Energy (MWh)
		PV (MWh)	Hidro (MWh)	(Grid) (MWh)	Excess (MWh)	H ₂ prod. (10 ³ Nm ³)		
1	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
2	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
3	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
4	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
5	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
6	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
7	0,8	594,1	931,6	594,1	0,0	0,0	554,8	2080,5
8	3,9	2836,8	931,6	1148,9	1687,9	295,1	0,0	2080,5
9	6,7	4926,6	931,6	1148,9	3777,7	660,4	0,0	2080,5
10	9,1	6721,2	570,3	1510,2	5210,9	911,0	0,0	2080,5
11	11,0	8098,2	260,9	1819,6	6278,6	1097,7	0,0	2080,5
12	12,2	8963,9	66,3	2014,2	6949,7	1215,0	0,0	2080,5
13	12,6	9259,1	0,0	2080,5	7178,6	1255,0	0,0	2080,5
14	12,2	8963,9	66,3	2014,2	6949,7	1215,0	0,0	2080,5
15	11,0	8098,2	260,9	1819,6	6278,6	1097,7	0,0	2080,5
16	9,1	6721,2	570,3	1510,2	5210,9	911,0	0,0	2080,5
17	6,7	4926,6	931,6	1148,9	3777,7	660,4	0,0	2080,5
18	3,9	2836,8	931,6	1148,9	1687,9	295,1	0,0	2080,5
19	0,8	594,1	931,6	594,1	0,0	0,0	554,8	2080,5
20	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
21	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
22	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
23	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
24	0,0	0,0	931,6	0,0	0,0	0,0	1148,9	2080,5
Total	100.00	73540.5	17632.8	18552.2	54988.3	9613.3	13747.1	49932.0

Figura 2.7: Cenário da geração de energia ao longo do dia para a fontes solar e hidráulica e SAE na UHE Itumbiara
Fonte: Furtado Jr. (2019c)

Assim, para a realização da análise de viabilidade técnica e econômica sob a ótica da empresa Furnas Centrais Elétricas no escopo da UHE Itumbiara, foi utilizado como parâmetro os dados de produção do H₂ apontados no estudo realizado por Furtado Jr. (2019c), referente a 9,6 milhões de Nm³ H₂ dia e 3,5 bilhões de Nm³ H₂ ano, considerando a produção constante.

2.3 Utilização do hidrogênio no setor de transporte

Segundo o Hydrogen Council³, a produção de quase 80 EJ de hidrogênio atenderia a 18% da demanda total mundial de energia final, ou 12% da demanda total de energia primária no cenário de 2 °C em 2050. No setor de transporte, 3,2 Gt de CO₂ seriam evitados, conforme Figura 2.8, e eliminaria as emissões locais, como óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio e partículas, que estão ligados à formação de poluição que causam uma estimativa de 3 milhões de mortes prematuras por ano. Também reduziria outros incômodos, como a poluição sonora nas cidades e poluição da água em lagos e rios (HYDROGEN COUNCIL, 2017b).



Figura 2.8: Emissões anuais de CO₂ poderiam ser reduzidas em 6 Gt em 2050

Fonte: Hydrogen Council (2017b)

Através de esforços dos governos e agentes do setor, quase todos os tipos de veículos têm produtos ou protótipos que utilizam células a combustível, conforme apresentado na Figura 2.9. Os veículos leves de passageiros estão disponíveis comercialmente, mas têm baixa adoção devido à infraestrutura limitada de reabastecimento, bem como alto custo de aquisição. No setor de veículos comerciais, empilhadeiras, ônibus, caminhões leves e médios estão na vanguarda das aplicações com CaC (DELOITTE CHINA, 2020).

Os veículos elétricos com células a combustível (FCEVs) são veículos de emissão zero e, quando comparados aos veículos de combustão interna, reduzem bastante as emissões de carbono dos gases de efeito estufa, mesmo considerando o ciclo de vida completo do

³ O Hydrogen Council é uma iniciativa global para desenvolver a economia de hidrogênio, liderada por CEO de grandes empresas de energia, transporte e indústria (<https://hydrogencouncil.com>).

combustível hidrogênio, além das células a combustível serem mais eficientes e silenciosas do que os motores à combustão. De fato, apenas eletricidade, calor e água são produzidos quando o hidrogênio reage com o oxigênio em uma CaC (WORLD ENERGY COUNCIL, 2019).

Modelo de exemplo			Status de aplicação
Veículos leves		Projetado para transportar pessoas, geralmente com menos de 7 assentos	Comercialmente disponível
Ônibus		Usado para transporte público urbano com 30 a 50 lugares	Comercialmente disponível
Veículos utilitários leves		Usado na logística do centro da cidade com Peso Bruto do Veículo ("GVW") menor que 4,5 toneladas (carga útil < 3 toneladas, correspondendo às Classes 1 e 2 dos EUA)	Demonstração
Caminhões de serviço médio		Utilizado em logística interna e interurbana, com GVW de 4,5 a 12 toneladas (carga útil de 3 a 8 toneladas, correspondente às classes 3-6 dos EUA)	Demonstração
Caminhões pesados		Usado no transporte de longo curso com GVW maior que 12 toneladas (carga útil > 8 toneladas, correspondendo às classes 7-8 dos EUA)	Protótipo
Veículos de uso especial			
Empilhadeira		Um caminhão industrial usado para levantar e mover materiais em curtas distâncias	Comercialmente disponível
Caminhão de mineração		Caminhões fora de estrada projetados para operações de mineração	Protótipo
Status de aplicação			
■ Protótipo: nenhum produto é lançado, as empresas estão na fase de desenvolvimento do produto			
■ Disponível comercialmente: o produto é lançado e vendido publicamente. E está provado ser comercialmente viável			
■ Demonstração: protótipo ou produto é testado ou demonstrado em pequena escala			

Figura 2.9: Resumo do status da aplicação do H₂ na CaC em cada modelo de veículo

Fonte: Adaptado de Deloitte China (2020)

Assim, à medida que o setor de transporte busca soluções para se descarbonizar, os FCEVs estão emergindo como uma tecnologia complementar aos veículos elétricos a bateria (BEVs). No caso de veículos leves, eles podem ser mais adequados para consumidores que viajam distâncias maiores (ou seja, 400-600 km sem reabastecimento) e necessitam tempos de reabastecimento mais curtos que os observados nos veículos a baterias (WORLD ENERGY COUNCIL, 2019).

Neste contexto, apesar dos preços atuais mais elevados em relação aos veículos convencionais e disponibilidade de poucas estações de reabastecimento, vários fabricantes de

veículos leves e ônibus, focos deste estudo, estão apostando nessa tecnologia promissora (WORLD ENERGY COUNCIL, 2019).

2.4 Veículos leves com células a combustível a hidrogênio

Os FCEVs utilizam um sistema de células a combustível (CaC), também denominado pilha a combustível, para gerar energia elétrica que pode ser usada tanto para carregar a bateria quanto para acionar o motor elétrico (EHSANI, et al., 2010). O uso da bateria permite uma partida rápida das CaCs e as protege contra a reversão da célula durante esta operação. Além disso, a bateria fornece a potência de pico, a energia de regeneração pode ser capturada, e o tempo de resposta do sistema do veículo para mudanças de carga será mais rápido (BECK et al., (2005).

Em termos gerais, as células a combustível são um dispositivo com uma estrutura simples, que converte a energia química do hidrogênio em energia elétrica (DUTTA, 2014).

Uma CaC tem uma estrutura muito semelhante à da bateria, isto é, um ânodo para a reação de oxidação, um cátodo para a reação de redução e um eletrólito intermediário para o isolamento da passagem de corrente elétrica e a conexão iônica (PEIGHAMBARDOUST et al., 2010).

No princípio geral de operação, Figura 2.10, o hidrogênio é alimentado no ânodo da célula a combustível, onde é dividido em prótons e elétrons por meio de um catalisador. A membrana deixa passar apenas prótons; os elétrons são forçados a seguir um circuito externo, criando um fluxo de eletricidade. O oxigênio⁴ do ar ambiente é alimentado na CaC no cátodo. Oxigênio, elétrons do circuito externo e prótons se combinam para formar água e calor.

Para obter energia elétrica suficiente para impulsionar um veículo, várias células precisam ser compiladas em uma pilha de células a combustível. O principal tipo de célula de combustível para aplicações automotivas é a de membrana de eletrólito de polímero (PEMFC) (FCH JU, 2015).

⁴ O uso de oxigênio, produzido pelo eletrolisador ou fornecido a partir de recipientes pressurizados, é considerado a melhor opção. No entanto, em alguns casos, não é possível (devido à localização da célula de combustível como em FCEVs, requisitos financeiros, etc.) garantir um suprimento suficiente de oxigênio puro. Nestes casos, o oxidante pode ser representado por um ar circundante. Quando o ar é usado, o risco de redução da vida útil da CaC, causado pela degradação da camada ativa devido à presença de CO e CO₂, aumenta. Por outro lado, o uso do ar simplifica muito o design de todo o sistema e pode ser a abordagem para criar um sistema autônomo (Garche, 2009). A PEMFC e a AFC por exemplo, diferem quanto aos requisitos de pureza do gás. PEMFC pode tolerar o monóxido de carbono (CO), enquanto a AFC não pode aceitar o CO (Fuhs, 2008).

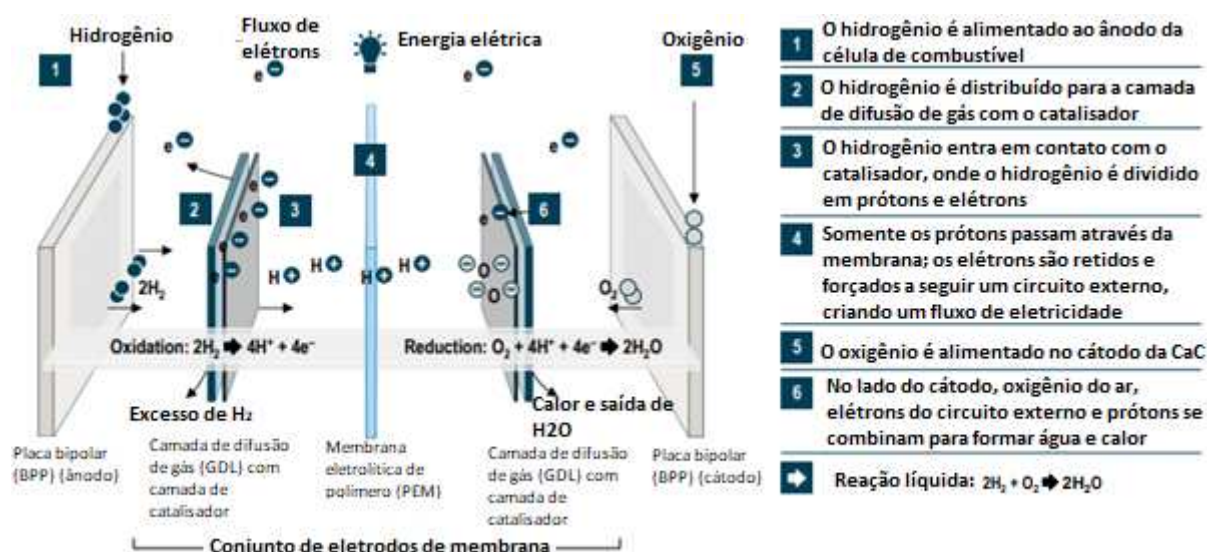


Figura 2.10: Esquema da operação de uma PEMFC

Fonte: FCH JU (2015)

Cada célula PEMFC produz aproximadamente 1,2 volts de eletricidade, sem levar em conta perdas como transporte e perdas de concentração. Para a aplicação automotiva, isso significa que muitas dessas CaCs precisam ser conectadas em série para produzir uma tensão adequada. Esse número de células dentro dessa pilha determina a quantidade de voltagem produzida para alimentar o veículo. Um exemplo disso seria a pilha de células da CaC do Toyota MIRAI, que foi construída para produzir 650 volts com 370 células a combustível individuais (US DOE, s/a).

Além das PEMFC, existem células do tipo alcalina, de ácido fosfórico, de carbonato fundido e de óxidos sólidos (ROSLI et. al., 2017). Assim, os FCEVs apresentam maior autonomia, tempo de abastecimento semelhante ao de veículos convencionais e vida útil do sistema de potência maior do que o das baterias.

Quanto aos componentes que integram estes veículos (Figura 2.11), os modelos atuais como o Mirai da Toyota (US DOE, 2019):

a) bateria: armazena energia gerada a partir da frenagem regenerativa e fornece energia de partida e suplementar ao motor elétrico;

b) conversor CC / CC: este dispositivo converte energia elétrica CC de alta voltagem da bateria de tração para a energia CC de baixa voltagem, necessária para alimentar os acessórios do veículo;

c) motor elétrico: usando energia elétrica da célula a combustível e da bateria de tração, este motor aciona as rodas do veículo;

d) células a combustível: conjunto de eletrodos de membrana individuais que usam hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade.

e) tanque de combustível (hidrogênio): armazena gás hidrogênio a bordo do veículo para ser utilizado pela célula a combustível.

f) controlador de eletrônica de potência: Esta unidade gerencia o fluxo de energia elétrica fornecida pela célula a combustível e pela bateria de tração, controlando a velocidade do motor de tração elétrica e o torque que ele produz.

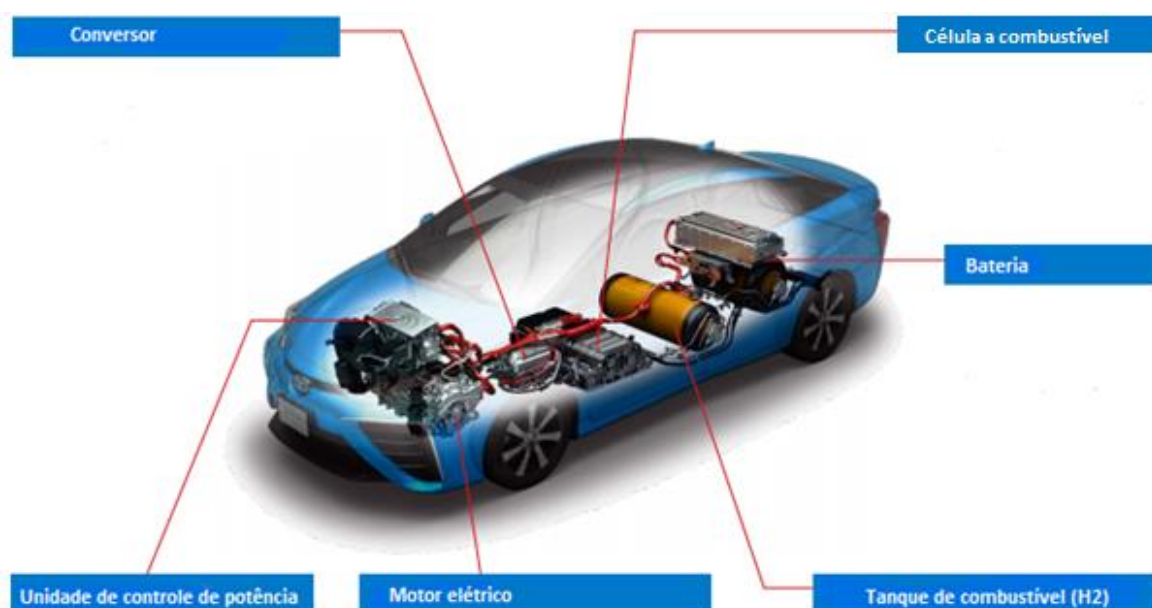


Figura 2.11: Arquitetura do FCEV Mirai

Fonte: Adaptado de Toyota (2019)

Além da CaC, existem quatro sistemas auxiliares nos FCEVs: sistema de suprimento de hidrogênio, sistema de suprimento de ar, sistema de gerenciamento de água e sistema de gerenciamento de calor.

O sistema de suprimento de hidrogênio transporta o hidrogênio do tanque para a CaC. Um sistema de suprimento de ar, que é composto de um filtro de ar, compressor de ar e umidificadores, fornece oxigênio à CaC. Os sistemas de gerenciamento de água e calor, com *loops* separados de água e refrigerante, são utilizados para eliminar o calor residual e os produtos de reação (água).

Através do sistema de gerenciamento de calor, o calor da célula a combustível pode ser coletado para aquecer a cabine do veículo e melhorar sua eficiência. A eletricidade produzida pela CaC passa por uma unidade de controle de potência e daí para o motor elétrico, com

assistência da bateria para fornecer energia adicional quando necessário (DELOITTE CHINA, 2020).

A arquitetura genérica de todos os componentes de um FCEV é apresentada na Figura 2.12.

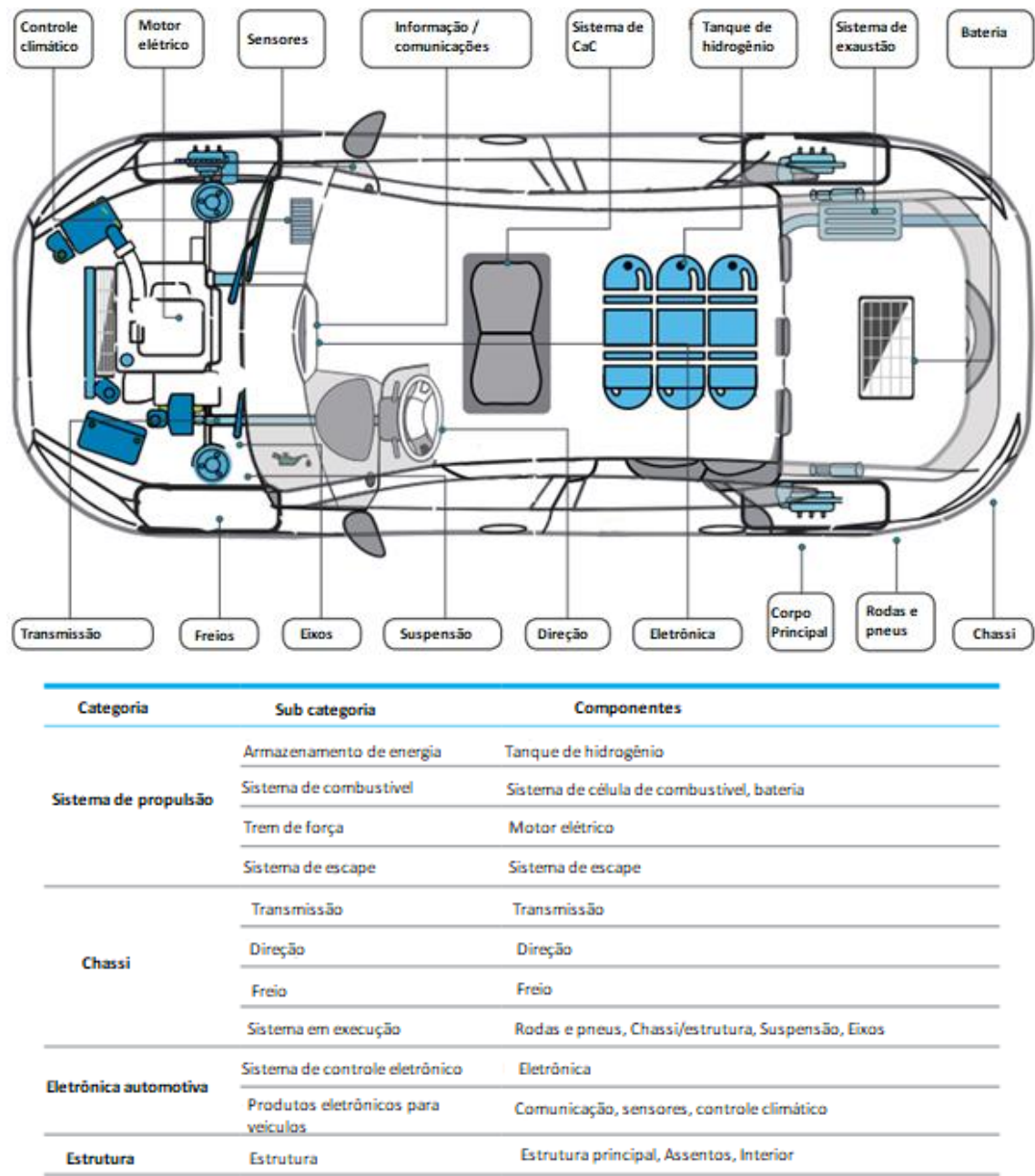


Figura 2.12: Arquitetura genérica de um FCEV
Fonte: Adaptado de Deloitte China (2020)

Em resumo, na Figura 2.13 é esquematizado o princípio de funcionamento dos FCEVs (TOYOTA, 2019).

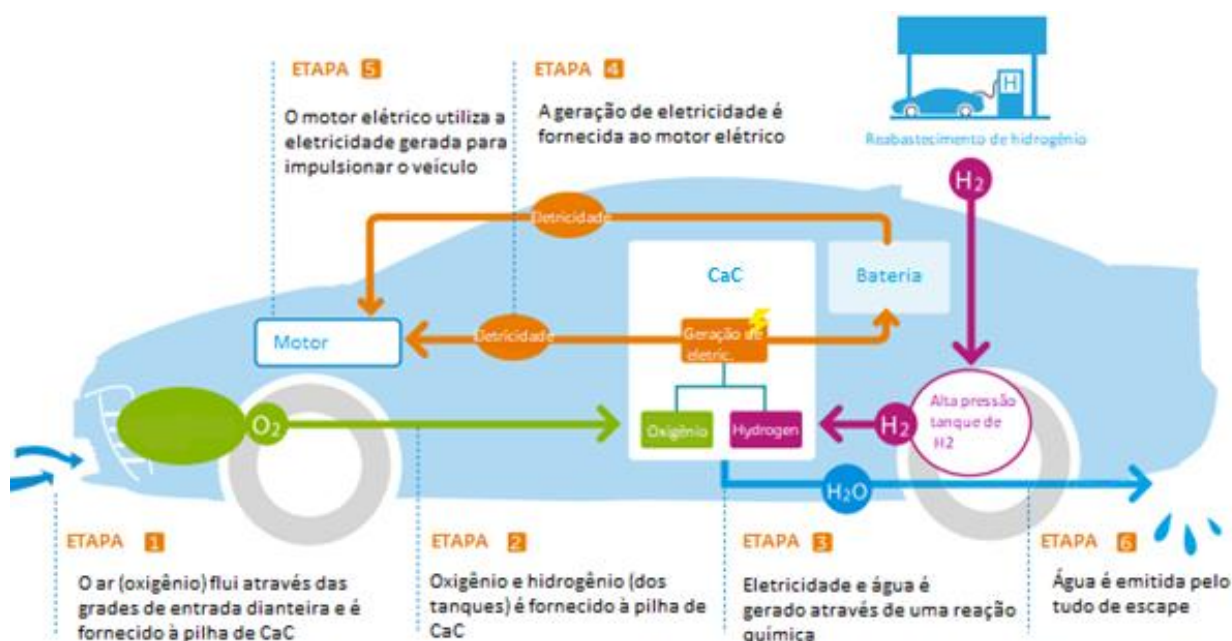


Figura 2.13: Princípio de funcionamento de um FCEV

Fonte: Adaptado de Toyota (2019)

Fazendo um comparativo, a diferença em termos de eficiência energética entre o FCEV e o BEV é causada principalmente pela perda de energia durante a conversão de hidrogênio em eletricidade, que fica em torno de 45% a 55%. No entanto, à medida que a tecnologia avança, mais calor pode ser aproveitado e fornecido ao veículo, aumentando potencialmente a eficiência em 5%, conforme visualizado na Figura 2.14 (DELOITTE CHINA, 2020).

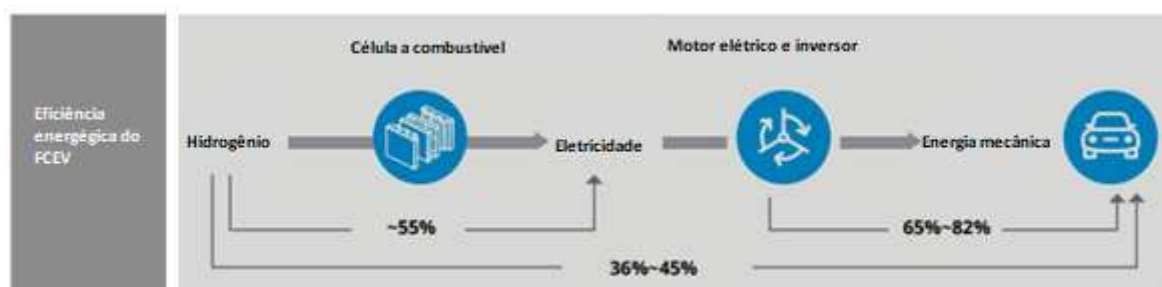


Figura 2.14: Eficiência energética do estágio de armazenamento para as rodas do FCEV

Fonte: Adaptado de Deloitte China (2020)

2.4.1 Principais fabricantes de FCEVs

Atualmente, três modelos de veículos com CaC a hidrogênio estão disponíveis no mercado: (a) o Hyundai NEXO, (b) o Honda Clarity e o (c) Toyota Mirai (Figura 2.15). Esses veículos estão à venda na América do Norte, Europa e Ásia, iniciadas em 2014.



Figura 2.15: Principais veículos disponíveis no mercado: (a) Hyundai NEXO; (b) Honda Clarity; (c) Toyota Mirai
Fonte: Fuel Cell Report (2019)

A seguir são apresentadas as principais características desses modelos.

a) HYUNDAI

A Hyundai participou dos programas de demonstração do Departamento de Energia dos EUA entre 2004 e 2009 com uma frota de teste de 32 SUVs Santa Fé. A Tucson de primeira geração, que ostentava uma autonomia de 320 km, seria substituída seis anos depois pelo FCEV ix35/Tucson, com uma autonomia de 560 km (WARDS INTELLIGENCE, 2019).

A Hyundai lançou o ix35/Tucson FCEV em fevereiro de 2013 e, desde então, colocou em operação cerca de 1.000 unidades, incluindo nesse número mais de 50 táxis em Paris, principalmente por meio de arrendamentos, em 20 países, principalmente Coreia do Sul e EUA. Em 2018, a Hyundai lançou o Nexu (Figura 2.16) na Coreia do Sul, com uma meta de vendas no primeiro ano de 200 a 300 unidades (WARDS INTELLIGENCE, 2019). Este modelo conta com três tanques de mesmo tamanho capaz de armazenar no total, 6,33 kg de hidrogênio. O Nexu possui, portanto, o maior tanque em capacidade, em comparação a todos os carros de passageiros com célula a combustível disponíveis (HYUNDAI, 2019).

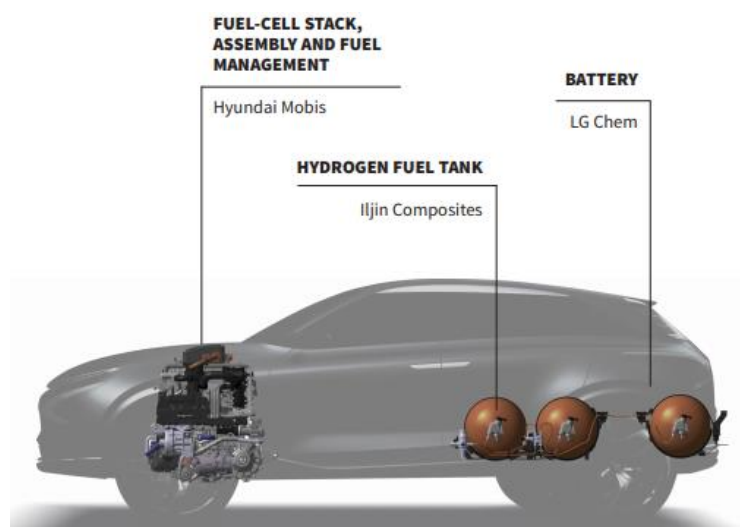


Figura 2.16: Modelo NEXO da Hyundai
Fonte: Wards Intelligence (2019)

As especificações técnicas deste modelo estão descritas no Quadro 2.3.

Características		
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência máxima (kW)	95
	Eficiência (%)	60
Motor elétrico	Tipo	AC indução
	Potência máxima de saída (kW)	120
	Torque (lbf·ft)	291
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	6,33
	Pressão máx. operação (Mpa)	70
Bateria	Tipo	Íon-Li
	Energia armazenada (kWh)	1,56
	Eficiência de carga/descarga (%)	95,30
Consumo	kg H ₂ / 100 km	1,03

Quadro 2.3: Especificações técnicas do modelo NEXO da Hyundai
Fonte: Hyundai (2019)

Neste modelo, a CaC pode começar a operar em temperaturas tão baixas quanto -30 ° C (-22 ° F) em 30 segundos ou menos. O peso foi cortado em 10% em comparação com o sistema ix35, tem autonomia de 100 km/kg e um alcance de 666 km no Novo Ciclo de Condução Europeu (WARDS INTELLIGENCE, 2019).

b) HONDA

Em 2016, a montadora lançou o *Clarity Fuel Cell* nos mercados japonês e norte-americano (WARDS INTELLIGENCE, 2019). As especificações técnicas deste modelo estão descritas no Quadro 2.4.

Características		
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência (kW)	103
	Eficiência (%)	60
Motor elétrico	Tipo	Ímã permanente
	Potência de saída (kW)	130
	Torque (lbf·ft)	221
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	5,46
	Pressão operação (Mpa)	70
Bateria	Tipo	Íon-Li
	Energia arm. (kWh)	-
	Eficiência de carga / descarga (%)	-
Consumo	kg H ₂ / 100 km	1,015

Quadro 2.4: Especificações técnicas do modelo Clarity da Honda
Fonte: Honda (2019)

No modelo atual do Clarity, a Honda conseguiu reduzir o tamanho da célula a combustível para permitir um melhor encaixe no compartimento do motor. O carro pode operar em temperaturas frias de -30°C (-22°F) e o alcance foi estendido para 750 km (WARDS INTELLIGENCE, 2019).

Outros componentes integrados ao sistema incluem a unidade de controle de tensão, que adotou um módulo de potência em carboneto de silício, sistemas de suprimento de hidrogênio e ar, um turbocompressor elétrico e a unidade de controle de potência unida ao motor de acionamento e à caixa de engrenagens. Com essas modificações, o sistema de tração das células a combustível do carro replica quase exatamente as dimensões do motor V-6, 3,5 litros da Honda (Figura 2.17).

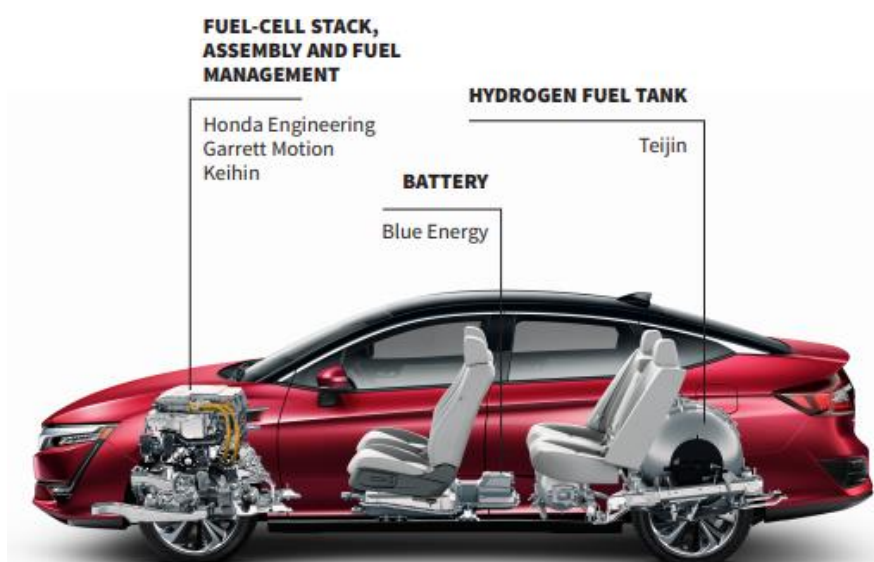


Figura 2.17: Modelo Clarity da Honda
Fonte: Wards Intelligence (2019)

c) TOYOTA

A Toyota é de longe a líder de mercado no setor de FCEV, tendo locado e vendido até 2019 cerca de 8.500 Mirai FCEVs, desde o lançamento do carro no final de 2014. Em relação à primeira série, esta é mais baixa (1,47 m de altura), mais extensa (4,98 m) e mais larga (1,89 m), tem uma autonomia de 100 km/kg e uma autonomia de 650 km. (Figura 2.18).

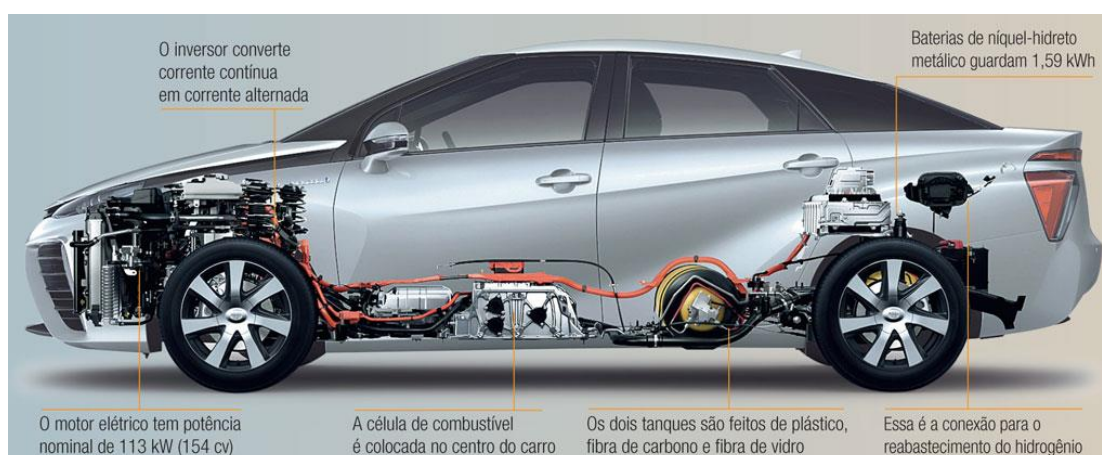


Figura 2.18: Modelo Mirai da Toyota
Fonte: Wards Intelligence (2019)

As especificações técnicas deste modelo estão descritas no Quadro 2.5.

Características		
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência (kW)	113
	Eficiência (%)	60
Motor elétrico	Tipo	AC síncrono
	Potência de saída (kW)	112,6
	Torque (lbf·ft)	247
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	5
	Pressão operação (Mpa)	70
Bateria	Tipo	Ni-MH
	Energia arm. (kWh)	-
	Eficiência de carga / descarga (%)	-
Consumo	kg H ₂ / 100 km	1,03

Quadro 2.5: Especificações técnicas do modelo Mirai da Toyota
Fonte: Toyota (2019)

Excluindo a CaC e o tanque de combustível do Mirai, ambos produzidos internamente pela Toyota, os fornecedores da montadora entregam sistemas essenciais das células a combustível, como o módulo de válvula de ar (Aisin); sensor de temperatura do sistema de refrigeração; unidade de controle de abastecimento de hidrogênio e módulo de potência inteligente (Denso); válvulas de gás de alta pressão (JTEKT); bateria de níquel-hidreto metálico (Primearth); separadores e coletores das células (Toyota Boshoku) e compressor de ar e bomba de circulação de hidrogênio (Toyota Industries).

2.4.2 Contexto atual e perspectivas futuras na comercialização de FCEVs

Entre 2013 e 2017, o Toyota Mirai foi o veículo FCEV vendido em maior número, com 5.233 unidades entregue aos consumidores, sendo 2.944 delas vendidas na América do Norte. Até o final de 2017, 638 Honda Clarity foram entregues aos consumidores, dos quais 440 estavam na América do Norte. Finalmente, 727 Hyundai Tucson / ix35 foram entregues, sendo o maior mercado para esses veículos a Europa, com 373 unidades (HARDMAN; TAL, 2018). A Figura 2.19 mostra uma visão geral das vendas anuais dos três modelos de veículos no período de 2013 a 2017.

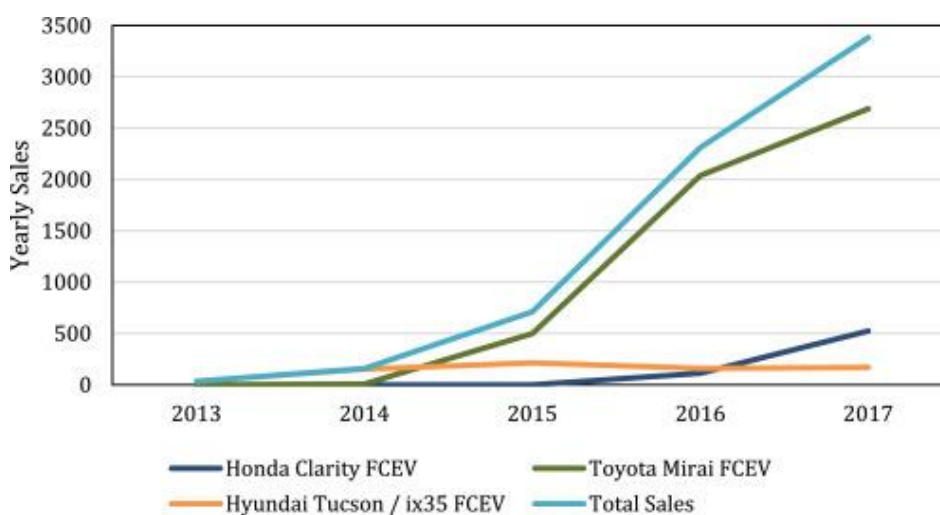


Figura 2.19: Vendas anuais globais de FCEVs no período de 2013 a 2017
Fonte: Hardman; Tal (2018)

Já em 2018, houve um crescimento vertiginoso, com cerca de 4.000 FCEVs vendidos, atingindo um estoque total de 11.200 unidades (Figura 2.20), um aumento de 56% em relação ao ano anterior (AFC TCP, 2019). Este ainda é um número pequeno em comparação com o estoque BEV de 5,1 milhões em 2018 (IEA, 2019a), ou o estoque global de carros, de mais de 1 bilhão de unidades.

Os Estados Unidos representam cerca da metade dos FCEVs registrados, apoiado pelo mandato *Zero Emission Vehicle* (ZEV) e expansão da infraestrutura de reabastecimento na Califórnia, seguidos pelo Japão (cerca de um quarto), União Europeia (11%, principalmente na Alemanha e França) e Coreia (8%) (IEA, 2019).

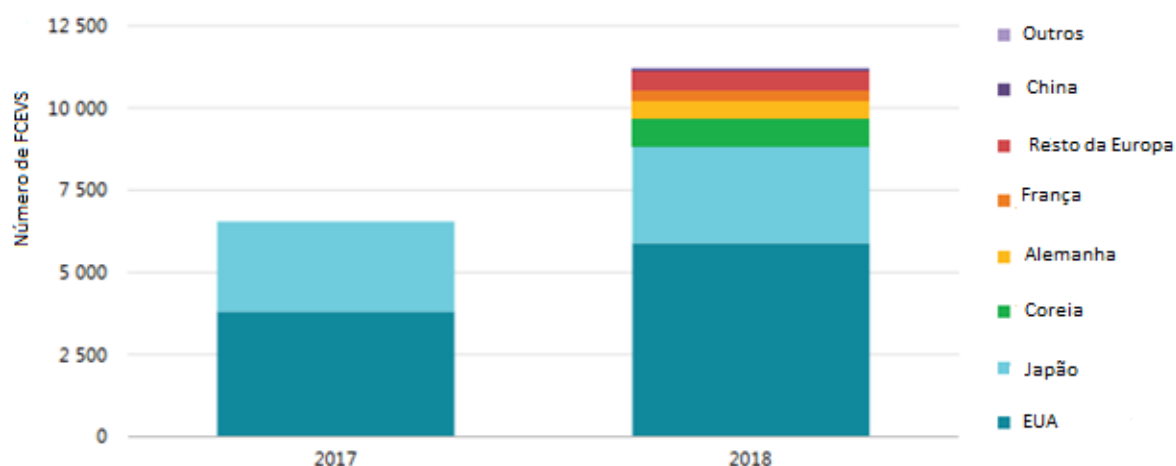


Figura 2.20: Carros elétricos com células de combustível em circulação, 2017-18
Fonte: AFC TCP (2019)

Já na Figura 2.21 são apresentadas as perspectivas de crescimento neste setor, com aproximadamente 1 milhão de veículos em 2030 na China e EUA, 800 mil no Japão e 500 mil na Coreia (IEA, 2019).

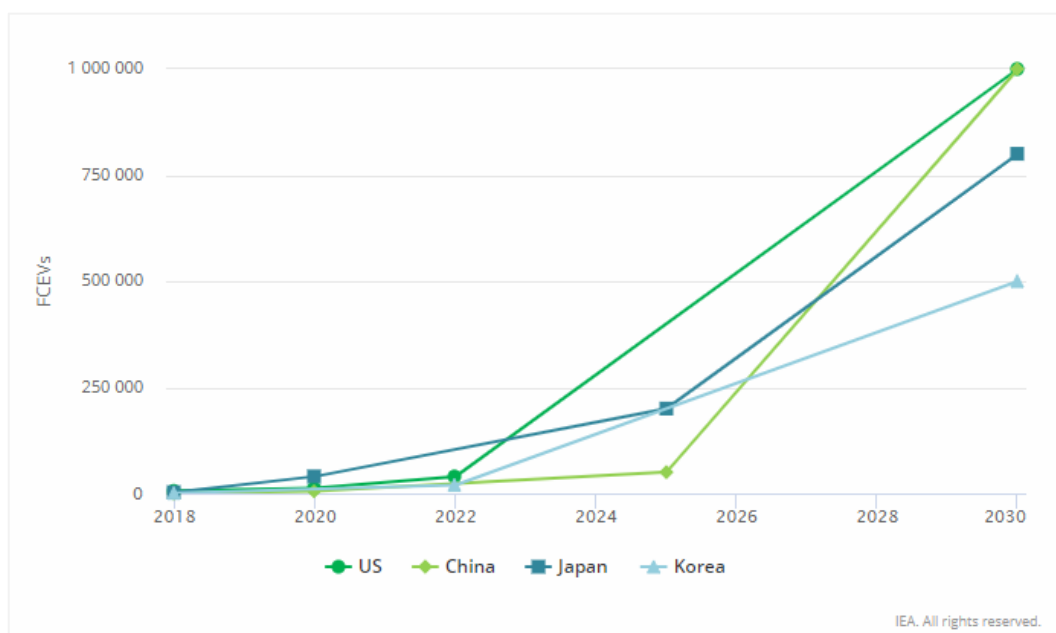


Figura 2.21: Perspectivas futuras de crescimento na comercialização de FCEVs
Fonte: IEA (2019)

No entanto, como elo de ligação entre a produção de H_2 e as aplicações automotivas, a infraestrutura de distribuição de hidrogênio é de grande importância, afetando significativamente este crescimento de mercado dos FCEVs (HYDROGEN COUNCIL, 2017b)

2.4.3 Estações de reabastecimento

Em 2018, as estações de reabastecimento de hidrogênio para veículos de transporte rodoviário, incluindo pontos de reabastecimento acessíveis ao público e privados, alcançou um total mundial de 381 (Figura 2.22). Japão (100), Alemanha (69) e Estados Unidos (63) são os três países com o maior número de postos de reabastecimento de hidrogênio disponíveis publicamente. Estes são, no entanto, números ainda pequenos em comparação com os BEVs: existem quase 144.000 carregadores rápidos públicos no mundo para veículos leves, 395.000 carregadores lentos públicos e 4,7 milhões de carregadores particulares (IEA, 2019a).

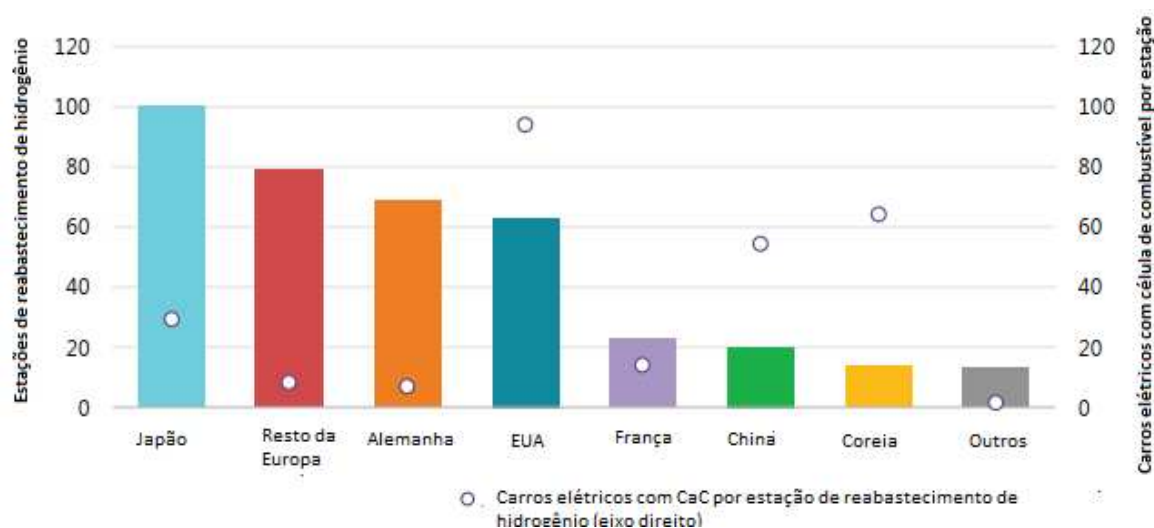


Figura 2.22: Estações e utilização de reabastecimento de hidrogênio em 2018

Fonte: IEA (2019a)

O número de FCEVs usados para estimar a proporção inclui apenas veículos leves e, portanto, não reflete a utilização de estações por outras categorias de veículos rodoviários. Assim, abastecer uma frota de 10 a 15 milhões de FCEVs, por exemplo, exigiria o equivalente a cerca de 15.000 estações de grande porte até 2030 (HYDROGEN COUNCIL, 2017b).

No geral, essas estações venderiam cerca de 12.000 toneladas de hidrogênio por dia, mais de 4 milhões de toneladas de hidrogênio por ano no cenário de 2030. Este hidrogênio pode ser proveniente de um local de produção central usando caminhões ou dutos de distribuição específicos, ou ser produzido no local (por exemplo, através de eletrolisadores locais menores). Construir essa capacidade de produção implicaria investimentos de US\$ 10 a US\$ 12 bilhões (HYDROGEN COUNCIL, 2017b). Na Figura 2.23 são apresentadas as projeções de investimentos e o número de estações de abastecimento em alguns países.

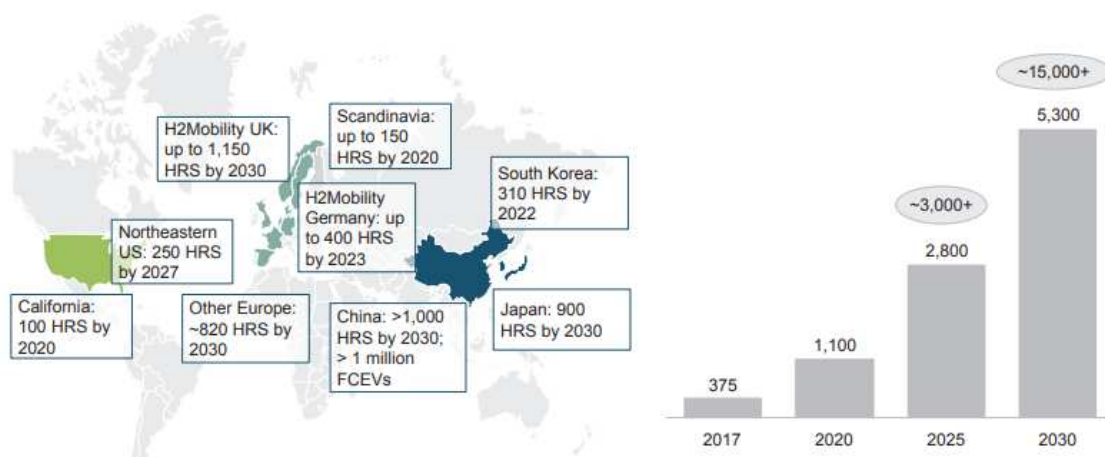


Figura 2.23: Últimos investimentos anunciados em estações de abastecimento com H_2 ao longo dos anos

Fonte: Hydrogen Council (2017b)

Na Alemanha, a iniciativa *H2 Mobility*, financiada por fabricantes de automóveis, empresas de gás e varejistas de combustível, com apoio do governo, tem o objetivo provisório de operar 100 estações de hidrogênio em sete áreas metropolitanas alemãs (Hamburgo, Berlim, Reno-Ruhr, Frankfurt, Nuremberg, Stuttgart e Munique) e ao longo das estradas e rodovias arteriais, no decorrer de 2020, independentemente do número de FCEVs vendidos no país. Após esta fase inicial, pretende construir mais 300 estações para fornecer cobertura total do país, dependendo das vendas do FCEV. A *Joint Venture*, que constrói e opera as estações, alcançou significativas reduções de custos operacionais e de capital. Iniciativas similares existem no Reino Unido (*H2 Mobility UK*), Coreia do Sul (*H2Korea*), Califórnia (*California Fuel Cell Partnership*), Escandinávia (*Escandinávia Hydrogen Highway Partnership*) e Japão.

2.5 Ônibus com células a combustível a hidrogênio

Os ônibus elétricos com célula a combustível, *Fuel Cell Electric Buses* – FCEBs, são testados com sucesso há mais de uma década. Os sistemas de potência (*powertrain*) de acionamento híbrido (bateria e célula a combustível) utilizados na atual tecnologia alcançaram grandes desenvolvimentos em melhorias na eficiência, autonomia e velocidade de reabastecimento em comparação à primeira geração com CaC (FUEL CELL BUSES, 2020a).

Os modernos FCEBs geralmente incorporam uma pequena bateria ou super capacitor como parte do sistema de potência, o que melhora o desempenho da CaC e a eficiência energética geral do ônibus, por exemplo, aumentando a aceleração e permitindo a recuperação da energia de frenagem. Além dessas diferenças, a estrutura e os outros componentes não

elétricos são os mesmos dos ônibus convencionais. Além disso, eles transportam aproximadamente 30 a 50 kg de hidrogênio comprimido a bordo, armazenados em tanques com pressão de 350 bar. Por outro lado, alguns modelos de barramento elétrico com bateria possuem, em termos de potência, grandes baterias de tração e apenas pequenas CaCs, que são usadas como extensores de alcance (HYDROGEN EUROPE, 2019).

2.5.1 Tipos de ônibus quanto ao comprimento da carroceria

Os ônibus com célula a combustível a hidrogênio podem ser classificados em padrão e articulados, com base no comprimento total da carroceria (FUEL CELL BUSES, 2020a).

Os FCEBs do tipo padrão têm 12 a 13 metros de comprimento. Alguns projetos desenvolvidos utilizam este tipo de ônibus com algumas mudanças na arquitetura quanto ao número de cilindros do tanque de hidrogênio, opção com bateria ou super capacitor e número de passageiros.

O FCEB Evo BUS do fabricante Mercedes-Benz, foi implantado no escopo do projeto de demonstração *Clean Hydrogen In European Cities* (CHIC, 2010-2016), nas cidades de Aargau, Bolzano e Milão (FCH JU, 2015). A arquitetura e as especificações técnicas deste modelo são apresentadas na Figura 2.24 e no Quadro 2.6.

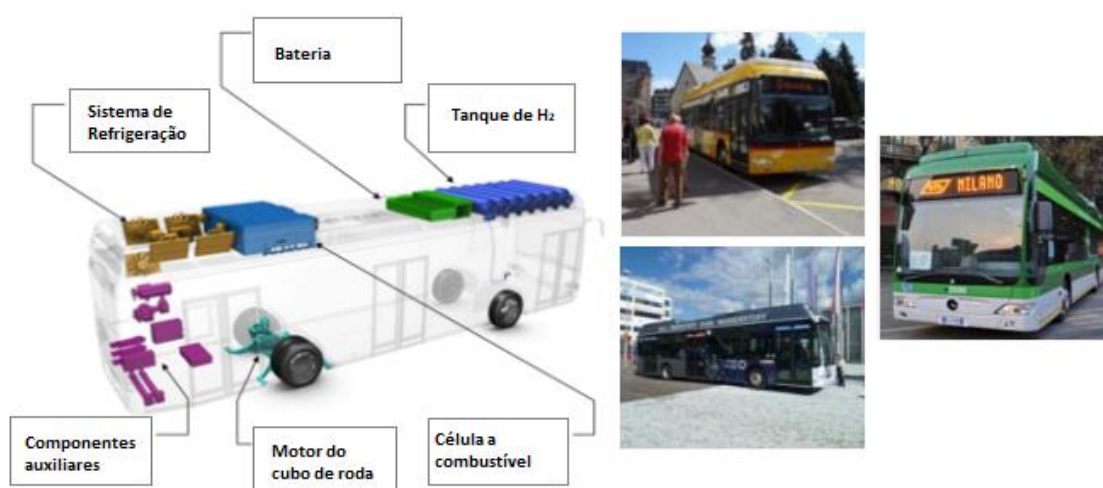


Figura 2.24: Componentes do FCEB Evo BUS 12 metros do fabricante Mercedes-Benz
Fonte: Fuel Cell Buses (2020a)

Características		
Motor elétrico	Potência (kW)	240
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência (kW)	120 (2 módulos)
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg / kWh)	35 / 1,167
	Pressão operação (MPa)	35
Bateria	Tipo	Li-íon
	Potência (kW)	250
Capacidade	Número de passageiros	76

Quadro 2.6: Especificações técnicas do modelo da Mercedes-Benz

Fonte: FCH JU (2015)

O FCEB do fabricante Wrightbus conta com um supercapacitor, em substituição às baterias, e uma célula a combustível, e fez parte do projeto de demonstração *Clean Hydrogen In European Cities* (CHIC, 2010-2016), implantado na cidade de Londres, com oito unidades, mostrado na Figura 2.25 (FCH JU, 2015).

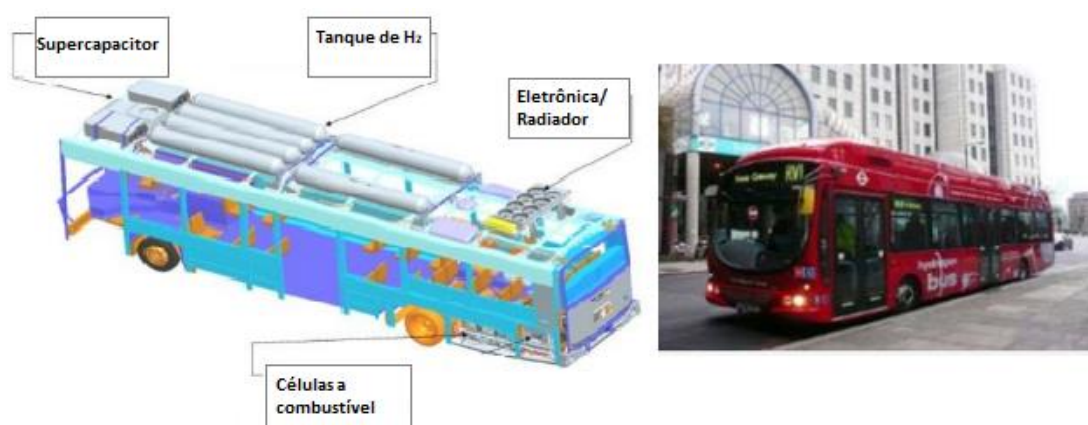


Figura 2.25: Componentes do FCEB do fabricante Wrightbus de 12 metros

Fonte: FCH JU (2015)

As especificações técnicas desse modelo estão descritas no Quadro 2.7.

Características		
Motor elétrico	Potência (kW)	134
Célula a combustível	Tipo	-
	Potência (kW)	75 (1 módulo)
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	31 / 1,023
	Pressão operação (MPa)	35
Super capacitor	Potência (kW)	105
Capacidade	Número de passageiros	49

Quadro 2.7: Especificações técnicas do modelo da Wrightbus

Fonte: FCH JU (2015)

O FCEB do fabricante Van Hool teve implantadas duas unidades na cidade de Cologne e cinco unidades em Oslo, no escopo do projeto de demonstração *Clean Hydrogen In European Cities* (CHIC, 2010-2016) (FCH JU, 2015).

A Van Hool (Bélgica) é a maior fabricante independente de ônibus na Europa Ocidental. Mais de 80% da produção da empresa é exportada: dois terços ficam na Europa, o restante vai para a América, África e Ásia. A Van Hool já forneceu 49 ônibus a hidrogênio para os EUA e para os estados membros europeus como parte de outros projetos europeus, incluindo cinco para *De Lijn Antwerp* (Bélgica). Em parceria com a UTC Power (*United Technologies Corporation*), fornecedora de sistemas de células de combustível, a Van Hool desenvolveu ônibus de células de combustível para os mercados europeu e norte-americano. A Siemens forneceu o motor elétrico de indução CA duplo, 85 kW cada, conversores e software de tração adaptado (ŽIVANOVIĆ, 2017).

Na Figura 2.26 é possível visualizar a arquitetura do ônibus da Van Hool.

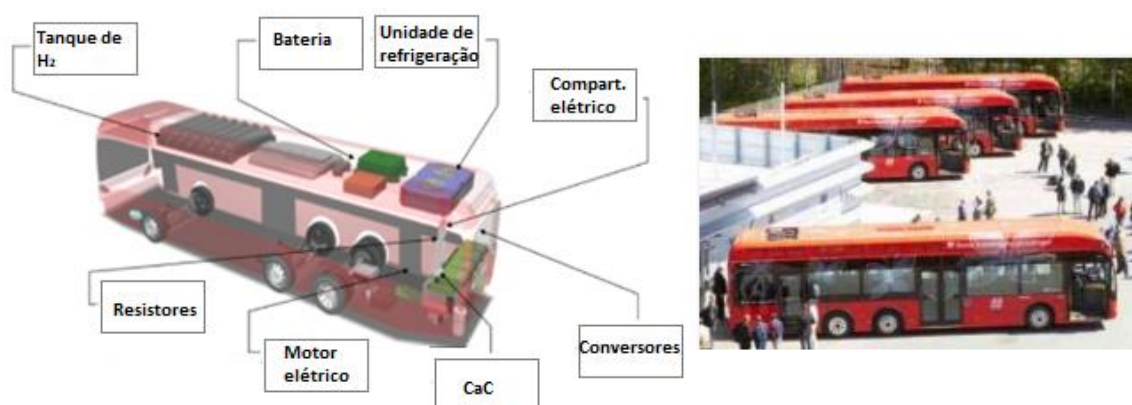


Figura 2.26: Componentes do FCEB do fabricante Van Hool de 12 metros
Fonte: FCH JU (2015)

As especificações técnicas desse modelo estão descritas no Quadro 2.8.

Características		
Motor elétrico	Potência (kW)	170
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência (kW)	150 (1 módulo)
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	40
	Pressão operação (MPa)	35
Bateria	Tipo	Li-ion
	Potência (kW)	100
Capacidade	Número de passageiros	75

Quadro 2.8: Especificações técnicas do modelo Van Hool
Fonte: FCH JU (2015)

O FCEB articulado possui uma carroceria de 18 metros de comprimento. Um exemplo deste tipo de FCEB é o do fabricante Solaris, com o modelo Urbino de 18,75 m, implantado em Hamburgo no escopo do o programa *Joint Initiative for Hydrogen Vehicles Across Europe* (JIVE 2), conforme Figura 2.27 (FUEL CELL BUSES, 2020a).

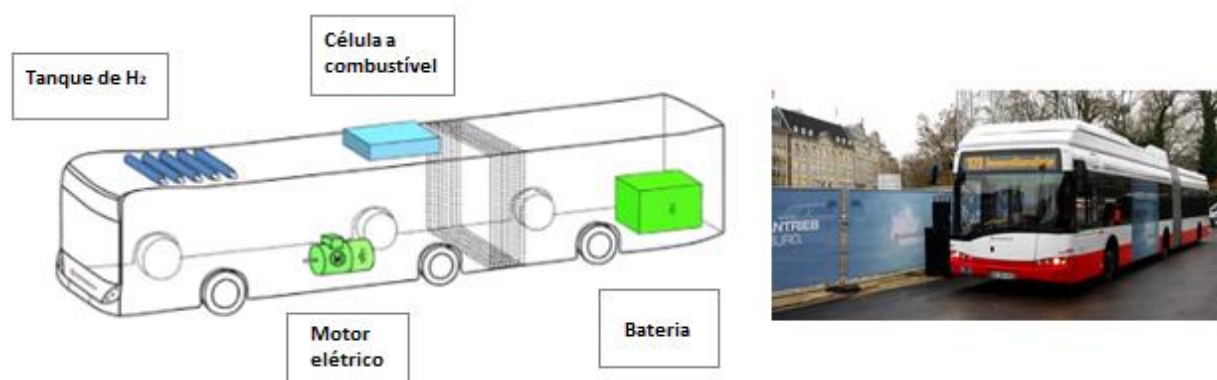


Figura 2.27: Componentes do FCEB do fabricante Solaris com 18,75 metros
Fonte: Fuel Cell Buses (2020a)

As especificações técnicas desse modelo estão descritas no Quadro 2.9.

Características		
Motor elétrico	Potência (kW)	240
Célula a combustível	Tipo	PEM
	Potência (kW)	100 (1 módulo)
Tanque de hidrogênio	Capacidade (kg)	45
	Pressão operação (bar)	350
Bateria	Tipo	Li-ion
	Potência (kW)	120
Capacidade	Número de passageiros	135

Quadro 2.9: Especificações técnicas do modelo da Solaris
Fonte: Fuel Cell Buses (2020a)

Em 2019, a Toyota Motor Corporation lançou seu FCEB SORA, com melhorias em seu desempenho e segurança preventiva em relação ao modelo lançado em 2018. O Sora está equipado com célula a combustível Toyota de 114 kW e dois motores de acionamento síncrono AC de 114 kW, além de 10 tanques de 70 MPa com 54 kg de hidrogênio e uma bateria de NiMH. O SORA também pode funcionar como um gerador móvel, como uma fonte de alimentação externa que pode fornecer 9 kW de potência ou 235 kWh (Figura 2.28) (TOYOTA, 2019).

A Toyota esperava introduzir mais de 100 ônibus com células a combustível, principalmente na área metropolitana de Tóquio para os Jogos Olímpicos e Paralímpicos de Tóquio em 2020 que foram adiados devido a pandemia da Covid-19 (TOYOTA, 2020).

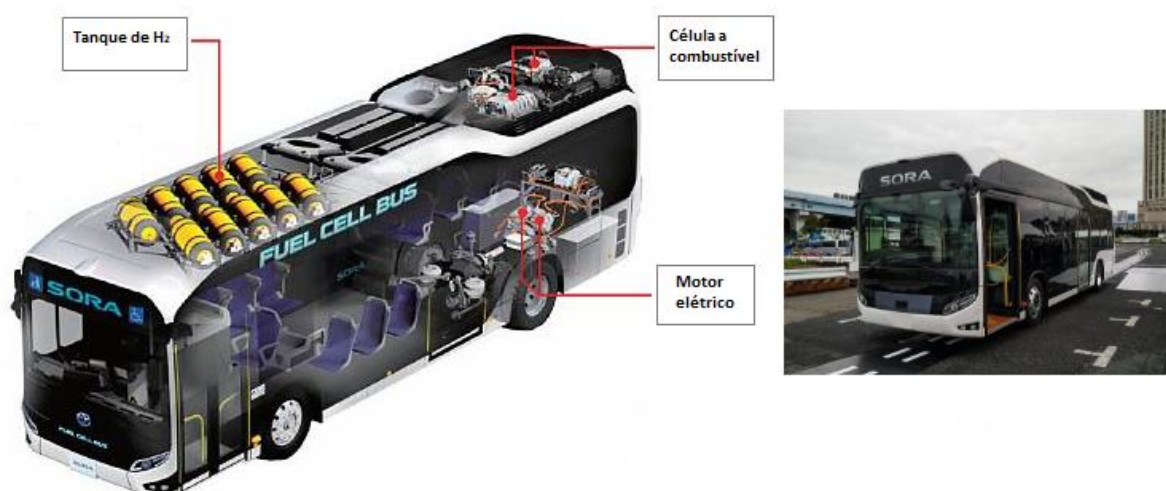


Figura 2.28: Componentes do FCEB da Toyota
Fonte: Adaptado de Toyota (2019)

Os FCEBs agora têm um alcance de 300 a 450 km e, portanto, oferecem quase a mesma flexibilidade que os ônibus a diesel na operação diária. Enquanto alguns ônibus municipais mais antigos ainda consomem mais de 20 kg de hidrogênio (em vez de 40 litros de diesel) por 100 km, os ônibus mais novos com células a combustível utilizam apenas 8 a 9 kg por 100 km, dando aos FCEBs uma vantagem de eficiência energética de cerca de 40% em comparação com ônibus a diesel (HYDROGEN EUROPE, 2019)

2.5.2 Princípio de funcionamento

O barramento elétrico dos FCEBs é composto por uma CaC a hidrogênio e baterias/capacitores. Nessa arquitetura híbrida, a célula a combustível fornece toda a energia para a operação do veículo, enquanto as baterias / capacitores são capazes de fornecer potência de pico aos motores para atender a aceleração e gradientes rápidos. Usando uma CaC em conjunto com uma bateria, o tamanho/capacidade de cada um pode ser otimizado para uma determinada rota (FUEL CELL BUSES, 2020a).

Os principais fabricantes de células a combustível para veículos pesados são: *Ballard Power Systems* e *Hydrogenics* (Canadá), *United Technologies Corporation* (UTC) Fuel Cells,

Enova Systems (USA), *Shanghai Shen-Li High Tech Co. Ltd.* (China), *Siemens e Proton Motor Fuel Cell GmbH*, (Alemanha), *Toyota* (Japão), *Hyundai Motor Co.* (Coréia do Sul) (ŽIVANOVIĆ, 2017).

Assim como nos veículos leves, a célula a combustível gera energia elétrica através da eletroquímica do hidrogênio, deixando apenas água e calor como subprodutos; portanto, não há emissões locais. Essa energia elétrica é usada para fornecer tração elétrica direta (motor elétrico) e manter as baterias carregadas. O calor subproduto do processo é armazenado e usado para manter o aquecimento e conforto dos passageiros, aumentando consideravelmente a eficiência energética global (FUEL CELL BUSES, 2020a).

As baterias também fornecem armazenamento para energia de frenagem regenerada. Entretanto, toda a energia necessária para o ônibus operar é fornecida pelo hidrogênio armazenado a bordo (não há carregamento externo das baterias). O hidrogênio oferece maior densidade de energia em comparação com sistemas de armazenamento elétrico, como baterias e super capacitores, o que permite um maior alcance em comparação com sistemas exclusivamente com baterias.

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica geralmente são baseados em baterias e / ou capacitores (geralmente até 100 kW). A capacidade máxima de saída e armazenamento de energia varia dependendo da arquitetura híbrida. A tecnologia de bateria de íon-lítio é a mais apropriada para uso em ônibus. As baterias geralmente estão localizadas na parte superior do teto do ônibus (ŽIVANOVIĆ, 2017).

O motor elétrico pode ser um único motor principal ou montado em um cubo (onde o motor é projetado dentro da roda). Esses motores também servem como gerador na regeneração de energia durante a frenagem (ŽIVANOVIĆ, 2017).

Hoje, tipicamente o reabastecimento desses ônibus leva cerca de 7 minutos, com projetos sendo desenvolvidos para permitir menos de 5 minutos. Como a célula a combustível gera apenas água como sub produto, são considerados veículos de emissão zero, sendo comercializados como o mais próximo possível da opção de emissão zero para substituir o diesel, principalmente no transporte público (FUEL CELL BUSES, 2020a).

2.5.3 Consumo médio dos FCEBs

Com relação ao consumo de hidrogênio, o comprimento, por exemplo, ônibus de 12 m / 18 m, é um parâmetro importante, pois o consumo de hidrogênio difere significativamente em

função desse fator. No projeto *New Bus Fuel*, o consumo de um ônibus de 12 m é avaliado na faixa de 9 -10 kg H₂ / 100 km e o de um ônibus articulado de 18 m, tipicamente na faixa de 12 a 15 kg H₂ / 100 km (FCH JU, 2017).

Para calcular a demanda diária de H₂ por cada ônibus, esse consumo de hidrogênio precisa ser multiplicado pela faixa de operação diária pretendida, que pode diferir significativamente, dependendo do planejamento da rota individual.

Logo, é preciso considerar que o consumo de hidrogênio dos FCEBs depende de vários aspectos, como as circunstâncias em que são operados, incluindo a topografia, a velocidade média de viagem e sua ocupação. As condições climáticas em que os ônibus são operados também podem ter um impacto significativo na demanda de combustível, uma vez que o aquecimento no inverno e o ar-condicionado no verão requerem quantidades consideráveis de energia e, portanto, aumentam o consumo de hidrogênio. Para um ônibus de 12 m, esse consumo adicional de combustível está na faixa de 1 a 2 kg H₂ / 100 km em condições frias. Em condições quentes, a demanda de energia por ar condicionado pode ser ainda maior (FCH JU, 2017).

É importante ressaltar também que os valores utilizados para o consumo de hidrogênio dos FCEBs refletem as tecnologias atuais e no futuro próximo. Com desenvolvimentos futuros, no entanto, o consumo de hidrogênio deverá diminuir ainda mais. De acordo com o plano de trabalho plurianual da *FCH Joint Undertaking*, o consumo de H₂ de um ônibus de 12 m deverá diminuir para 7,6 kg H₂ / 100 km até 2023 (FCH JU, 2017).

2.5.4 Contexto atual e perspectivas futuras na comercialização do FCEB

A introdução de novos tipos de ônibus no transporte público urbano é, às vezes, um processo desafiador, que inclui testes, demonstrações e produção limitada, com tendência a aumentar o número de veículos. Os FCEBs continuam a ser demonstrados no serviço de transporte público em vários locais ao redor do mundo. Muitos projetos de demonstração foram lançados nos últimos 10 anos em vários estágios de implementação. Muitos foram concluídos, e alguns deles ainda estão ativos (ŽIVANOVIĆ, 2017). Uma visão geral dos projetos de desenvolvimento de ônibus urbanos com CaC é apresentada a seguir.

No Brasil projetos foram desenvolvidos no âmbito da EMTU e da COPPE na UFRJ. O Projeto Brasileiro de ônibus com células a combustível foi desenvolvido por um consórcio formado por 14 parceiros nacionais e internacionais: MME, FINEP (Agência de Financiamento

de Estudos e Projetos), PNUD / GEF, EMTU / SP (EMTU / SP), o Governo do Estado de São Paulo, *Ballard Power Systems*, Marcopolo, *Nucellsys*, *Tuttotrasporti*, AES Eletropaulo, *Hydrogenics*, Petrobras Distribuidora e EPRI International. A execução do programa foi de responsabilidade da EMTU / SP, que também controlou a operação e rotas de ônibus (NEVES JR.; PINTO, 2013).

Ainda de acordo com os autores, neste projeto, o ônibus híbrido com CaC a hidrogênio é um veículo de 12,6 m de piso baixo para 90 passageiros, alimentado por duas CaC de 68 kW, baterias e um motor de 210 kW. Os cilindros armazenam ao total 45 kg de hidrogênio a uma pressão de 350 bar. Após uma série de testes em 2010, o ônibus foi colocado em serviço completo em uma rota exclusiva para atender ao público (Figura 2.29).

Além do FCEB, uma estação de reabastecimento foi planejada e construída. O hidrogênio era produzido em uma planta comercial de eletrólise da água e o gás era comprimido até 430 bar e armazenado em seis cilindros de aço inoxidável, totalizando 72 kg de hidrogênio (NEVES JR.; PINTO, 2013).



Figura 2.29: Vista do primeiro ônibus brasileiro com células a combustível híbrido da EMTU/SP

Fonte: Neves Jr.; Pinto (2013)

O ônibus da UFRJ, foi desenvolvido e testado pela equipe do Laboratório de Hidrogênio (LabH2) da COPPE, em parceria com as empresas Tracel e Furnas, através de projeto Aneel (Figura 2.30). O ônibus é equipado com um motor híbrido movido a hidrogênio e eletricidade. Com capacidade para 69 passageiros, tem autonomia de 330 quilômetros. O veículo possui três fontes diferentes de energia elétrica a bordo, que são a energia armazenada nas baterias, que são carregadas da rede; a energia elétrica produzida pelo sistema de células de combustível e a

energia elétrica resultante da regeneração da energia cinética em desaceleração. (MIRANDA; CARREIRA; NUNES, 2017).



Figura 2.30: Primeiro ônibus brasileiro com tecnologia nacional em parceria da COPPE, TRACEL, FURNAS
Fonte: Miranda; Carreira; Nunes (2017)

Em toda a Europa, as cidades demonstram que a tecnologia funciona na prática. Vários projetos concluídos e em andamento, como o *Clean Urban Transport for Europe* (CUTE), *HyFleet: CUTE, Clean Hydrogen In European Cities* (CHIC), *High V.LO-City*, *HyTransit* e *3Emotion*, são iniciativas que apoiam o desenvolvimento na tecnologia do H₂ em ônibus. Os operadores participantes implantaram FCEBs em serviço diário em rotas normais e demonstraram que os ônibus podem ser integrados às redes de transporte existentes, que são seguros e considerados mais confortáveis pelos motoristas, passageiros e público (FCH JU, 2015).

Everfuel, *Wrightbus*, *Ballard Power Systems*, *Hexagon Composites*, *Nel Hydrogen* e *Ryse Hydrogen*, líderes na cadeia de valor elétrica de células a combustível de hidrogênio, uniram forças para formar o Consórcio H2Bus em 2019. Os membros estão comprometidos em implantar 1.000 ônibus com CaC a hidrogênio, juntamente com infraestrutura de suporte, nas cidades europeias, a preços competitivos no mercado. A primeira fase do projeto, totalizando 600 ônibus, é apoiada por € 40 milhões do *EU's Connecting Europe Facility* (CEF). A concessão permitirá a implantação de 200 ônibus elétricos de CaC a hidrogênio e a infraestrutura de suporte em cada um dos países como Dinamarca, Letônia e Reino Unido até 2023 (FUEL CELL BUSES, 2020b).

Mais recentemente, em março de 2020, a região do norte da Dinamarca e o município de Aalborg anunciaram a operação dos primeiros ônibus com célula a combustível (Figura 2.31). Os três ônibus de célula a combustível - co-financiados pelo projeto 3Emotion - são do

fabricante belga de ônibus Van Hool, seu novo modelo A330. Todos estão equipados com CaC da empresa *Ballard*, que faz parte da organização *Hydrogen Valley*, na Dinamarca. Eles economizarão ao meio ambiente cerca de 60.000 litros de diesel, equivalentes a 131 ton. de CO₂ a cada ano, inclusive contribuindo para uma redução substancial de partículas nocivas no ambiente da cidade (FUEL CELL BUSES, 2020b).



Figura 2.31: FCEB modelo A330 implantado na Dinamarca
Fonte: Fuel Cell Buses (2020b)

A Conexxion, uma das maiores empresas de mobilidade da Holanda, implantará 20 ônibus *Solaris Urbino* de 12 metros a hidrogênio nas regiões Hoeksche Waard e Goeree-Overflakkee (Figura 2.32). O mesmo modelo de ônibus também será entregue às cidades de Colônia e Wuppertal na Alemanha e Bolzano na Itália. Esses locais recebem apoio financeiro da FCH JU, no âmbito do programa de pesquisa e inovação Horizonte 2020, por meio dos projetos JIVE e JIVE2, iniciativa conjunta para veículos a hidrogênio na Europa (FUEL CELL BUSES, 2020b).



Figura 2.32: FCEB Solaris Urbino 12 metros na Holanda
Fonte: Fuel Cell Buses (2020b)

No Reino Unido, a Arcola Energy e o Optare Group anunciaram o lançamento de um ônibus de dois andares com célula a combustível, fabricado no próprio país para o mercado doméstico e internacional. Programado para entrar em serviço em 2021, o ônibus a hidrogênio *Metrodecker H2* é construído na plataforma comprovada *Optare Metrodecker EV*.

Ele incorpora um *powertrain* com célula a combustível de hidrogênio desenvolvido pela Arcola Energy, como um substituto direto para a bateria do *Metrodecker EV*. Ambas as empresas acreditam que este novo ônibus fará uma contribuição significativa para a qualidade do ar urbano e uma recuperação econômica de baixo carbono após a pandemia do COVID-19 (FUEL CELL BUSES, 2020b).

No Quadro 2.10 é possível observar um resumo de alguns investimentos na tecnologia de célula a combustível a hidrogênio em ônibus (DELOITTE CHINA, 2019).

	CHINA	JAPÃO	EUROPA	EUA
Status e casos de aplicação	1. Em 2003, três ônibus de célula a combustível de hidrogênio da Mercedes-Benz foram testados em Pequim; 2. Em 2017, a primeira linha de FCEB operada comercialmente na China foi colocada em operação em Foshan Yunfu pelo <i>Feichi Bus</i>; 3. Desde 2018, existem mais de 200 FCEBs operando em cidades como Xangai, Foshan, Zhangjiakou e Chengdu	1. Em 2018, a Toyota lançou seu primeiro FCEB, Sora, e espera-se que introduza mais de 100 ônibus na área metropolitana de Tóquio, antes dos Jogos Olímpicos e Paralímpicos de Tóquio 2020, que foram adiados para 2021.	1. O projeto CHIC, considerado como o primeiro passo da aplicação dos FCEBs, implantou 60 ônibus em 8 países durante o período de 2010 a 2016; 2. O projeto JIVE (Fase 1), a partir de 2017, buscou implantar 139 FCEBs em 5 países com suporte técnico da Ballard e outros parceiros, dos quais 56 estão no Reino Unido e 51 na Alemanha; 3. Combinando a fase 2, o JIVE implantará cerca de 300 FCEBs na Europa no início dos anos 2020.	1. Em abril de 2019, havia 35 FCEBs em operações ativas nos EUA 42, financiadas pela NRCBP, TIGGER e outros programas governamentais, a fim de identificar melhorias para otimizar a confiabilidade e a durabilidade dos FCEBs
Principais empresas de O&M	- Foton AUV - Yutong - Yong Man - Zhongtong	- TOYOTA	- Van Hool - Solaris - Wrightbus	- New Flyer - ENC Group
Nível de aplicação				
Nível de aplicação: Indicado pelo número estimado de FCEB em operação.				
 < 50  50 – 200  > 200				

Quadro 2.10: Resumo de alguns investimentos na tecnologia CaC a hidrogênio
Fonte: Deloitte China (2019)

No entanto, pode-se afirmar que, apesar dos projetos e investimentos nesta tecnologia, ainda existem desafios para a adoção generalizada dos FCEBs. Em primeiro lugar, o preço do hidrogênio ainda é caro se comparado aos combustíveis fósseis. Em segundo lugar, embora o sistema com CaC seja geralmente confiável, podem surgir problemas técnicos devido ao fato de a tecnologia ser relativamente nova em comparação aos ICEs, o que pode causar ineficiências para os operadores; o mesmo se aplica à manutenção e reposição de peças, embora se preveja que esses problemas sejam atenuados à medida que a adoção amadurece (EUDY; POST, 2018).

2.6 Infraestrutura de uma estação de reabastecimento do FCEV e FCEB

Estações de reabastecimento de hidrogênio apresentam estrutura semelhante às estações de gasolina, diesel e Gás Natural Veicular (GNV), sendo que a quantidade do combustível distribuído é faturado em kg. A SAE (*Society of Automotive Engineers*) estabeleceu o protocolo de abastecimento e os limites do processo, detalhados no SAE J2601: Protocolos de Abastecimento com Hidrogênio para Veículos Leves. Segundo esse protocolo, o motorista dirige-se para uma baia alocada, abastece o veículo e em seguida efetua o pagamento diretamente no *dispenser* ou no caixa. Como no caso das bombas de gasolina, para que os clientes possam ser cobrados corretamente a quantidade de combustível que entra no veículo deve ser conhecida. Para isso, as estações de hidrogênio usam um medidor de fluxo de massa para realizar essa medição (MURUGAN et. al., 2019).

Segundo o *Clean Hydrogen in European Cities* (CHIC, 2016) o reabastecimento de um grande número de ônibus, normalmente com tanques de armazenamento de 30 a 50 kg de H₂, requer significativamente mais hidrogênio do que o reabastecimento de veículos leves de passageiros, que normalmente transportam cerca de 5 kg de H₂. Outra diferença importante é a capacidade dos ônibus de transportar mais peso e maiores volumes. Isso significa que o armazenamento de hidrogênio a bordo para ônibus geralmente opera em um nível de pressão mais baixo do que o nível de pressão comum para veículos leves. Duas pressões padrão de distribuição foram adotadas globalmente, 350 bar para ônibus e 700 bar para veículos leves (FCH JU, 2017).

Ainda de acordo com o *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU, 2017), o nível de pressão mais baixo (350 bar) oferece várias vantagens. Em primeiro lugar, permite o uso de especificações mais baixas e, em alguns casos menos complexos, tanto para os

componentes do ônibus quanto para a infraestrutura dos postos de reabastecimento. Isso reduz o custo e aumenta a confiabilidade geral da tecnologia. Em segundo lugar, a compressão de hidrogênio até 350 bar requer menos energia do que a compressão até 700 bar. Além disso, os padrões disponíveis para o reabastecimento de hidrogênio de veículos leves (SAE J2601) descrito anteriormente, prescrevem o pré-resfriamento de hidrogênio a $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ao ser reabastecido acima de uma certa velocidade de abastecimento para um armazenamento de 700 bar. Esse pré-resfriamento, que requer equipamento e energia adicionais, não é necessário para o reabastecimento de H_2 no nível de 350 bar (FCH JU, 2017).

No entanto, esta comparação descrita acima reflete apenas a situação atual. No futuro, com a potencial produção de veículos leves com células a combustível equipadas com tanques de 700 bar, pode-se reduzir as vantagens técnicas e econômicas do armazenamento de 350 bar para ônibus. No entanto, 350 bar é o estado-da-arte atual dos ônibus H_2 e será no futuro próximo (FCH JU, 2017).

No Brasil ainda não existem normas estabelecidas para configuração e procedimento de abastecimento de FCEVs. Assim, os veículos (protótipos) com este combustível podem operar seguindo normas internacionais.

Neste sentido, segundo o *Hydrogen Europe*⁵ (2019), se o H_2 for produzido no local ou entregue à estação a uma pressão intermediária ou no estado líquido, a unidade básica também precisará de um armazenamento intermediário (baseado na tecnologia de hidrogênio gasoso ou líquido) e um sistema de compressão. Todas as estações de reabastecimento incluem instalações de armazenamento de hidrogênio de tamanho adequado, compressores que levam o hidrogênio ao nível de pressão de gás desejado, um sistema de pré-resfriamento e *dispenser* para fornecer o combustível.

O *dispenser* de hidrogênio normalmente inclui um bico, que se conecta ao veículo, e uma interface do usuário para iniciar o abastecimento (incluindo controles de desligamento de emergência). O *dispenser* é geralmente a única parte da estação com a qual os usuários finais do combustível interagem. Os detalhes do dispositivo de conexão (bico) são definidos por padrões internacionais como ISO 17268: 2012 e SAE J2600. O processo de reabastecimento de hidrogênio também é padronizado segundo o SAE J2601-2, padrão referente a veículos pesados que diferencia entre enchimento lento / normal / enchimento rápido, sendo que este último permite taxas de reabastecimento de até 7,2 kg / minuto. Essa padronização no reabastecimento de hidrogênio garante um alto grau de interoperabilidade e compatibilidade do veículo - ou seja,

⁵ European Hydrogen and Fuel Cell Association

qualquer veículo movido a hidrogênio projetado para atender aos padrões acordados pode reabastecer em qualquer estação também projetada de acordo com os padrões acordados internacionalmente (FCH JU, 2018).

As estações de reabastecimento podem ser configuradas de maneira mais rápida e econômica, padronizando esses componentes, conforme mostrado na Figura 2.33 (HYDROGEN EUROPE, 2019).

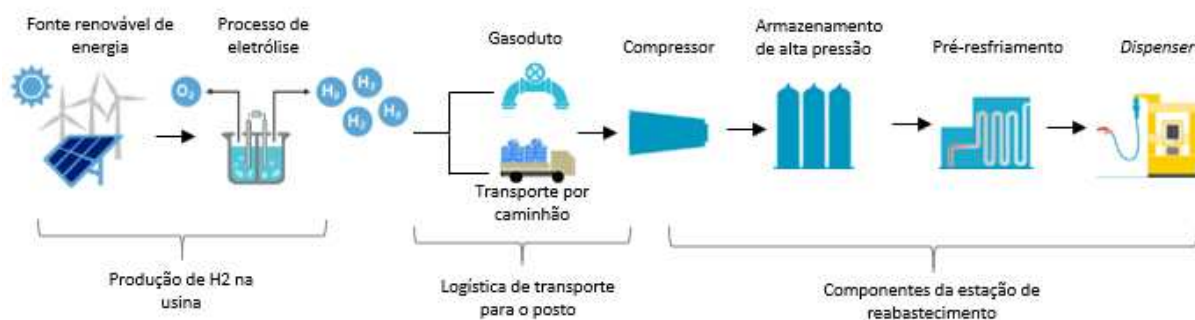


Figura 2.33: Componentes da estação de reabastecimento
Fonte: Adaptado de Hydrogen Europe (2019)

2.7 Caracterização do sistema de transporte urbano próximo às UHEs

De forma a identificar a viabilidade de atendimento de uma hipotética frota de veículos a hidrogênio junto às UHE em estudo, considerando as dificuldades e os custos do transporte do hidrogênio, mesmo a curtas distâncias, foram selecionados os municípios de Rosana e Itumbiara, localizados no entorno da UHE de Porto Primavera e Itumbiara, respectivamente, como destino final desse combustível.

2.7.1 Município de Rosana

O município de Rosana, Figura 2.34, foi criado em 28 de fevereiro de 1964, pela Lei n°. 8.092, com território pertencente ao município de Presidente Epitácio. Foi emancipada em 9 de janeiro de 1990. Em 1992, foi criado o distrito de Porto Primavera, construído para atender os trabalhadores da construção da Usina Hidrelétrica Porto Primavera e da Usina Hidrelétrica de Rosana. O município localiza-se a uma latitude 22°34'47" sul e a uma longitude 53°03'33" oeste, estando a uma altitude de 236 metros e com uma área de 740,67 km². Sua população em 2018 era de 19.691 habitantes (IBGE, 2018).



Figura 2.34: Localização do município de Rosana
Fonte: Google maps (2020)

Rosana é limitada ao norte pelo Rio Paraná, ao sul pelo Rio Paranapanema, a leste pelo córrego de Guaná e Ribeirão Grande e a oeste pela confluência dos rios Paraná e Paranapanema, ponto de grande atração turística do município. A cidade possui as duas usinas hidrelétricas mencionadas, que movimentam a economia local. A eclusa da UHE Porto Primavera possibilita o transporte fluvial e futuramente ligará o município ao Mercado Comum do Sul (MERCOSUL).

No município de Rosana existem os diversos modais de transporte comuns ao meio urbano: automóveis, motocicletas, ônibus, caminhões, que totalizam 9.443 veículos, dos quais 5.410 são de veículos leves e 73 ônibus, foco deste estudo (IBGE, 2018).

2.7.1.1 Logística para distribuição do H₂ para os postos de combustíveis

O modal de distribuição de H₂ mais adequado, do ponto de vista econômico a partir de uma planta centralizada aos postos de abastecimento, foi detalhadamente analisado por Yang; Ogden (2006) e os resultados mostraram que a demanda e a distância são parâmetros decisivos no custo de distribuição. Dentro deste modelo, o fornecimento às empresas pode ser realizado por gasodutos, utilizando uma infraestrutura semelhante à de gás natural, ou caminhões, na forma de gás comprimido em cesta de cilindros ou em tubos.

A logística de distribuição do gás até os postos de combustíveis da cidade não é o foco deste estudo. No entanto, a distância entre a UHE e o posto mais próximo é de aproximadamente 7 km, conforme Figura 2.35. Assim, é necessário avaliar, em pesquisas futuras, o custo de distribuição do gás até os pontos de reabastecimento, visto que existe uma demanda a ser suprida neste município.

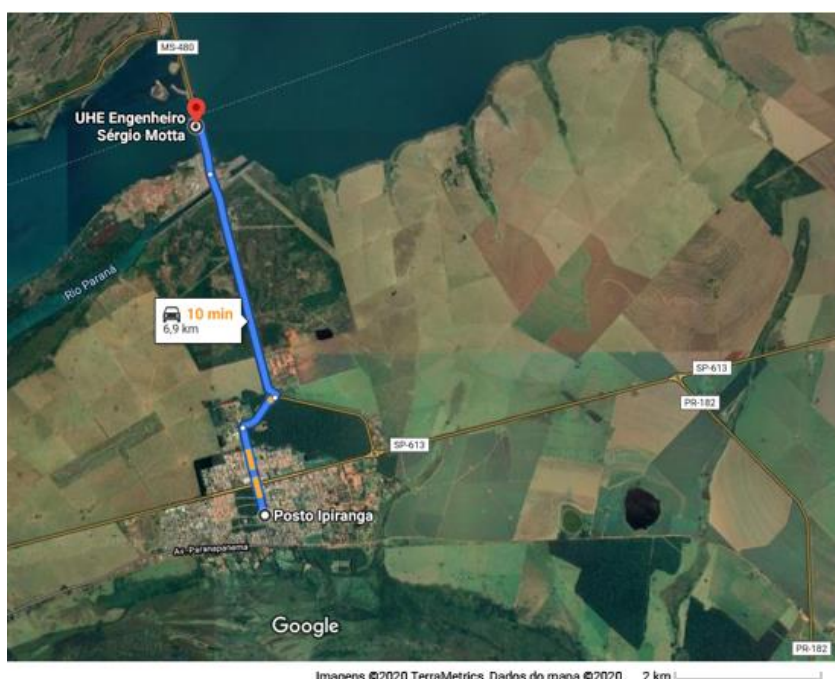


Figura 2.35: Distância entre a UHE Porto Primavera e o posto de combustível mais próximo
Fonte: Google maps (2020)

2.7.1.2 Preço de comercialização de combustíveis em São Paulo

Uma boa maneira de comparar efetivamente o uso do hidrogênio com os combustíveis tradicionais em veículos leves e ônibus é através da determinação do custo do quilômetro rodado. Assim, para discutir o grau de competitividade do hidrogênio eletrolítico com a gasolina, etanol e gás natural veicular (GNV), foi realizado um levantamento dos preços de comercialização desses combustíveis de acordo com procedimentos estabelecidos pela Portaria ANP nº 202, de 15/8/2000, para o Estado de São Paulo, uma vez que não consta na plataforma da ANP dados referentes ao município de Rosana. Os resultados podem ser visualizados no Quadro 2.11.

Estado de São Paulo	
Período: abril 2020	
Gasolina	3,98 R\$/litro
Etanol	2,66 R\$/litro
GNV	3,05 R\$/m ³
Diesel	3,21 R\$/litro

Quadro 2.11: Média do preço de comercialização ao consumidor no Estado de São Paulo
Fonte: ANP (2020)

Assim, como no caso do Projeto na UHE Porto Primavera no município de Rosana, também foi necessário caracterizar o sistema de transporte do município de Itumbiara para identificar a viabilidade de atendimento de uma hipotética frota de veículos a hidrogênio junto à UHE de Itumbiara.

2.7.2 Município de Itumbiara

Itumbiara é um município brasileiro localizado ao sul do Estado de Goiás, na divisa com o Estado de Minas Gerais (Figura 2.36). É "cidade irmã" do município mineiro de Araporã. Situa-se ao sul da capital do estado, Goiânia, distando desta cerca de 204 quilômetros, e 411 quilômetros da capital federal, Brasília. Com uma área de 2.461 km², Itumbiara é o décimo terceiro município mais populoso de seu estado, com 104.742 habitantes, segundo estimativas de 2019 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2019).

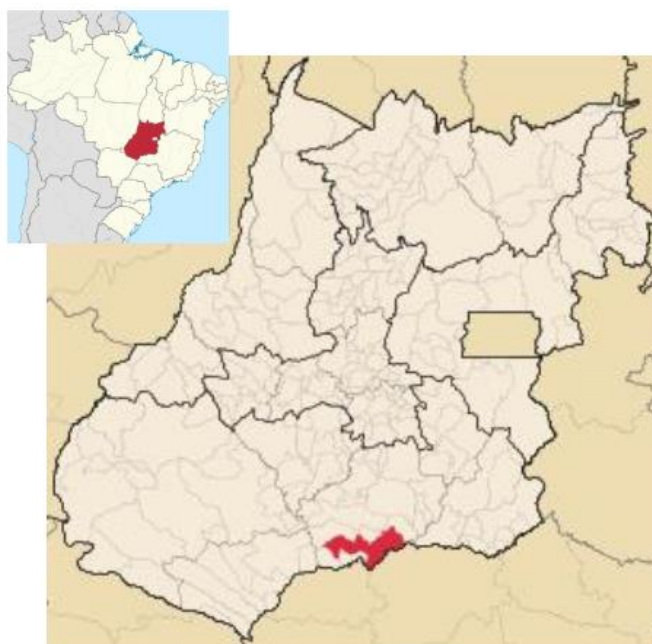


Figura 2.36: Localização do município de Itumbiara
Fonte: Google maps (2020)

O município de Itumbiara é considerado o portal de entrada do Estado de Goiás. Também é um dos maiores exportadores do estado, devido à sua localização próxima a Minas Gerais e São Paulo, garantindo o escoamento da produção agrícola do sudoeste goiano através das regiões Sul e Sudeste (IBGE, 2018). Por possuir um enorme potencial energético, por conta do Rio Paranaíba, foram construídas no território de Itumbiara grandes usinas hidrelétricas,

dentre elas a Usina Hidrelétrica de Itumbiara, a maior usina hidrelétrica de Furnas Centrais Elétricas S.A. Em 2019, contava no município uma frota de 38.030 veículos leves e 453 ônibus (IBGE, 2019).

2.7.2.1 Logística para distribuição do H₂ para os postos de combustíveis em Itumbiara

Assim como no caso da UHE Porto Primavera, não será discutida neste estudo a logística de distribuição do gás até os postos de combustíveis da cidade de Itumbiara. No entanto, a distância entre a UHE e o posto mais próximo é de aproximadamente 16 km, conforme Figura 2.37. Logo, é necessário avaliar, em trabalhos futuros, o custo de distribuição do gás até os pontos de reabastecimento, visto que também existe uma demanda a ser suprida para o município.



Figura 2.37: Distância entre a UHE Itumbiara e o posto de combustível mais próximo
Fonte: Google maps (2020)

2.7.2.2 Preço de comercialização de combustíveis em Goiás

Apesar da ANP disponibilizar os preços dos combustíveis praticados em Itumbiara, para manter o mesmo procedimento adotado no caso de Rosana, utilizou-se igualmente os valores médios para o Estado de Goiás. O Quadro 2.12 apresenta o levantamento de preços de

comercialização de combustíveis para gasolina comum, etanol hidratado e Diesel no Estado. Para o Estado de Goiás não constam gasodutos, logo não há distribuição de gás e análise para GNV.

Estado de Goiás	
Período: abril 2020	
Gasolina	4,20 R\$/litro
Etanol	2,77 R\$/litro
GNV	-
Diesel	3,35 R\$/litro

Quadro 2.12: Média do preço de comercialização de combustíveis em Goiás
Fonte: ANP (2020)

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para atingir o objetivo de analisar a viabilidade financeira da utilização do hidrogênio eletrolítico produzido na UHE Porto Primavera da CESP e UHE Itumbiara de FURNAS, a partir da energia solar fotovoltaica, em veículos leves e ônibus com células a combustível. Ressalta-se que as quantidades de hidrogênio aqui consideradas não são aquelas de fato armazenadas nos sistemas atualmente instalados pelos projetos de P&D da Chamada nº 21 da ANEEL, mas aquelas obtidas em cenários de ampliação desses sistemas para o ponto de máxima utilização das infraestruturas elétricas já disponíveis nas UHEs.

A modelagem adotada neste estudo refere-se à perspectiva das empresas de energia CESP e FURNAS no cenário em que o H_2 encontra-se armazenado nos reservatórios pressurizados das UHEs, assim como já estão disponíveis os demais sistemas para reconvertê-lo em energia elétrica a ser injetada no SIN. No entanto, este H_2 poderá ter um uso final diferente e diversificado, como a aplicação em veículos leves para uso individual e em ônibus, no transporte público. É importante ressaltar que os custos dos equipamentos, custos de O&M (visto que já estão inseridos no custo de produção do hidrogênio) e custo da distribuição do gás até os postos, não foram considerados na análise do ganho financeiro, será refinado em estudos futuros. O foco principal deste estudo é levantar uma alternativa para o uso final do gás para a empresa que já investiu no armazenamento com sistema a hidrogênio.

Logo, partindo da hipótese de que o H_2 está armazenado nos reservatórios pressurizados das UHEs, foram adotados dois caminhos para se obter o ganho financeiro:

a) No caminho 1, o H_2 armazenado nos reservatórios pressurizados é reconvertido através da célula a combustível em eletricidade para então ser injetado na rede elétrica, obtendo um ganho financeiro;

b) No caminho 2, admitindo que exista uma demanda deste gás como combustível veicular nas cidades entorno das UHEs, o H_2 armazenado é vendido para postos de combustível.

Após obter o ganho financeiro das UHEs, foi realizada o comparativo sob a ótica das empresas de energia CESP e FURNAS entre a opção de vender o gás armazenado para rede ou vendê-lo para postos de combustível, por unidade de massa de hidrogênio. Foi possível ainda, apresentar uma projeção de quantos veículos da frota das cidades no entorno à UHE podem ser abastecidos com esse gás.

Logo, a modelagem dos caminhos é comum aos dois projetos. No entanto, *inputs* referentes ao volume de H₂ armazenado, tarifa praticada pela venda da energia pela geradora à rede, frota de veículos leves e ônibus das cidades no entorno às UHEs que podem ser abastecidos utilizando a máxima produção de H₂ a partir da máxima capacidade fotovoltaica e custo do quilômetro rodado praticado pela ANP para outros combustíveis são diferentes e foram obtidos da literatura. A modelagem do estudo é apresentada na Figura 3.1 e detalhada nos próximos tópicos.

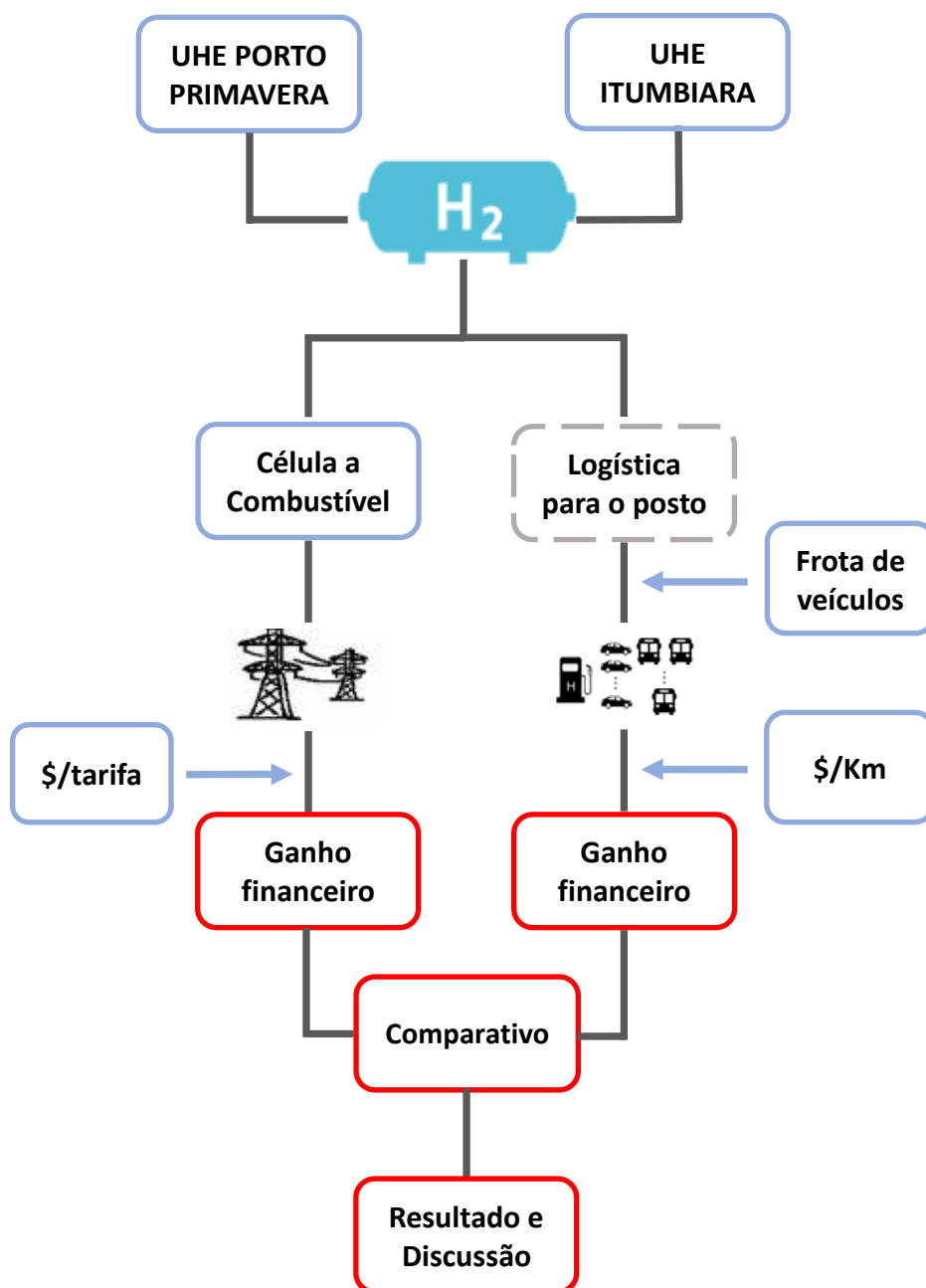


Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do trabalho

Fonte: Elaborado pela autora

3.1 Ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica

A partir da média diária de H₂ armazenado no cenário descrito no capítulo 2 a partir do estudo de Furtado Jr. (2019c), foi calculado o ganho financeiro em reconverter o H₂ em energia elétrica através da célula a combustível e injetá-la na rede. Segundo Riedel (2019), o conjunto de células a combustível responsável por utilizar o hidrogênio armazenado no reservatório pressurizado e produzir energia elétrica têm uma eficiência de 40,3% e foi adquirido da empresa canadense *Hydrogenics* para os projetos nas UHEs de Porto Primavera e Itumbiara.

Assim, o cálculo do ganho financeiro foi obtido pela relação mostrada na Equação 3.1, entre a quantidade de H₂, a eficiência da CaC dos projetos, com base no PCS do H₂, e a venda da eletricidade, segundo o valor de concessão da tarifa média de energia elétrica nas UHEs.

O valor de concessão da tarifa média de energia elétrica, segundo o último relatório publicado pela CESP em 2019, foi de 192,35 R\$.MWh⁻¹; já para FURNAS, segundo o 14º Leilão de Energia Existente A-1, a tarifa de energia elétrica é de 201,00 R\$.MWh⁻¹.

$$G_{fe} = PCS_{H_2} * \eta_{CaC} * C_e \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde:

G_{fe} : Ganho financeiro com a venda de 1 kg de H₂ para produção de energia elétrica (R\$.kg⁻¹)

PCS_{H_2} : Poder Calorífico Superior do H₂ (MJ.kg⁻¹)

η_{CaC} : eficiência da célula a combustível

C_e : preço de venda da energia elétrica (R\$.MJ⁻¹)

3.2 Ganho financeiro na venda do H₂ para postos de combustível

Os dados de entrada como o custo do quilômetro rodado (R\$/km) para gasolina, etanol, GNV e Diesel praticado pela ANP, Quadros 2.11 e 2.12 apresentados no Capítulo 2, diferem quanto aos estados onde os projetos são desenvolvidos. A autonomia dos FCEVs e dos FCEBs foram apresentados nos tópicos 2.4 e 2.5. O modelo de FCEV escolhido foi o Mirai da Toyota, por ser a líder de mercado neste segmento. Com relação aos ônibus, diversos fatores influenciam na autonomia como o comprimento da carroceria, padrão (12 metros) ou articulado (18 metros), as circunstâncias em que são operados que incluem a topografia, a velocidade média de viagem e sua ocupação. Assim, adotou-se para este estudo o consumo de um ônibus

de 12 metros avaliado em 9 kg H₂ / 100 km ou 11,11 km / kg H₂ segundo a literatura (FCH JU, 2017).

Já com relação aos veículos leves com motor de combustão interna, foi selecionado o modelo Onix Joy da Chevrolet que, segundo a associação das concessionárias Fenabrave, foi o veículo mais comercializado em 2019. De acordo com as tabelas de eficiência energética em veículos automotores leves do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) publicado em 2019, o Onix Joy tem um consumo de 12,8 km. L⁻¹ com gasolina e 8,7 km. L⁻¹ com etanol para cidade. Já um veículo leve com GNV tem um consumo de 13 km. m⁻³, segundo artigo publicado na revista Exame em 2018 (ALMEIDA, 2018).

Com relação aos ônibus com motor de combustão interna que utilizam Diesel, foram adotados parâmetros do último Relatório da Associação Nacional de Transportes Públicos – ANTP publicado em 2017, onde constam estudo de caso em três sistemas de transporte público de diferentes portes, considerando a diversidade das características operacionais e estruturantes da rede de transporte. Logo, neste estudo foram utilizados os parâmetros de 2,1 km / L para autonomia e 6.000 km de média mensal da quilometragem programada, referentes a um ônibus do sistema de transporte público urbano de pequeno porte com veículo básico.

Assim, supondo-se que os motoristas dos FCEVs e FCEBs pagariam o mesmo valor em R\$. km⁻¹ que pagam atualmente para o uso de outro combustível como gasolina, etanol, GNV e diesel, a relação entre o preço praticado pela ANP para estes combustíveis e a autonomia de um veículo leve e ônibus é estabelecida pela Equação 3.2.

$$C = \frac{P_c}{A_v} \quad \text{Equação 3.2}$$

Onde:

C = valor do km rodado (R\$. km⁻¹)

P_c = preço do combustível praticado pela ANP (R\$. L⁻¹)

A_{vl} = autonomia do veículo leve e do ônibus (km. L⁻¹)

Com este resultado é calculado o ganho financeiro com a venda do H₂ para postos de combustível, definido a partir da Equação 3.3

$$G_{fv} = A_{ve} * C * d \quad \text{Equação 3.3}$$

Onde:

G_{fv} = ganho financeiro com a venda de 1 kg de H_2 para postos (R\$. kg^{-1})

A_{ve} = autonomia do FCEV e do FCEB (km. kg^{-1})

C = valor de 1m³ ou 1L por km (R\$. km^{-1})

d = taxa de desconto referente ao lucro dos proprietários dos postos com a venda do gás

Sob a perspectiva da empresa de energia CESP e FURNAS que possuem o gás armazenado nas UHEs, a venda desse gás aos postos implicará no pagamento de uma série de impostos e taxas, como ICMS, Cofins, PIS etc. O mesmo ocorrerá quando da venda da energia elétrica às distribuidoras. Embora sejam impostos e taxas diferentes e com valores específicos, para uma tentativa de comparação em primeira ordem, como a aqui considerada, será adotada a hipótese que no todo são valores próximos, não implicando em grandes diferenças na comparação final. No caso de venda do H_2 aos postos considerou-se apenas o percentual referente ao lucro desses estabelecimentos, no caso um valor médio de 10 %⁶.

3.3 Comparativo

O comparativo, segundo a ótica das empresas CESP e FURNAS, entre a opção de vender o gás armazenado nas UHEs para rede, através do seu uso na célula a combustível, ou vendê-lo para postos de combustível, por unidade de massa de hidrogênio, é estabelecido através da relação da Equação 3.4.

$$C_{G_f} = \frac{G_{fv}}{G_{fe}} \quad \text{Equação 3.4}$$

Onde:

C_{G_f} = comparativo do ganho financeiro

G_{fv} = ganho financeiro com a venda de H_2 para postos na ótica das empresas de energia (R\$. kg^{-1})

G_{fe} = ganho financeiro com a venda de H_2 para a produção de energia elétrica na ótica das empresas de energia (R\$. kg^{-1})

⁶ <https://grupostudio.com.br/institucional/entenda-composicao-preco-da-gasolina-e-seus-tributos/>

3.4 Resultado e Discussão

Nesta etapa foi realizada a análise do comparativo entre os ganhos financeiros em cada projeto, ou seja, nesta sessão foi discutida as vantagens e limitações em vender o H_2 armazenado pelas UHEs ao posto de combustível, além de apresentar uma projeção de quantos veículos da frota das cidades no entorno à UHE podem ser abastecidos com esse gás.

Assim, com a hipótese da inserção de uma frota de veículos novos capaz de ser suprida com o hidrogênio produzido nas UHEs, foi necessário estimar uma média anual de distância percorrida por estes veículos e o consumo anual de H_2 por estes veículos, conforme Quadro 3.1.

Descrição	Relação	Unidade	Referências
Consumo de H_2 por FCEV	0,01	kg.km ⁻¹	Toyota Mirai (2019)
Consumo de H_2 por FCEB	0,09	kg.km ⁻¹	FCH JU (2017)
Média anual de distância percorrida por um veículo leve na cidade de São Paulo	22.000	km.ano ⁻¹	Álvares JR & Linke (2002) apud Araújo (2004) ⁷
Média anual de distância percorrida por um FCEB	72.000	km.ano ⁻¹	ANTP (2017)
Consumo anual de H_2 em massa pelo FCEV	$0,01 \times 22.000 = 220$	kg.ano ⁻¹	-
Consumo anual de H_2 em massa pelo FCEB	$0,09 \times 72.000 = 6.480$	kg.ano ⁻¹	-

Quadro 3.1: Viabilidade técnica utilização do H_2

⁷ Valor adotado quando não se tem dados mais precisos disponíveis

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise do ganho financeiro em vender o H_2 armazenado para a rede elétrica, através da reconversão na célula a combustível, ou para postos de combustível, foi realizada a partir dos dados obtidos na literatura e das especificações técnicas fornecidas pelos projetos da CESP e de FURNAS e dos cenários de produção máxima pelas UHEs realizado nos estudos de Furtado Jr. (2019c). A análise precisa do custo nas etapas que compõem a utilização do hidrogênio na reconversão em eletricidade ou na venda para postos é bastante complexa, sendo necessárias estimativas e aproximações, de forma a simplificar os cálculos.

É importante lembrar que este estudo parte da hipótese de que o hidrogênio já foi produzido e está armazenado nas UHEs, onde constam os sistemas instalados para reconversão em energia elétrica e injeção no SIN. No entanto, é possível levantar uma possibilidade a mais para uso final deste gás para as empresas de energia que já investiu no armazenamento. Logo, os custos da produção e dos equipamentos não foram levados em consideração, apenas o ganho financeiro pela CESP e FURNAS na venda do gás que já se encontra armazenado.

4.1 UHE Porto Primavera

4.1.1 Ganho financeiro na reconversão do H_2 em eletricidade e injeção na rede elétrica

A partir dos dados obtidos da literatura apresentados no Capítulo 2, organizados no Quadro 4.1, e da relação da Equação 3.1, foi obtido o ganho financeiro na reconversão de H_2 em eletricidade, Equação 4.1.

Parâmetro	Valor utilizado
Poder Calorífico Superior do H_2 (PCS_{H_2})	$141,8 \text{ MJ.kg}^{-1} = 39,39 \text{ kWh.kg}^{-1}$
Eficiência da célula a combustível (η_{CaC})	40,3%
Preço de venda da energia elétrica (C_e)	$192,35 \text{ R$.MWh}^{-1} = 0,192 \text{ R$. kWh}^{-1}$

Quadro 4.1: Parâmetros para o cálculo do ganho financeiro na reconversão de H_2 em eletricidade na UHE Porto Primavera
Fonte: Elaborado pela autora

$$G_{fe} = 39,39(\text{kWh.kg}^{-1}) \times 0,403 \times 0,192(\text{R$. kWh}^{-1}) = 3,05 \text{ R$. kg}^{-1} \quad \text{Equação 4.1}$$

Logo, no cenário em estudo, o ganho financeiro do ponto de vista da CESP, na reconversão de cada kg de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica, para o caso da UHE de Porto Primavera, é de 3,05 R\$. kg⁻¹. Este número representa o ganho financeiro para que o valor da venda da energia elétrica gerada pela célula a combustível seja de 0,192 R\$. kWh⁻¹.

4.1.2 Ganho financeiro na venda do H₂ para postos de combustível

Para discutir o grau de competitividade do hidrogênio eletrolítico com a gasolina, o etanol, o gás natural veicular (GNV) e o diesel, alguns fatores devem ser considerados, os quais encontram-se no Quadro 4.2, que também apresenta o valor final do custo do quilômetro rodado para cada combustível, calculado a partir da Equação 3.2, com base na média de preços disponibilizados na ANP para o Estado de São Paulo e consumo do veículo leve e ônibus, disponível na literatura.

Preço do combustível (SP) ⁸		Autonomia do veículo leve (INMETRO, 2019) e do ônibus ANTP (2017)		Valor do km rodado
Gasolina	3,98 R\$. L ⁻¹	Modelo Onyx	12,80 km. L ⁻¹	$C_g = \frac{3,98 \text{ (R$. L}^{-1}\text{)}}{12,80 \text{ (km. L}^{-1}\text{)}} = 0,31 \text{ R$. km}^{-1}$
Etanol	2,66 R\$. L ⁻¹	Modelo Onyx	8,70 km. L ⁻¹	$C_e = \frac{2,66 \text{ (R$. L}^{-1}\text{)}}{8,70 \text{ (km. L}^{-1}\text{)}} = 0,31 \text{ R$. km}^{-1}$
GNV	3,05 R\$. m ⁻³	Veículo leve	13,00 km. m ⁻³	$C_G = \frac{3,05 \text{ (R$. m}^{-3}\text{)}}{13,00 \text{ (km. m}^{-3}\text{)}} = 0,23 \text{ R$. km}^{-1}$
Diesel	3,21 R\$. L ⁻¹	Média do ônibus padrão	2,1 km. L ⁻¹	$C_D = \frac{3,21 \text{ (R$. L}^{-1}\text{)}}{2,1 \text{ (km. L}^{-1}\text{)}} = 1,53 \text{ R$. km}^{-1}$

Quadro 4.2: Custo do km rodado para os combustíveis em São Paulo

Fonte: Elaborado pela autora

Com estes resultados são calculados os ganhos financeiros com a venda do H₂ para postos de combustível, apresentado nas Equações 4.2, 4.3 e 4.4.

Assim, com relação ao preço praticado da gasolina, é de 27,90 R\$.kg⁻¹, conforme Equação 4.2:

⁸ Valores para o dia 17/04/20. Disponível em < http://preco.anp.gov.br/include/Resumo_Mensal_Estado.asp >

$$G_{fv-g} = 100(\text{km. kg}^{-1}) \times 0,31 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 27,90 \quad \text{Equação 4.2}$$

Esse é o mesmo valor encontrado com relação ao etanol, uma vez que esse combustível possui o mesmo preço por quilômetro rodado que a gasolina, conforme apresentado no Quadro 4.2.

Já com relação ao GNV, o ganho financeiro com a venda de H₂ para postos é de 20,70 R\$.kg⁻¹, Equação 4.3:

$$G_{fv-G} = 100(\text{km. kg}^{-1}) \times 0,23 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 20,70 \quad \text{Equação 4.3}$$

Com o diesel, o ganho financeiro com a venda de H₂ para postos é de 15,29 R\$.kg⁻¹, conforme Equação 4.4:

$$G_{fv-d} = 11,11 (\text{km. kg}^{-1}) \times 1,53 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 15,29 \quad \text{Equação 4.4}$$

4.1.3 Comparativo do ganho financeiro

O comparativo da viabilidade entre as opções de usar o gás armazenado nas UHEs para produzir eletricidade para a rede, através do seu uso na célula a combustível, ou vendê-lo para postos de combustível, foi estabelecido através da relação da Equação 3.4, com relação à gasolina, ao etanol, GNV e diesel e são apresentados nas Equações 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8, respectivamente.

$$C_{G_{f-g}} = \frac{27,90}{3,05} = 9,1 \quad \text{Equação 4.5}$$

$$C_{G_{f-e}} = \frac{27,90}{3,05} = 9,1 \quad \text{Equação 4.6}$$

$$C_{G_{f-G}} = \frac{20,70}{3,05} = 6,8 \quad \text{Equação 4.7}$$

$$C_{G_{f-d}} = \frac{15,29}{3,05} = 5,0 \quad \text{Equação 4.8}$$

Logo, através dos cálculos, foi possível observar que, para a CESP, que tem H_2 armazenado, vendê-lo para postos combustíveis é economicamente o melhor cenário, entre 5 a 9 vezes mais vantajoso do que reconvertê-lo em eletricidade. Os valores 5 e 9 neste caso representam as margens que a empresa possui para ajustar os custos de produção, O&M etc., que não foram considerados neste estudo. No entanto, estes valores apontam para a empresa de energia uma nova possibilidade para o uso do gás, que em princípio seria utilizado apenas para reconversão em energia e injeção na rede.

4.1.4 Frota a ser atendida pelo H_2 armazenado

Como descrito no Capítulo 2, no cenário da produção anual de H_2 pela UHE Porto Primavera de aproximadamente 680 milhões de Nm^3 ($61,1 \times 10^6$ kg H_2), assumindo-se que um veículo no Estado de São Paulo percorre anualmente 22.000 km e que um FCEV consumiria anualmente 220 kg de hidrogênio, seria possível abastecer aproximadamente 278 mil veículos leves, o que corresponde a 1,5% da frota total de veículos do Estado de São Paulo, que segundo dados do IBGE (2019), era de 18.230.138, e toda a frota do município de Rosana, que corresponde 0,03 % do Estado de São Paulo, conforme observado na Figura 4.1.

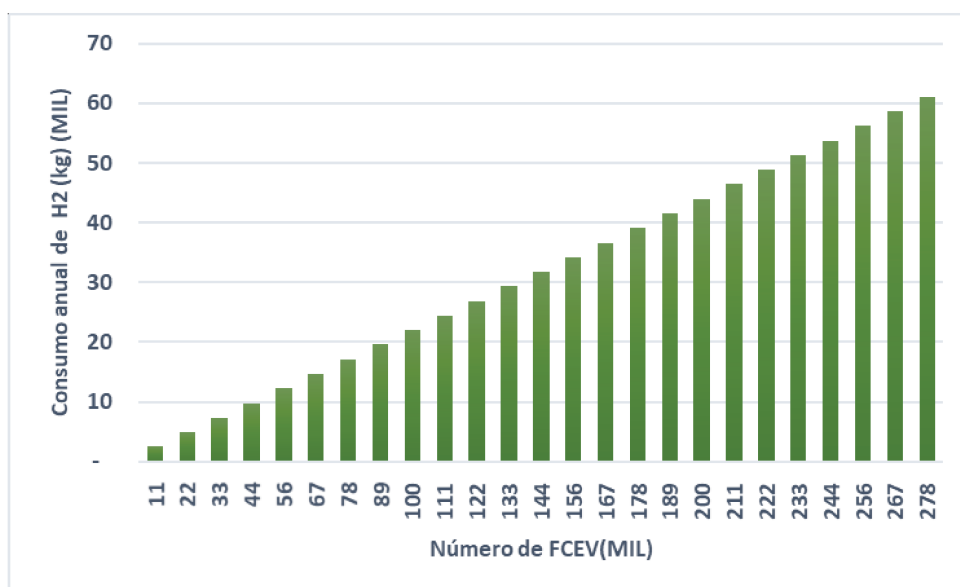


Figura 4.1: Potencial do número de veículos leves que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Porto Primavera

Fonte: Elaborado pela autora

No caso dos FCEBs, sabendo que o consumo anual é de 6.480 kg H₂ e que em média a distância anual percorrida é de 72.000 km, seria possível abastecer 9.431 ônibus, suficiente para abastecer toda frota de ônibus do município de Rosana e 5,9% da frota do Estado de São Paulo, considerando que a frota é de 159.712, segundo dados do IBGE (2019).

Na figura 4.2 é possível verificar, portanto, o potencial do suprimento de novos ônibus com célula a combustível a hidrogênio.

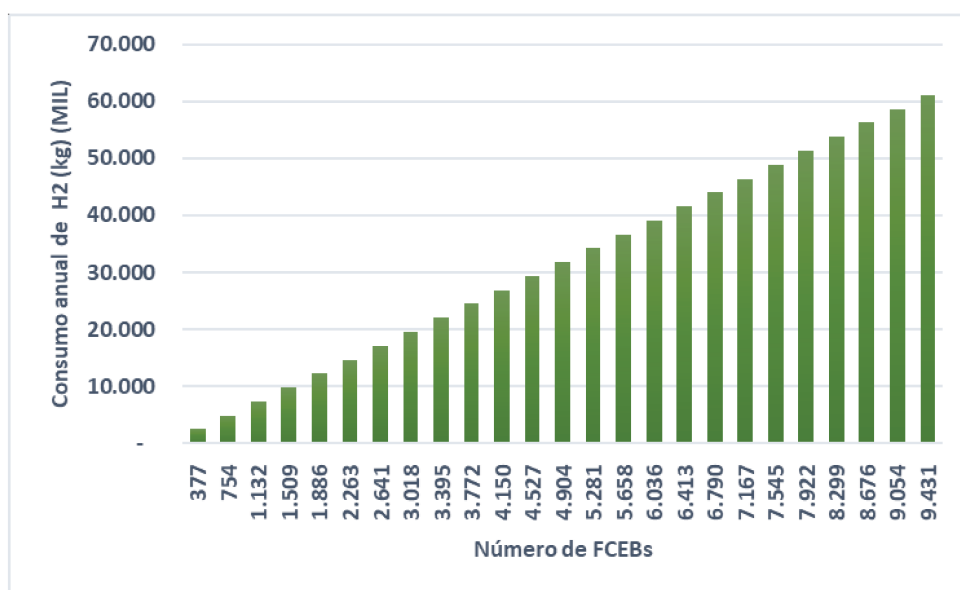


Figura 4.2: Potencial do número de ônibus que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Porto Primavera

Fonte: Elaborado pela autora

Assim, a CESP, na UHE Porto Primavera, possui diferentes disponibilidades de hidrogênio, considerando que parte da produção poderá também ser destinada ao suprimento da rede, além de atender diferentes frotas de veículos, conforme ilustrado nas figuras apresentadas.

4.2 UHE Itumbiara

4.2.1 Ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica

Analogamente ao apresentado no projeto na UHE Porto Primavera, e a partir da relação da Equação 3.1, foi obtido o ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade do

hidrogênio armazenado na UHE de Itumbiara, adotando-se os valores mostrados no Quadro 4.3 e apresentada na Equação 4.9.

Parâmetro	Fator utilizado
Poder Calorífico Superior do H ₂ (PCS _{H₂})	141,8 MJ.kg ⁻¹ = 39,39 kWh.kg ⁻¹
Eficiência da célula a combustível (η_{CaC})	40,3%
Custo da energia elétrica (C _e)	201,00 R\$.MWh ⁻¹ = 0,20 R\$. kWh ⁻¹

Quadro 4.3: Parâmetros para o cálculo do ganho financeiro na reconversão de H₂ em eletricidade na UHE Itumbiara

Fonte: Elaborado pela autora

$$G_{fe} = 39,39(\text{kWh.kg}^{-1}) \times 0,403 \times 0,20(\text{R}\$. \text{kWh}^{-1}) = 3,17 \text{ R}\$. \text{kg}^{-1} \quad \text{Equação 4.9}$$

Assim, no cenário em estudo, o ganho financeiro, sob a ótica da empresa de energia Furnas, na reconversão de H₂ em eletricidade e injeção na rede elétrica é de 3,17 R\$. kg⁻¹. Este número representa o ganho financeiro para que o valor da venda da energia elétrica gerada pela célula a combustível seja de 0,20 R\$. kWh⁻¹.

4.2.2 Ganho financeiro na venda do H₂ para postos de combustível

A partir da Equação 3.2 foi calculado o custo do quilômetro rodado para a gasolina, etanol e diesel, com base na média de preços praticados obtidos pela ANP para o Estado de Goiás e consumo do veículo leve e ônibus, disponível na literatura. Os resultados são apresentados no Quadro 4.4.

Preço do combustível (GO)		Autonomia do veículo leve (INMETRO, 2019) e do ônibus ANTP (2017)		Valor do km rodado
Gasolina	4,20 R\$. L ⁻¹	Modelo Onyx	12,80 km. L ⁻¹	$C_g = \frac{4,20 (\text{R}\$. \text{L}^{-1})}{12,80 (\text{km. L}^{-1})} = 0,33 \text{ R}\$. \text{km}^{-1}$
Etanol	2,77 R\$. L ⁻¹	Modelo Onyx	8,70 km. L ⁻¹	$C_e = \frac{2,77 (\text{R}\$. \text{L}^{-1})}{8,70 (\text{km. L}^{-1})} = 0,32 \text{ R}\$. \text{km}^{-1}$
Diesel	3,35 R\$. L ⁻¹	Média do ônibus padrão	2,1 km. L ⁻¹	$C_D = \frac{3,35 (\text{R}\$. \text{L}^{-1})}{2,1 (\text{km. L}^{-1})} = 1,60 \text{ R}\$. \text{km}^{-1}$

Quadro 4.4: Custo do km rodado para os combustíveis em Goiás

Fonte: Elaborado pela autora

Com estes resultados são calculados os ganhos financeiros com a venda do H₂ para postos de combustível, definidos a partir da Equação 3.3, considerando a autonomia do FCEV e do FCEB, o custo do km rodado para outros combustíveis e a taxa de desconto referente a transmissão com a venda do gás para o posto. Neste sentido, o ganho financeiro com a venda de H₂ para postos com relação ao preço praticado da gasolina é de 29,70 R\$.kg⁻¹, conforme Equação 4.10:

$$G_{fv-g} = 100(\text{km. kg}^{-1}) \times 0,33 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 29,70 \quad \text{Equação 4.10}$$

Já com relação ao etanol, o ganho financeiro com a venda de H₂ para postos é de 28,80 R\$.kg⁻¹, Equação 4.11:

$$G_{fv-e} = 100(\text{km. kg}^{-1}) \times 0,32 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 28,80 \quad \text{Equação 4.11}$$

Com o diesel, o ganho financeiro com a venda de H₂ para postos é de 16,00 R\$.kg⁻¹, conforme Equação 4.12:

$$G_{fv-d} = 11,11 (\text{km. kg}^{-1}) \times 1,60 (\text{R$. km}^{-1}) \times 0,9 = 16,00 \quad \text{Equação 4.12}$$

4.2.3 Comparativo do ganho financeiro

O comparativo da viabilidade entre a opção de vender o gás armazenado na UHE para rede, através do seu uso na célula a combustível, ou vendê-lo para postos de combustível, foi estabelecido nas relações das Equações 4.13, 4.14 e 4.15 e apresentado a seguir.

$$C_{G_{f-g}} = \frac{29,70}{3,17} = 9,4 \quad \text{Equação 4.13}$$

$$C_{G_{f-e}} = \frac{28,80}{3,17} = 9,1 \quad \text{Equação 4.14}$$

$$C_{G_{f-d}} = \frac{16,00}{3,17} = 5,05 \quad \text{Equação 4.15}$$

Assim, como no projeto na UHE Porto Primavera da CESP, os resultados também indicaram que para FURNAS, que tem H_2 armazenado, o ganho financeiro para postos combustíveis é economicamente o melhor cenário, entre 5 a 9 vezes mais vantajoso do que reconvertê-lo em eletricidade, no melhor cenário. Os valores 5 e 9 neste caso representam as margens que a empresa tem para ajustar os custos de produção, O&M etc., que não foram considerados neste estudo. Estas margens de operação para gasolina, etanol e diesel indicam um mercado nacional que pode ser seguro para essa atividade econômica. Assim, estes valores apontam para a empresa de energia uma nova possibilidade para o uso do gás, que em princípio seria utilizado apenas para reconversão em energia e injeção na rede.

4.2.4 Frota a ser atendida pelo H_2 armazenado

Para o caso da UHE Itumbiara, considerou-se o cenário proposto pelo estudo de Furtado Jr. (2019b), apresentado no Capítulo 2, com a hipótese de uma produção constante durante um ano de aproximadamente 3,5 bilhões de Nm^3 ($3,1 \times 10^8$ kg H_2). Assim, nesse cenário é possível suprir uma frota de até 1,4 milhões de veículos leves. Como no caso de Porto Primavera, considerando que parte do hidrogênio poderá ser destinado à produção de energia elétrica, diferentes frotas poderão ser atendidas, tendo em vista a relação da produção anual / consumo anual do veículo, conforme a Figura 4.3.

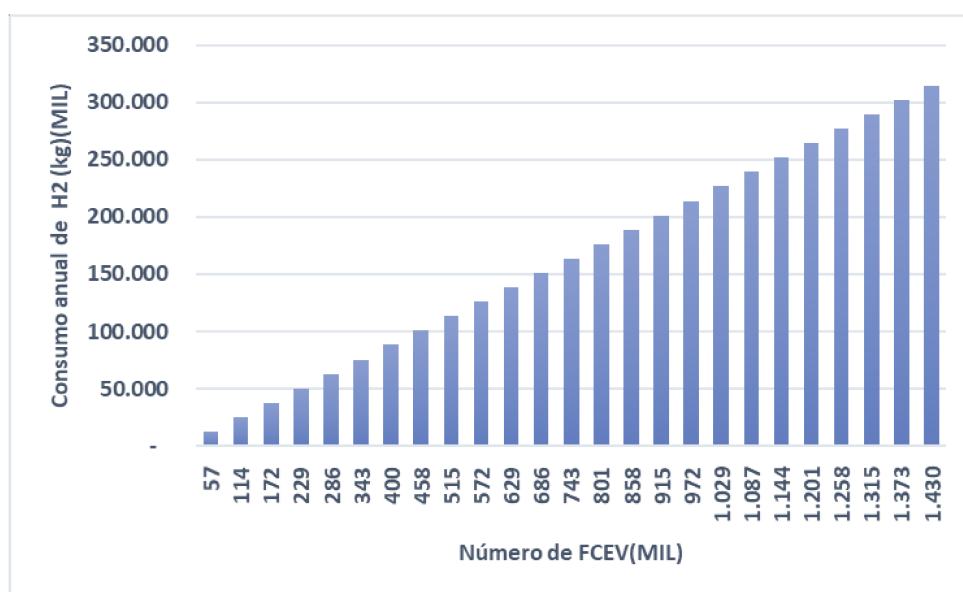


Figura 4.3: Potencial do número de veículos leves que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Itumbiara

Fonte: Elaborado pela autora

Neste sentido, sabendo-se que a frota de veículos leves no Estado de Goiás em 2019, segundo o IBGE (2019), era de 1.845.838, neste cenário será possível suprir aproximadamente 78 % da frota total de veículos leves do Estado de Goiás e toda frota do município de Itumbiara, que corresponde a 2,1% da frota do Estado.

No caso dos FCEBs, sabendo que o consumo anual é de 6.480 kg H₂ e que em média a distância percorrida é de 72.000 km, seria possível abastecer uma frota de 48.541 ônibus. Considerando que no Estado de Goiás a frota de ônibus é de 23.088, segundo dados do IBGE (2019), seria possível suprir toda frota do Estado e do município de Itumbiara.

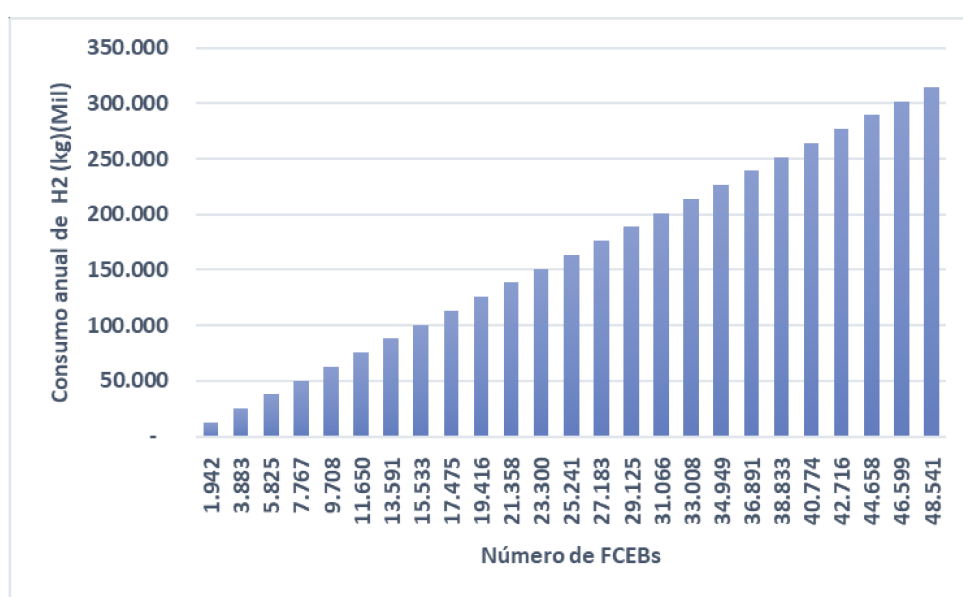


Figura 4.4: Potencial do número de ônibus que podem ser abastecidos no cenário de produção máxima na UHE Itumbiara

Fonte: Elaborado pela autora

Assim como para a UHE Porto Primavera, Furnas, na UHE Itumbiara, possui diferentes disponibilidades de hidrogênio, onde neste cenário poderá destinar parte da produção ao suprimento da rede, além de atender diferentes frotas de veículos, conforme ilustrado nas Figuras 4.3 e 4.4.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

O hidrogênio proveniente de fontes renováveis tem o potencial técnico de canalizar grandes quantidades de eletricidade renovável para setores onde a descarbonização é difícil. Quando alimentados por hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis, os veículos elétricos com célula a combustível (FCEVs) são uma opção de mobilidade de baixo carbono em grandes centros, quando comparados com veículos convencionais.

Neste sentido, este estudo partiu da hipótese de elevada produção e/ou baixa demanda de energia elétrica, o hidrogênio que foi produzido e já está armazenado nas UHEs Itumbiara e Porto Primavera, além de suprir a rede quando necessário, poderia ter um uso final diferente e diversificado, como no setor de transporte (veículos leves e ônibus), contribuindo para uma utilização mais eficiente das fontes energéticas instaladas nas usinas. Neste estudo foi indicado o potencial ganho pelas empresas de energia CESP e FURNAS com a venda do H₂ para postos de combustível através de análises de primeira ordem, logo o dimensionamento dos equipamentos e o custo de produção do H₂ não foi o foco deste estudo.

5.1 Conclusões

A análise dos resultados obtidos indicou que, do ponto de vista financeiro, para as companhias CESP e FURNAS, que possuem hidrogênio armazenado, vender o gás para postos como combustível veicular é uma opção mais interessante do que reconverter-lo em eletricidade. A análise competitiva do hidrogênio eletrolítico com relação à gasolina, ao etanol, ao GNV e diesel nos dois locais (Rosana-SP e Itumbiara-GO), pressupôs que o hidrogênio seria vendido a um preço equivalente ao destes combustíveis por quilômetro rodado.

No cenário analisado neste estudo, mostrou-se que hoje, em princípio, seria possível o hidrogênio eletrolítico armazenado nas UHE competir com os demais combustíveis automotivos, desde que considerada sua viabilidade no armazenamento de energia elétrica (reconversão em eletricidade). No entanto, haveria a necessidade de investimentos em infraestrutura de transporte do gás e reabastecimento dos veículos, além, é claro, de frotas de veículos leves e ônibus a hidrogênio (FCEV e FCEB). Também a questão dos impostos aplicados sobre os combustíveis emerge como relevante, que afeta a posição competitiva do hidrogênio eletrolítico.

Fazendo uma análise em primeiro grau, do ponto de vista técnico, os valores encontrados indicam a possibilidade de suprimento de toda frota do município de Rosana e até 1,5 % da frota total de veículos do Estado de São Paulo com o H_2 armazenado pela UHE Porto Primavera. Já na UHE Itumbiara, no cenário de instalação máxima de 42 milhões de painéis fotovoltaicos, supriria uma frota de 1,4 milhões de veículos, o que corresponde a toda frota da cidade de Itumbiara e até 78 % da frota do Estado de Goiás.

É interessante notar que a venda da energia elétrica à rede é mais vantajosa para a UHE de Itumbiara ($201,00 \text{ R}\$.MWh^{-1}$) do que para a UHE de Porto Primavera ($192,35 \text{ R}\$.MWh^{-1}$), mas, devido aos maiores preços dos combustíveis convencionais no Estado de Goiás do que no Estado de São Paulo, a destinação do hidrogênio ao setor automotivo para veículos leves é mais vantajosa para a UHE de Itumbiara.

Diante do apresentado, pode-se concluir que os objetivos gerais e específicos dessa dissertação foram alcançados, já que se buscou fazer uma análise preliminar do ganho financeiro da utilização do hidrogênio eletrolítico produzido nas Usinas Hidrelétricas de Itumbiara e Porto Primavera, a partir da energia solar fotovoltaica, em veículos leves com célula a combustível. Esse combustível estaria disponível em períodos de elevada produção de eletricidade e/ou baixa demanda da rede. Também foram obtidas as frotas de veículos leves e ônibus que podem ser abastecidos utilizando a máxima produção de hidrogênio das usinas, identificando as logísticas e infraestrutura dos postos para o uso desse hidrogênio em frotas veiculares.

Os resultados mostraram que há uma margem de operação elevada, tanto para a análise aprofundada da vantagem econômica do uso veicular do hidrogênio, como das dimensões das frotas de veículos que poderão ser supridas, indicando um mercado seguro para essa atividade econômica. Evidentemente que as duas opções, de reconversão em eletricidade e uso veicular, podem ser complementares, ou seja, fornecerem flexibilidade econômica às empresas envolvidas, que poderão escolher a alternativa mais vantajosa a cada momento, respeitando eventuais contratos de fornecimento. Outra maneira de se utilizar dessa larga margem favorável ao uso automotivo do hidrogênio é ofertá-lo a preços por quilômetro mais baixos que os dos combustíveis convencionais, importando em uma vantagem econômica aos FCEVs e FCEBs, que os tornariam mais competitivos economicamente, em vista de seu preço atual mais elevado.

As vantagens apontadas neste trabalho reforçam a principal característica do uso energético do hidrogênio, a saber, seu uso como vetor energético. Se por um lado esse energético não se apresenta hoje como o meio mais eficaz e econômico para o armazenamento

de energia elétrica em grandes quantidades, certamente a possibilidade de seu uso automotivo, inviável a outras tecnologias de armazenamento, lhe garante um lugar de destaque nas análises comparativas atualmente em curso em todo mundo.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

No sentido de aprofundar a discussão sobre a introdução do hidrogênio no setor de transportes no Brasil, em especial nos projetos em estudo, alguns outros estudos podem ser sugeridos, tais como:

- Detalhar a logística de distribuição do H_2 até os postos de combustíveis a partir de uma planta central de produção;
- Realizar uma análise das emissões de CO_2 evitadas, considerando o ciclo de vida do FCEVs e fazendo um comparativo com os ciclos de vida do veículo com motor a combustão interna, já que desde a fabricação eles levam alguns componentes diferenciados aos dos veículos a combustão interna;
- Realizar uma análise da utilização do *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO) nos veículos que utilizam diesel como combustível a partir da infraestrutura da UHE e do H_2 que está armazenado;
- Estudar as questões regulatórias e comerciais envolvidas em toda a logística de geração e distribuição no contexto nacional, para maximizar a posição competitiva do hidrogênio eletrolítico.

REFERÊNCIAS

AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme) (2019), “**AFC TCP Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets**”, provided to IEA by AFC TCP.

ÁLVARES JR, O. M.; LINKE, R. R. A. **Metodologia simplificada de cálculos das emissões de gases de efeito estufa de frotas de veículos no Brasil**. PDF, 2002.

ALMEIDA, M. Veja se compensa converter o seu carro para GNV: 2018. **Revista Exame**. Disponível em <<https://exame.abril.com.br/seu-dinheiro/veja-se-compensa-converter-o-seu-carro-para-gnv/>> Acesso em mar. 2020.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Chamada N° 022/2018 Projeto Estratégico: “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”**. Brasília: [s.n.], 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Chamada nº 021/2016 - Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro”**. p. 23, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/>.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis**. Disponível em <http://preco.anp.gov.br/include/Resumo_Por_Municipio_Index.asp>

ANTP, Associação Nacional dos Transportes Públicos. **Custos dos serviços de transporte público por ônibus: instruções práticas**. São Paulo: ANTP, 2017. 140 p.

ARAÚJO, P. D. O uso energético do hidrogênio produzido por fontes renováveis para aplicação veicular no contexto do mecanismo de desenvolvimento limpo: estudo de caso na cidade de São Paulo. **Tese**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2008.

ATKINS, P.; JONES, L. **Princípios de química: questionando a vida moderna e o meio ambiente**. Trad. Ignez Caracelli. Bookman. Porto Alegre, 2001.

BASE, Energia Sustentável. **Barbosa & Barbosa**. 2019. Disponível em <<http://basengenharia.com.br/base/>>

BARBOUR, E. **Energy Storage Technologies [Online]**. 2018. Disponível em <http://energystoragesense.com/energy-storage-technologies/>

CAMPANHOLO, T. R. **Metodologia para estimativa das emissões evitadas de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica a partir do hidrogênio eletrolítico obtido através da energia vertida turbinável** / Tatiane Regina Campanholo. – Campinas, SP: [s.n.], 2016.

CARMO, M. et al. A comprehensive review on PEM water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 12, p. 4901–4934, 2013.

CASTELLAN, G. W. **Físico-Química**; tradução de Luiz Carlos Guimarães, Livros Técnicos e Científicos, v1. Rio de Janeiro, 1978.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, (CGEE). **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025**. . Brasília: [s.n.], 2010.

CHIC, Clean Hydrogen in European Cities – **Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution, Key Facts, Results, Recommendations**, 2016

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO, (CESP). **Relatório Anual da Administração - 2018**. Disponível em <<http://empresaspublicas.imprensaoficial.com.br/balancos/cesp/cesp2019.pdf>> Acesso em abr. 2020.

DELOITTE CHINA. Fueling the Future of Mobility. **Hydrogen and fuel cell solutions for transportation**. Vol. 1, 2020.

DUTTA, S. A review on production, storage of hydrogen and its utilization as an energy resource. **Journal of Industrial and Engineering Chemistry**, v. 20, n. 4, p. 1148–1156, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jiec.2013.07.037>>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2018**: Ano base 2017. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>.

EHSANI, M. G., EMADI, A.; GAO, Y. **Modern Eletric, Hybrid Eletric, and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, theory, and Design**. 2 nd. ed. CRC, 2010.

EUDY, L.; POST, M. **Fuel Cell Buses in U.S.Transit Fleets: Current Status 2018**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5400-72208. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72208.pdf>.

FCHEA, Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (2019). **Unlocking the Potential of Hydrogen Energy Storage**. Disponível em < <http://www.fchea.org/in-transition/2019/7/22/unlocking-the-potential-of-hydrogen-energy-storage>>

FCH JU, The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2015). **Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe**. Disponível em <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:nGEM12DX_ukJ:https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/150909_FINAL_Bus_Study_Report_OUT_0.PDF+&cd=2&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=opera>

FCH JU, The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2017). **New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots**. Disponível em <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:fAhzYtm59H0J:newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2017/03/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=opera>

FENABRAVE, Federação Nacional Distribuição Veículos Automotores. **Relatório dos veículos mais vendidos**, 2019. Disponível em <
<http://www.fenabrave.org.br/portal/conteudo/view/14532>>

FUEL CELL BUSES. Project Information the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. **About fuel cell electric buses** (2020a). Disponível em <
<https://www.fuelcellbuses.eu/wiki/fuel-cell-electric-buses-fuel-cell-electric-buses/about-fuel-cell-electric-buses>>

FUEL CELL BUSES. Project Information the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. **Demo's in Europe** (2020b). Disponível em < <https://www.fuelcellbuses.eu/category/demos-europe-0>>

FUHS, A. **Hybrid Vehicles**: and the Future of Personal Transportation. CRC Press, 2008. 135-136 p.

FURNAS (2019). **Usina de Itumbiara - 2.082 MW**. Usina de Itumbiara <
<http://www.furnas.com.br/subsecao/121/usina-de-itumbiara---2082-mw>>

FURTADO JR, J. C. et. al. Sizing of a hydrogen electric energy storage system associated with hydro and solar power generation. **Anais..Hypothesis XIV**, abr. 2019a.

FURTADO JR, J. C. et. al. Sistemas de armazenamento de energia na forma de hidrogênio para a geração elétrica. **Conferência Armazenamento Energético em Geração Distribuída**, jun. 2019b.

FURTADO JR, J. C. et. al. Integração da geração hidroelétrica e solar fotovoltaica através de um sistema de armazenamento de energia elétrica a hidrogênio junto à UHE Itumbiara. **Anais.. XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, nov. 2019c.

GODOY, G. A. R. Rodovia do hidrogênio Brasil - Paraguai: estudo técnico, econômico e ambiental. 2013. 163 p. **Tese** (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP. Disponível em:
 <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/264135>>.

GARCHE, J. et al.: **Encyclopedia of electrochemical power sources**. vol. 2 (Fuel Cells). Boston, MA: Elsevier, 2009. ISBN 978-0-444- 52093-7.

HARDMAN, S.; TAL, G. Who are the early adopters of fuel cell vehicles? **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 43, n. 37, p. 17857–17866, 2018. Disponível em:
 <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.006>>.

HYDROGEN COUNCIL. **How hydrogen empowers the energy transition**. Hydrogen Europe. [S.l: s.n.], 2017a.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen scaling up : A sustainable pathway for the global energy transition**. Hydrogen Council, n. November, p. 80, 2017b. Disponível em:
 <www.hydrogencouncil.com>.

HYDROGEN EUROPE. **Refueling stations**. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <<https://hydrogeneurope.eu/refueling-stations>>

HYUNDAI. **2019 Nexo: Features & Specifications**. Disponível em: <<https://www.hyundaiusa.com/nexo/specifications.aspx>>.

HONDA. **Honda Clarity Fuel Cell Specifications & Features 2019**. Disponível em: <<https://hondanews.com/en-US/releases/2019-clarity-fuel-cell-specifications-features>>.

IBGE CIDADES. **Rosana**. Disponível em <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/rosana/panorama>> Acesso em mai. 2020.

IBGE CIDADES. **Itumbiara**. Disponível em <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/go/itumbiara/panorama>> Acesso em mai. 2020.

IEA, International Energy Agency. Hydrogen Technology Collaboration Program (TCP). **Global Trends and Outlook for Hydrogen**. . [S.l: s.n.], 2017.

IEA, International Energy Agency. **Hydrogen Tracking Clean Energy Progress**. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen/>>.

IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen: seizing today's opportunities**. [S.l: s.n.], 2019a. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>>.

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Classificação quanto a Redução da Emissão de Poluentes (NMHC-CO-NOx) relativa aos Limites do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores - PROCONVE. PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM - PBE**, 2019.

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

IVY, J. **Summary of Electrolytic Hydrogen Production**. NREL – National Renewable Energy. Laboratory, Milestone Completion Report, 2004.

KAUZMANN, W., **Teoria Cinética de los Gases**, Editorial Reverté, S. A ., Barcelona, 1970.

LEHNER, M.; TICHLER, R.; STEINMULLER, H.; KOPPER, M. Power-to-Gas: technology and business models. **Springer Briefs in Energy** (2014)

LI, M. et al. Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 21, p. 10677–10693, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.208>>.

LOTOTSKYY, M. V. et al. Metal hydride hydrogen compressors: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 39, n. 11, p. 5818–5851, 2014. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.01.158>>.

MAYYAS, A.; MANN, M. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 18, p. 9121–9142, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.135>>.

MIRANDA, P. E. V. de; CARREIRA, E. S.; NUNES, I. G. S. Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system. **International Journal of Hydrogen Energy**. Vol.42, 2017, 13949-13959 p.

MORI, D.; HIROSE, K. Recent challenges of hydrogen storage technologies for fuel cell vehicles. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 10, p. 4569–4574, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.115>>.

MOYA, J. R. G. Nanotubos de TiO₂ Sensibilizados com Quantum Dots de CdS e suas aplicações para a Geração de Hidrogênio mediante Fotocatálise e Fotoeletrocatalise. **Tese (Doutorado)** – Universidade Federal de Pernambuco, 2016.

MURUGAN, A. et al. Measurement challenges for hydrogen vehicles. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 35, p. 19326–19333, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.190>>.

NEVES JR., N. P.; PINTO, C.S. Licensing a fuel cell bus and a hydrogen fuelling station in Brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**. Vol. 38, Ed. 19, 2013, p. 8215-8220.

ONU, Organização das Nações Unidas. **Adoção do Acordo de Paris**. . [S.l: s.n.], 2015.

ONS (2019). **Resultado Histórico da operação**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília DF, 2019. Disponível em http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

OULD AMROUCHE, S. et al. Overview of energy storage in renewable energy systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 45, p. 20914–20927, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>>.

ÖZDEMİR, E. D. et al. **Project Report Alternative Transport Technologies for Megacities**. . [S.l: s.n.], 2015.

PEIGHAMBARDoust, S. J.; ROWSHANZAMIR, S. e AMJADI, M. Review of the proton exchange membranes for fuel cell applications. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2010. v. 35. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.05.017>>.

RIEDEL, V. F. **Análise técnica de um sistema de armazenamento de energia elétrica produzida por fontes renováveis utilizando sistemas de baterias e células a combustível a hidrogênio**. Dissertação (mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP: [s.n.], 2019.

RIFKIN, J. **A terceira revolução industrial**: como o poder lateral está transformando a energia, economia e mundo. São Paulo: M. Books do Brasil Editora Ltda, 2012.

ROBINIUS, M. et al. **Comparative analysis of infrastructures**: Hydrogen fueling and electricity charging of vehicles”, Energy and Environment, Vol. 408, 2018. Disponível em: <http://juser.fzjuelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf>

ROSA, A. V. da. **Processos de energias renováveis**. 3 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

ROSLI, R. E. et al. A review of high-temperature proton exchange membrane fuel cell (HT-

PEMFC) system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 14, p. 9293–9314, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.211>>.

SILVA, E. P. Da. **Fontes Renováveis de Energia - Produção de energia para um desenvolvimento sustentável**. Livraria da Física: Campinas, SP, 2014.

_____. **Introdução À Tecnologia e Economia do Hidrogênio**. Unicamp: Campinas, 1991.

SCHMIDT, O.; HAWKES, A.; GAMBHIR, A.; STAFFELL, I. The future cost of electrical energy storage based on experience curves. **Nat Energy**, 2 (2017), Article 17110. Disponível em <[10.1038/nenergy.2017.110](https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110)> Acesso em abr. 2020.

SMOLINKA, T.; FRAUNHOFER. **PEM Water Electrolysis-Present Status of Research and Development**. 2010.

STAFFELL, I. et. al. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. **Energy Environ. Sci.**, 2019,12, 463-491 < <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>>

TOYOTA. **Outline of the Mirai**, 2019. Disponível em: https://www.toyota.com/mirai/assets/modules/carpagewhatitworks/Docs/MY19_Mirai_FuelCellTech.pdf

TOYOTA. **Toyota Improves Preventive Safety Performance of "Sora" FCEV Bus in Japan**, 2019. Disponível em: <https://global.toyota/en/newsroom/toyota/28866709.html>

US DOE, United States Department of Energy. Fuel Cell R&D Overview. **Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting**, Washington, DC, 2019. Disponível em: <www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf>

US DOE, United States Department of Energy. **Energy Storage Projects**, Washington, DC, 2020. Disponível em: < <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>>

US DOE, United States Department of Energy. Energy Efficiency & Renewable Energy. **How Fuel Cells Work**, Washington, DC, s/a. Disponível em: < http://www.fueleconomy.gov/feg/fcv_PEM.shtml>

VERAS, T. da S. et al. Hydrogen: Trends, production and characterization of the main process worldwide. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 4, p. 2018–2033, 2017.

WARDS INTELLIGENCE. **FCVs on the horizon**. 2019 Technology Strategies Report. Disponível em: <<https://store.wardsintelligence.com/Media/Wards/Products/WAFUELC.pdf>>

WIETSCHER, M.; BALL, M. **The future of hydrogen – opportunities and challenges**. The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges, v. 9780521882163, n. 2, p. 613–639, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.11.014>>.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Innovation Insights Brief - 2019**. New hydrogen economy - hope or hype? [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: < <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInnovation-Insights-Brief-New->

Hydrogen-Economy-Hype-or-Hope.pdf>.

YAMASHITA, A. et al. **Development of High-Pressure Hydrogen Storage System for the Toyota “Mirai”**. SAE Technical Paper Series, v. 1, 2015.

YEH, By Sonia et al. **An integrated hydrogen scenario analysis: Impacts on transportation, energy, and air emissions**. Proc IEEE-Spec Issue: Hydrogen Economy, v. 94, n. 10, 2006.

ZENG, K.; ZHANG, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 36, n. 3, p. 307–326, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>>.

ZHANG, T. et al. A review of automotive proton exchange membrane fuel cell degradation under start-stop operating condition. **Applied Energy**, v. 223, n. April, p. 249–262, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.049>>.

ZHENG, J. et al. Experimental and numerical study on temperature rise within a 70 MPa type III cylinder during fast refueling. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 25, p. 10956–10962, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.02.053>>.

ŽIVANOVIĆ, Z. **Perspectives of application of fuel cell electric buses – some experiences from their operation**. 17 p. vol.43, N. 2, 2017, DOI: 10.24874/mvm.2017.43.02.05.

YANG C.; OGDEN J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. **International Journal of Hydrogen Energy**. 32: 268-286, 2006.