

Organização

Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara

Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting - iBEM25



Março 2025
25 a 27
Centro de Convenções
Salvador | Bahia | Brasil

Organização
Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara

Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting - iBEM25



**Março
25 a 27**
2025
Centro de Convenções
Salvador | Bahia | Brasil

Editora chefe

Prof^a Dr^a Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira Scheffer

Assistente editorial

Flávia Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Nataly Evilin Gayde

Thamires Camili Gayde

Vilmar Linhares de Lara Junior

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Yago Raphael Massuqueto Rocha

2025 by Atena Editora

Copyright © 2025 Atena Editora

Copyright do texto © 2025, o autor

Copyright da edição © 2025, Atena

Editora

Os direitos desta edição foram cedidos
à Atena Editora pelo autor.

Open access publication by Atena
Editora



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob a Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0).

A Atena Editora mantém um compromisso firme com a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, assegurando que os padrões éticos e acadêmicos sejam rigorosamente cumpridos. Adota políticas para prevenir e combater práticas como plágio, manipulação ou falsificação de dados e resultados, bem como quaisquer interferências indevidas de interesses financeiros ou institucionais. Qualquer suspeita de má conduta científica é tratada com máxima seriedade e será investigada de acordo com os mais elevados padrões de rigor acadêmico, transparência e ética.

O conteúdo da obra e seus dados, em sua forma, correção e confiabilidade, são de responsabilidade exclusiva do autor, não representando necessariamente a posição oficial da Atena Editora. O download, compartilhamento, adaptação e reutilização desta obra são permitidos para quaisquer fins, desde que seja atribuída a devida autoria e referência à editora, conforme os termos da Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0).

Os trabalhos nacionais foram submetidos à avaliação cega por pares realizada pelos membros do Conselho Editorial da editora, enquanto os internacionais foram avaliados por pareceristas externos. Todos foram aprovados para publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting -
iBEM25

Organizadores: Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara
Revisão: Os autores
Diagramação: Thamires Camili Gayde
Capa: Yago Raphael Massuqueto Rocha
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

A532 Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting - iBEM25 / Organizadores Nicolás Honorato Cavadas, Roberto José Batista Câmara. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2025.

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-258-3552-5
DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.525250107>

1. Feiras de ciência. I. Cavadas, Nicolás Honorato (Organizador). II. Câmara, Roberto José Batista (Organizador). III. Título.

CDD 607.23

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
+55 (42) 3323-5493
+55 (42) 99955-2866
www.atenaeitora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

DECLARAÇÃO DO AUTOR

Para fins desta declaração, o termo 'autor' é utilizado de forma neutra, sem distinção de gênero ou número, salvo indicação em contrário. Da mesma forma, o termo 'obra' refere-se a qualquer versão ou formato da criação literária, incluindo, mas não se limitando a artigos, e-books, conteúdos on-line, acesso aberto, impressos e comercializados, independentemente do número de títulos ou volumes. O autor desta obra declara, para todos os fins, que: 1. Não possui qualquer interesse comercial que constitua conflito de interesses em relação à publicação; 2. Participou ativamente da elaboração da obra; 3. O conteúdo está isento de dados e/ou resultados fraudulentos, todas as fontes de financiamento foram devidamente informadas e dados e interpretações de outras pesquisas foram corretamente citados e referenciados; 4. Autoriza integralmente a edição e publicação, abrangendo os registros legais, produção visual e gráfica, bem como o lançamento e a divulgação, conforme os critérios da Atena Editora; 5. Declara ciência de que a obra será publicada sob a Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0), a qual permite o compartilhamento, armazenamento, reprodução, adaptação e disponibilização em repositórios digitais e outras plataformas, desde que sejam devidamente atribuídos a autoria e os créditos à editora; 6. Assume total responsabilidade pelo conteúdo da obra, incluindo originalidade, veracidade das informações, opiniões expressas e eventuais implicações legais decorrentes da publicação.

DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação está licenciada sob a Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0), que permite copiar, distribuir, exibir, executar, adaptar e criar obras derivadas para quaisquer fins, inclusive comerciais, desde que sejam atribuídos os devidos créditos ao(s) autor(es) e à editora. Trata-se de uma forma alternativa de licenciamento autorizada pela Lei de Direitos Autorais (Lei nº 9.610/98), adotada com base nos princípios do acesso aberto, promovendo a livre circulação e reutilização do conteúdo acadêmico. 2. Os autores mantêm integralmente seus direitos autorais e são incentivados a divulgar esta obra em repositórios institucionais, plataformas digitais e outros meios, desde que haja a devida atribuição de autoria e menção à editora, conforme os termos da Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0). 3. A editora reserva-se o direito de disponibilizar a publicação em seu site, aplicativo e demais plataformas, bem como de comercializar exemplares impressos ou digitais, quando aplicável. Nos casos de comercialização, seja por livrarias, distribuidores ou plataformas parceiras, o repasse dos direitos autorais será efetuado conforme as condições previstas em contrato específico firmado entre as partes. 4. Em conformidade com a Lei Geral de Proteção de Dados, a editora não cede, comercializa ou autoriza o uso de dados pessoais dos autores para finalidades que não tenham relação direta com a divulgação desta obra e seu processo editorial.

Conselho Editorial

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Prof^a Dr^a Alana Maria Cerqueira de Oliveira – Instituto Federal do Acre

Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás

Prof^a Dr^a Cristina Aledi Felsemburgh – Universidade Federal do Oeste do Pará

Prof. Dr. Diogo Peixoto Cordova – Universidade Federal do Pampa, Campus Caçapava do Sul

Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia

Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof^a Dr^a Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará

Prof. Dr. Fabrício Moraes de Almeida – Universidade Federal de Rondônia

Prof^a Dr^a Glécilla Colombelli de Souza Nunes – Universidade Estadual de Maringá

Prof. Dr. Hauster Maximiler Campos de Paula – Universidade Federal de Viçosa

Prof^a Dr^a Iara Margolis Ribeiro – Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a Dr^a Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento – Universidade Estadual de Santa Cruz

Prof^a Dr^a Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho

Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande

Prof. Dr. Leonardo França da Silva – Universidade Federal de Viçosa

Prof^a Dr^a Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá

Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Marcos Vinicius Winckler Caldeira – Universidade Federal do Espírito Santo

Prof^a Dr^a Maria Iaponeide Fernandes Macêdo – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Prof^a Dr^a Maria José de Holanda Leite – Universidade Federal de Alagoas

Prof^a Dr^a Mariana Natale Fiorelli Fabiche – Universidade Estadual de Maringá

Prof^a Dr^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte

Prof^a Dr^a Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba

Prof^a Dr^a Priscila Natasha Kinas – Universidade do Estado de Santa Catarina

Prof^a Dr^a Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas

Prof. Dr. Rafael Pacheco dos Santos – Universidade do Estado de Santa Catarina

Prof. Dr. Ramiro Picoli Nippes – Universidade Estadual de Maringá

Prof^a Dr^a Regina Célia da Silva Barros Allil – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí

O International Brazil Energy Meeting (iBEM) é um evento internacional com foco no setor de energia do Brasil, realizado anualmente na cidade de Salvador, que reúne todas as energias sob um mesmo teto e que promove a diversificação e a integração entre as diversas fontes de energia. O Congresso Científico do iBEM é um espaço orientado para a academia, com o objetivo de dar visibilidade aos projetos de P&D com foco em energia, desenvolvidos por alunos, professores e pesquisadores oriundos de entidades nacionais e internacionais.

Nicolás Honorato Cavadas

Roberto José Batista Câmara

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1.....	1
A CONTRIBUIÇÃO DA AMÔNIA VERDE PARA A ECONOMIA DE HIDROGÊNIO: POTENCIAL, APLICAÇÕES E DESAFIOS	
Inara Faria Duarte Paulo Victor Brandão João Victor Macena Fernanda Miranda Torres Heloísa Althoff André Fonseca	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501071	
CAPÍTULO 2	10
HIDRETOS METÁLICOS PARA ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA	
João Victor Santos Macena Athus Costa Teles Inara Faria Duarte Paulo Victor Rocha Brandão Fernanda Miranda Torres Paiva Heloísa Althoff André Fonseca	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501072	
CAPÍTULO 3	21
TECNOLOGIAS E DESAFIOS NA CADEIA DE SUPRIMENTOS DE HIDROGÊNIO VERDE: UMA BREVE REVISÃO	
Yan V. S. Rodrigues Leonardo O. S. de Santana Danielly N. Araujo Heloisa Althoff André Fonseca Fernando L. P. Pessoa	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501073	
CAPÍTULO 4	32
ENERGIA EÓLICA NO ESTADO DA BAHIA: REALIDADE E PROJEÇÕES	
Lucimara Dias Carvalho Mirela Coelho Pita Roberto José Batista Câmara Samara Maria Assunção de Souza	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501074	
CAPÍTULO 5	43
PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE POR PIRÓLISE	
Amaro Olímpio Pereira Junior Silvio Carlos Anibal de Almeida Matheus Dias da Rocha	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501075	

SUMÁRIO

CAPÍTULO 6	56
UTILIZAÇÃO DA VINHAÇA PARA COGERAÇÃO DE ENERGIA: UM ESTUDO DE CASO	
Silvio Carlos Anibal de Almeida	
Jorge Bastos do Amaral	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501076	
CAPÍTULO 7	68
AÇÕES ESTRUTURANTES PARA VIABILIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO RENOVÁVEL E DE BAIXO CARBONO NO BRASIL	
Leonardo Jaime Machado Simoes	
Danielly Norberto Araujo	
Gabriel Lucas Nascimento Silva	
Filipe Malheiros Felix de Jesus	
Rodrigo Lemos Miranda	
Guilherme de Castro Figueiredo	
André Gama	
Heloisa Althoff	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501077	
CAPÍTULO 8	81
ESTUDO DE MODELOS TERMODINÂMICOS PARA DETERMINAÇÃO DA DENSIDADE DO HIDROGÊNIO E SUAS MISTURAS NO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GASES	
Matheus Pinheiro	
Alana Almeida	
Roberto J. B. Câmara	
George A. B. Câmara	
Rosana Fialho	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501078	
CAPÍTULO 9	90
UMA RETROSPECTIVA SOBRE OS ATAQUES CIBERNÉTICOS AO SETOR ELÉTRICO EM UM CENÁRIO GLOBAL E NACIONAL	
Emanuela Paranhos Lima	
Vitaly Félix Rodríguez Esquerre	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.5252501079	
CAPÍTULO 10.....	101
MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO NOVO CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE DE <i>CLUSTER</i> DOS <i>PLAYERS</i> ABERTOS DO SETOR	
Lívia Osti Gorini	
Eduardo Augusto do Rosário Contani	
 https://doi.org/10.22533/at.ed.52525010710	

CAPÍTULO 11 113

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DA PRESSÃO DE VAPOR DE PETRÓLEO:
INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Thallyta Fogaça

Vanessa Piroupo Melchior

Rodrigo Santana

Alana Almeida da Costa

Rui Lima

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.52525010711>

CAPÍTULO 12 123

PRINCIPLE AND APPLICATIONS OF MICROBUBBLE FLOODING
TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY

Li Yisong

Lyu Weifeng

Zhang Qun

Ding Bin

Wu Jiazhong

Chen Xinglong

Li Ying

Guan Modi

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.52525010712>

SOBRE OS ORGANIZADORES..... 133

CAPÍTULO 1

A CONTRIBUIÇÃO DA AMÔNIA VERDE PARA A ECONOMIA DE HIDROGÊNIO: POTENCIAL, APLICAÇÕES E DESAFIOS

Inara Faria Duarte

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Paulo Victor Brandão

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

João Victor Macena

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Fernanda Miranda Torres

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Heloísa Althoff

Petrogal, Rio de Janeiro, Brasil

André Fonseca

Galp, Lisboa, Portugal

of electrolyzers for ammonia production persist, limiting its widespread adoption. Technological advancements are essential to overcoming these barriers and unlocking green ammonia's full potential in the global market. The paper suggests that future research should focus on improving ammonia production processes, such as electrochemical synthesis, and assessing the economic feasibility of green ammonia in different regions. Additionally, integrating green ammonia into the global energy matrix could play a crucial role in decarbonizing both industrial sectors and the energy industry as a whole.

KEYWORDS: Green Ammonia, Hydrogen, Energy.

ABSTRACT: This paper presents a detailed analysis of the role of green ammonia as a key element in the hydrogen economy and the transition to a more sustainable energy matrix. The study highlights ammonia's significant advantages, such as its high energy density, ease of transport, and potential to reduce CO₂ emissions in industrial processes, making it one of the most promising hydrogen carriers. Despite these advantages, challenges related to the efficiency and cost-effectiveness

INTRODUÇÃO

A questão energética global é amplamente reconhecida como um dos principais desafios contemporâneos. De acordo com o relatório das Nações Unidas de 2024 (ONU), a população mundial atingirá 10,3 bilhões até meados da década de 2080, fato este que exerce pressão significativa sobre a demanda

por energia elétrica. Nesse contexto, caracterizado pela necessidade de transição para soluções ambientalmente sustentáveis, o hidrogênio verde desonta como uma alternativa promissora. Produzido a partir de fontes renováveis, esse vetor energético é praticamente isento de emissões de poluentes, contribuindo para a descarbonização do setor energético.

O principal desafio para o avanço do uso energético do H₂V é alcançar a competitividade com outras fontes de energia, reduzindo os custos de distribuição e produção (NOUSSAN et al., 2020; MÜLLER; ELBERT, 2022). Na distribuição do hidrogênio, os métodos convencionais de armazenamento, como por compressão e liquefação, apresentam limitações e altos gastos energéticos para manter o hidrogênio em temperaturas criogênicas ou sob pressões extremas. Dessa forma, tecnologias como o uso da amônia verde estão sendo investigadas para tornar o armazenamento de hidrogênio mais seguro e eficiente.

Além disso, um dos principais desafios para a adoção em larga escala da geração de eletricidade renovável é que os locais mais adequados para a produção de energia solar e eólica nem sempre coincidem com aqueles que têm maior demanda por eletricidade. A natureza variável da energia solar e eólica significa que a produção de energia pode ser instável, não estando disponível na quantidade necessária no momento exato, ou até se tornando excessiva quando a demanda é baixa (SILVA; PEREIRA, 2019). Nesse contexto, converter eletricidade em produtos químicos que possam ser armazenados e utilizados para gerar energia quando e onde for necessário surge como uma solução promissora.

A Figura 1 ilustra uma planta de produção de amônia que integra tanto a produção de hidrogênio por eletrólise quanto a captura de ar e separação de nitrogênio, necessárias para a reação de Haber-Bosch, resultando em NH₃ como produto. É importante destacar que atualmente 75% da produção de amônia é derivada do gás natural, enquanto a produção a partir de fontes renováveis de energia representa menos de 1% (IRENA, 2025). Dessa forma, para que a transição para a amônia verde seja viável em larga escala, são necessários mais avanços tecnológicos e investimentos no desenvolvimento dessa tecnologia.

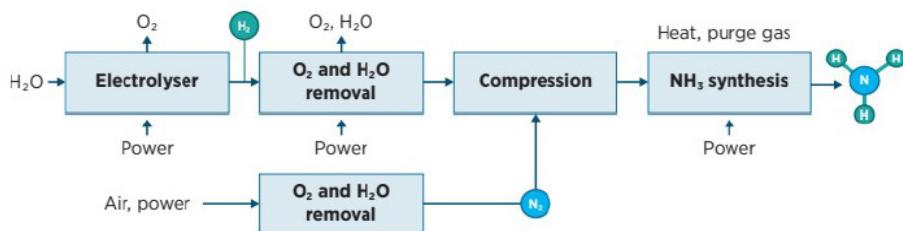


Figura 1: Diagrama de blocos de uma planta de produção de amônia a partir da eletrólise.

Fonte: Irena, 2022.

Esse artigo teve como objetivo analisar o papel da amônia verde na economia do hidrogênio, destacando suas vantagens como vetor energético, abordando também os desafios relacionados à tecnologia. Além disso, o artigo explora as perspectivas econômicas e a integração da amônia verde na matriz energética global, sugerindo a amônia (NH_3) como uma solução contribuinte para avançar na substituição dos sistemas baseados em energia de CO_2 .

METODOLOGIA

Para a elaboração desse artigo optou-se pela revisão da literatura, que envolveu análise de fontes literárias, principalmente livros e artigos científicos (Science direct, Google scholar) e publicações relacionadas ao tema (teses, dissertações), além da experiência adquirida com a execução de projeto para produção de amônia verde. Para seleção dos artigos referenciados neste artigo, foram utilizadas “hydrogen storage”, “green ammonia”, “ammonia as a hydrogen carrier” como palavras-chave, sendo apenas os artigos publicados a partir de 2015 considerados, buscando informações mais contextualizadas com o cenário energético global.

Esse tipo de método permite uma ampla descrição sobre o assunto, mas não esgota todas as fontes de informação, visto que sua realização não é feita por busca e análise sistemática dos dados. Sua importância está na rápida atualização dos estudos sobre a temática.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para atingir metas de emissões de GEE mais baixas, os países estabeleceram planos de incentivo para fazer com que a indústria de energia renovável substitua a geração de energia baseada em combustíveis fósseis por recursos renováveis. Um exemplo desses planos de incentivo é o Acordo de Paris, firmado em 12 de dezembro de 2015. O principal objetivo dele é limitar o aumento da temperatura global neste século a menos de 2 graus Celsius em relação aos níveis pré-industriais. O acordo também visa aprimorar a capacidade dos países de enfrentar os impactos das mudanças climáticas, além de garantir que os fluxos financeiros estejam alinhados com um caminho de baixas emissões de gases de efeito estufa (GEE) e maior resiliência climática (UNFCCC, 2025).

Apesar dos esforços realizados, conforme pode-se observar na Figura 2, entre os anos de 2021 e 2024, ainda ocorreram aumentos nas emissões de CO_2 geradas na queima de combustíveis, principalmente, relacionado à queima de combustíveis líquidos, que apresentou um aumento de 0,9 Gt CO_2 . Dessa forma, é necessário o desenvolvimento de tecnologias visando a descarbonização da indústria de energia.

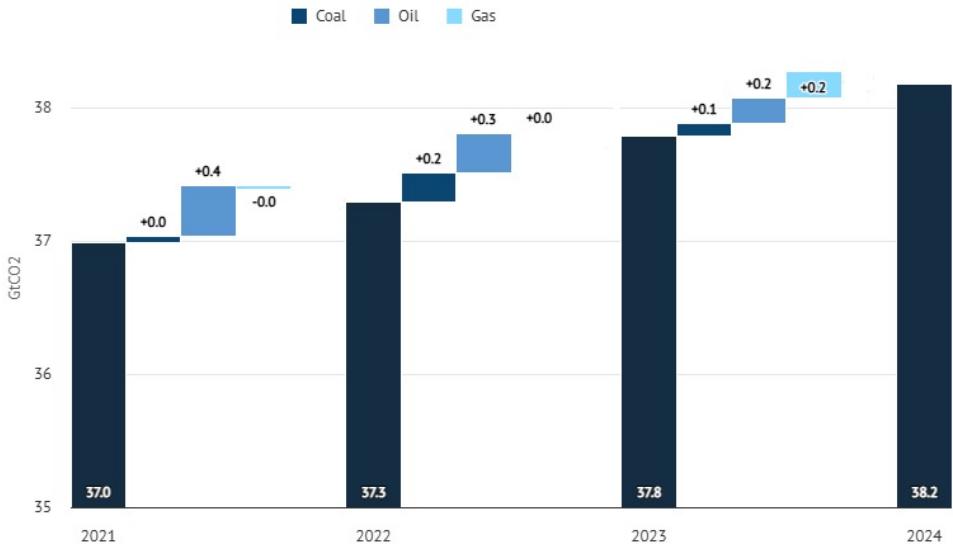


Figura 2: Variações nas emissões de CO₂ por combustíveis fósseis, 2021-2024.

Fonte: Carbon Brief, 2025.

Uma maneira de descarbonizar a indústria de energia é convertendo energia elétrica em energia química por meio da eletrólise da água para produzir hidrogênio (BARECKA; AGER, 2023). O hidrogênio pode então ser armazenado, usado em uma célula de combustível para gerar eletricidade ou queimado de forma limpa com ar para gerar calor, vapor, produzindo apenas água como subproduto. No entanto, o hidrogênio tem uma densidade extremamente baixa, mesmo quando comprimido, o que significa que sua densidade de energia em uma base volumétrica permanece distintamente abaixo do padrão para a maioria dos combustíveis líquidos, o hidrogênio também tem uma faixa muito mais ampla de concentrações nas quais permanece potencialmente explosivo.

Uma abordagem para superar as limitações de armazenamento volumétrico é o armazenamento de hidrogênio em reservatórios geológicos. Existem estudos que exploram a possibilidade de armazenar hidrogênio em cavernas salinas e outros tipos de reservatórios subterrâneos, semelhantes ao armazenamento de gás natural (HORN, 2020). Esse método pode oferecer uma solução em larga escala para o armazenamento de hidrogênio, desde que as condições geológicas sejam adequadas, como a porosidade e impermeabilidade das rochas. Entretanto, esse tipo de armazenamento apresenta desafios relacionados à segurança, principalmente devido à alta difusibilidade do hidrogênio, o que pode gerar preocupações com vazamentos ao longo do tempo (KONRAD et al., 2021).

Para isso, diversos métodos carreadores de hidrogênio estão sendo estudados, como os representados na Figura 3. O método ideal de armazenamento depende da quantidade de energia a ser armazenada, do tempo de armazenamento necessário e do custo do armazenamento.

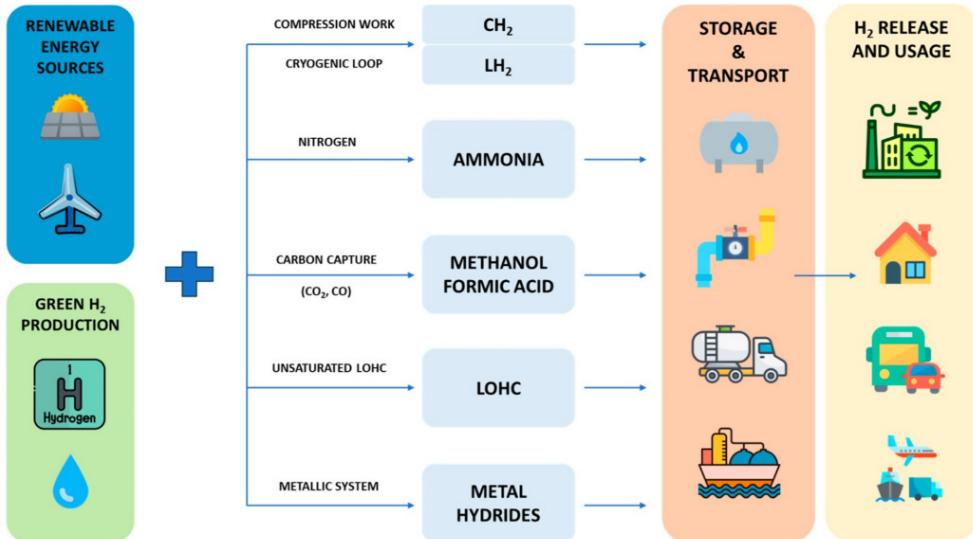


Figura 3: Métodos de armazenamento de hidrogênio.

Fonte: Clematis et al., 2025.

Na indústria química, a amônia é um composto fundamental necessário para a produção de fertilizantes à base de nitrogênio. Estima-se que, apenas em 2023, aproximadamente 240.38 Mt de amônia foram consumidos (STATISTA, 2025). Mais de 90% da amônia consumida mundialmente é fabricada a partir de nitrogênio e hidrogênio pelo processo catalítico Haber-Bosch. O hidrogênio utilizado é essencialmente produzido a partir de gás natural por reforma a vapor e o nitrogênio a partir do ar. O processo de produção demanda uma grande necessidade de energia (28–33 GJ/t NH₃) e provoca altas emissões de CO₂ (1,6 t CO₂ /t NH₃) (TOCK; MARÉCHAL; PERRENOUD, 2015).

Uma das vantagens da amônia (NH₃), é a sua capacidade de ser utilizada como um meio de armazenamento químico, sendo uma fonte de energia estável e amplamente disponível, com uma densidade de hidrogênio relativamente alta (17,8%), sendo 1,5 vezes maior do que o hidrogênio liquefeito (KOJIMA; YAMAGUCHI, 2020). A amônia também é particularmente promissora como um transportador de energia devido ao seu custo relativamente baixo, facilidade de liquefação e alta densidade energética e conforme ilustrado na Figura 4. Além disso, a infraestrutura para produção, transporte e distribuição internacional de amônia está prontamente disponível e cria menos preocupações de segurança em comparação ao hidrogênio. Estima-se que entre 25 e 30 milhares de toneladas de amônia sejam transportadas anualmente através de navios, tanques ferroviários e caminhões-tanque (IRENA; AEA, 2022).

Uma outra vantagem para uso da amônia é como carreadora de hidrogênio, uma vez que sua conversão de volta em energia pode ser alcançada sem CO₂. Esta tecnologia é versátil e não se limita à falta de recursos e espaço de armazenamento. Considerando essas tendências, o uso de eletricidade como substituto do gás natural para obtenção do hidrogênio parece ser uma alternativa atraente para a indústria de NH₃ reduzir suas emissões de CO₂, uma vez que as plantas de produção de NH₃ são responsáveis por cerca de 1,3% das emissões globais de CO₂ (IEA, 2025).

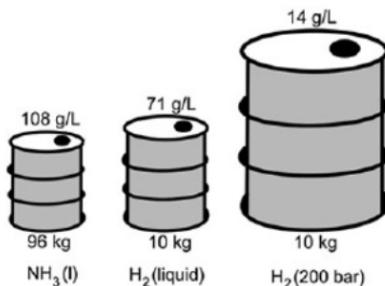


Figura 4: Densidade de armazenamento de hidrogênio.

Fonte: Macena et al., 2024.

Chehade e Dincer (2021) trazem outros benefícios de utilizar a amônia como carreadora do hidrogênio verde, como a ausência de emissões de CO₂ durante sua produção; o armazenamento de amônia em vasos de pressão de baixo custo à temperatura ambiente (NH₃ é líquido a 1000 kPa), e a resolução do problema do armazenamento de longo prazo, ao contrário das baterias que se auto descarregam após um curto período. Tradicionalmente, a amônia é utilizada como fertilizante, mas como vetor energético, pode ser usado diretamente ou pode ser decomposta em hidrogênio para uso em células de combustível, oferecendo um ciclo energético viável. A amônia pode ser empregada diretamente em processos químicos, ou convertida em eletricidade e calor em motores de combustão interna, turbinas a gás, foguetes e fornos (CHEHADE; DINCER, 2021).

Do ponto de vista econômico, Fasihi et al. (2021) fazem um estudo do potencial global da amônia verde e traz que a amônia verde poderia ser gerada nos melhores locais do mundo por uma faixa de custo de 440–630, 345–420, 300–330 e 260–290 €/t_{NH₃} em 2020, 2030, 2040 e 2050, respectivamente, para um custo de capital médio ponderado de 7%. Comparando isso com o custo médio da amônia fóssil na década de 2020, que varia entre 300–350 €/t, a amônia verde poderia se tornar competitiva em termos de custo em nichos de mercado até 2030 e substituir a amônia fóssil globalmente nos níveis de custo atuais (FASIHI et al., 2021).

Os autores Guerra et al., 2020 realizaram uma análise de viabilidade para a produção de amônia verde no Chile e seu posterior transporte para o Japão. Dentre os parâmetros analisados estão: horas de operação da planta, tamanho da planta de síntese

de amônia - relacionado à capacidade do tamanho da planta de eletrólise em MW -, preço da eletricidade, custo do eletrolisador , custo do ciclo Haber-Bosch e preço de venda da amônia. Ao final do estudo, os autores concluíram que a produção de hidrogênio no Chile e seu transporte para o Japão usando amônia como transportador de energia seria uma solução tecnicamente viável e lucrativa com período de retorno do investimento de 7,62 anos (GUERRA et al., 2020).

Portanto, resultados da literatura sugerem que a produção verde de NH₃ pode se tornar uma alternativa ecologicamente correta e economicamente competitiva ao processo Haber-Bosch convencional. Isso será possível considerando melhorias na eficiência energética dos eletrolisadores, reduções no preço dos eletrolisadores de água e diminuições no custo da energia renovável (LEE, KIM, 2022). Além disso, embora a amônia em teoria possa ser queimada para produzir apenas nitrogênio e água como emissões, na prática, surgem vários desafios, óxidos nitrosos (NOx) são frequentemente gerados, especialmente se a combustão ocorrer em temperaturas mais altas e/ou sob pressão, em motores de veículos, turbinas a gás e como combustível de foguete (TIAN et al., 2024). Para superar tais desafios, mais pesquisas sobre fenômenos de combustão de amônia são necessárias.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresentou uma análise detalhada sobre o papel da amônia verde como elemento-chave na economia do hidrogênio e na transição para uma matriz energética mais sustentável. Os dados analisados destacam as vantagens significativas da amônia, como sua alta densidade energética, facilidade de transporte e potencial para reduzir emissões de CO₂ em processos industriais, tornando-a um dos mais promissores portadores de hidrogênio. Apesar de suas vantagens, os desafios associados ao uso da amônia, como a formação de óxidos nitrosos (NOx) durante a combustão, e a dependência de eletrolisadores eficientes e economicamente viáveis, ainda limitam sua aplicação em larga escala. Assim, os principais fatores para a produção de amônia verde são autossustentação, flexibilidade, baixo custo de energia elétrica, evitar altos custos de cadeia de suprimentos acompanhados por taxas alfandegárias e impostos de carbono com preço de logística extremamente alto e segurança.

Uma sugestão para trabalhos futuros é concentrar esforços na melhoria dos processos de combustão da amônia, com foco na mitigação da formação de óxidos nitrosos, bem como no avanço de outras tecnologias de síntese, como a produção eletroquímica de amônia (GHAVAM et al., 2021). Além disso, a realização de estudos sobre a viabilidade econômica em diferentes regiões e a integração de sistemas de amônia verde na matriz energética global podem contribuir significativamente para consolidar seu papel na descarbonização da indústria e no setor de energia.

REFERÊNCIAS

- BARECKA, Magda H.; AGER, Joel W. Towards an accelerated decarbonization of the chemical industry by electrolysis. *Energy Advances*, v. 2, n. 2, p. 268-279, 2023.
- CARBON BRIEF. Analysis: Global CO₂ emissions will reach new high in 2024 despite slower growth. Disponível em: <https://www.carbonbrief.org/analysis-global-co2-emissions-will-reach-new-high-in-2024-despite-slower-growth/>. Acesso em: 6 jan. 2025.
- CHEHADE, Ghassan; DINCER, Ibrahim. Progress in green ammonia production as potential carbon-free fuel. *Fuel*, v. 299, p. 120845, 2021.
- CLEMATIS, Davide et al. Hydrogen carriers: scientific limits and challenges for the supply chain, and key factors for techno-economic analysis. *Energies*, v. 16, n. 16, p. 6035, 2023. Disponível em: <https://www.mdpi.com/journal/energies>. Acesso em: 6 jan. 2025.
- FASIFI, Mahdi et al. Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Applied Energy*, v. 294, p. 116170, 2021.
- GHAVAM, Seyedehhoma et al. Sustainable ammonia production processes. *Frontiers in Energy Research*, v. 9, p. 580808, 2021.
- GUERRA, C. Fúnez et al. Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan. *Renewable Energy*, v. 157, p. 404-414, 2020.
- HORN, K. Geological hydrogen storage: potential and challenges. *Energy Storage Journal*, 2020.
- IEA. *Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen*. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>. Acesso em: 6 jan. 2025.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea. Acesso em: 8 jan. 2025.
- IRENA; AMMONIA ENERGY ASSOCIATION (AEA). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; Brooklyn: Ammonia Energy Association, 2022.
- KOJIMA, Yoshitsugu; YAMAGUCHI, Masakuni. Ammonia storage materials for nitrogen recycling hydrogen and energy carriers. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 16, p. 10233-10246, 2020.
- KONRAD, M.; HARTMANN, L.; WEISS, F. Safety challenges of hydrogen storage in geological formations. *Journal of Applied Geophysics*, v. 186, p. 104287, 2021.
- LEE, K.; KIM, S. Optimization of metal hydride-based hydrogen storage systems. *Journal of Applied Energy*, v. 289, p. 116208, 2022.
- MACENA, João Victor Santos et al. Catalisadores para síntese de amônia: revisão e desafios para a produção sustentável. *Latin American Journal of Energy Research – Lajer*, v. 11, n. 2, p. 73-80, 2024.

MÜLLER, M.; ELBERT, T. Green, turquoise, blue, or grey? Environmentally friendly hydrogen production in transforming energy systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 90, p. 100996, 2022.

NOUSSAN, M.; MARCHETTI, F.; SIMONETTA, R.; MORO, A. The role of green and blue hydrogen in the energy transition—a technological and geopolitical perspective. *Sustainability*, v. 13, p. 298, 2020.

SEKHAR, S. Joseph et al. A critical review of the state-of-the-art green ammonia production technologies—mechanism, advancement, challenges, and future potential. *Fuel*, v. 358, p. 130307, 2024.

SILVA, João da; PEREIRA, Maria de Fátima. *Armazenamento de energia renovável e seus desafios*. Associação Brasileira de Engenharia Química (ABEQ), 2019. Disponível em: <https://www.quimica.com.br/o-desafio-do-armazenamento-de-energia-renovavel-abeq/>. Acesso em: 8 jan. 2025.

STATISTA. Global ammonia production from 2010 to 2023. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1266378/global-ammonia-production/#:~:text=In%202023%2C%20the%20global%20production,approximately%2064.6%20million%20metric%20tons>. Acesso em: 6 jan. 2025.

TIAN, J. et al. Enhancing combustion efficiency and reducing nitrogen oxide emissions from ammonia combustion: a comprehensive review. *Process Safety and Environmental Protection*, v. 183, p. 514-543, 2024.

TOCK, Laurence; MARÉCHAL, François; PERRENOUD, Matthieu. Thermo-environmental evaluation of the ammonia production. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, v. 93, n. 2, p. 356-362, 2015.

UNITED NATIONS. *World Population Prospects 2024: Summary of Results*. Department of Economic and Social Affairs, 2024. Disponível em: <https://www.un.org/development/desa/pd/world-population-prospects-2024>. Acesso em: 8 jan. 2025.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da Petrogal Brasil S.A. (Joint Venture Galp I Sinopec) e o fomento à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) no Brasil concedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (EMBRAPII) para a execução deste projeto, intitulado “Avaliação técnico-científica de soluções para produção, armazenamento, transporte e consumo de hidrogênio verde, e seus impactos e oportunidades na cadeia de energia”, que resultou nesse artigo.

CAPÍTULO 2

HIDRETOS METÁLICOS PARA ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA

João Victor Santos Macena

SENAI CIMATEC

Athus Costa Teles

SENAI CIMATEC

Inara Faria Duarte

SENAI CIMATEC

Paulo Victor Rocha Brandão

SENAI CIMATEC

Fernanda Miranda Torres Paiva

SENAI CIMATEC

Heloísa Althoff

PETROGAL

André Fonseca

GALP

Abstract: The energy transition toward renewable sources positions green hydrogen (H_2V) as a promising alternative due to its high calorific value and combustion process free of greenhouse gas emissions. This transition aligns with the geopolitical landscape and global commitments, such as the Paris Agreement and the Kyoto Protocol. With the potential to reduce greenhouse gas emissions by up to 20% by 2030,

countries committed to decarbonization are heavily investing in integrating H_2V into their energy matrices. Nevertheless, H_2V faces significant challenges in terms of competitiveness, particularly related to transportation and storage costs. Conventional storage methods, such as compression and liquefaction, are constrained by explosion risks, flammability, and high energy demands. In this context, metal hydrides have emerged as a stable and efficient alternative for hydrogen storage. Among them, $LiBH_4$ stands out for its high gravimetric capacity, while MgH_2 offers advantages due to its low cost and high availability. However, further scientific and technological advancements are essential to foster the academic and industrial maturity of this technology.

KEYWORDS: Metallic hydrides; Hydrogen storage; Hydrogen adsorption; Decarbonization; Material-based hydrogen storage.

INTRODUÇÃO

Nos últimos trinta anos, acompanhada ao aumento da demanda energética mundial, o uso dos combustíveis fósseis como principal componente da matriz energética global foi intensificado pela indústria e os fatores climáticos afetados pelo produto indesejado desta combustão foram se tornando cada vez mais significativos (ABAS; KALAIR; KHAN, 2015). Projetando o desenvolvimento dos processos industriais, o mundo se mobilizou através de tratados globais, a mitigar a emissão de gases poluentes, como o Protocolo de Kyoto em 1997 e Acordo de Paris em 2015. A partir disso, a comunidade científica se empenha em amadurecer tecnologias para produção de energia renovável. O relatório *World Energy Transitions Outlook 2024* do IRENA (*International Renewable Energy Agency*) informa que 47% da produção de energia primária do Brasil advém de fontes renováveis. Dentre as fontes renováveis, o hidrogênio se destaca pelo seu alto poder calorífico, e combustão limpa, onde o subproduto é água ao invés de gases do efeito estufa, como ocorre em fontes fósseis. Dados do IEA (*International Energy Agency*) informam que em 2021, 5% do investimento em pesquisa de energia limpa, já era comprometido pelo H₂V (KOUROUGIANNI et al., 2024).

Embora a energia do hidrogênio tenha inúmeras vantagens para a descarbonização da matriz energética, o seu armazenamento apresenta um desafio operacional que carece de métodos seguros e eficazes. Atualmente, os métodos convencionais de estocagem se baseiam no hidrogênio comprimido e no hidrogênio líquido, do inglês *compressed gas hydrogen* (CGH₂) e *liquid hydrogen* (LH₂), respectivamente. A busca por tecnologias alternativas surge dos desafios relacionados ao condicionamento do hidrogênio para atender às exigências dos métodos convencionais. No caso do CGH₂, são necessárias pressões em torno de 700 bar, que enfrenta desafios de segurança nos postos de abastecimento. Enquanto o LH₂ exige resfriamento a temperaturas criogênicas em torno de -253 °C (20 K) (ZHANG et al., 2015). Desse modo, o armazenamento de hidrogênio em materiais é estudado pela literatura visando mitigar estes desafios.

Segundo klopčič et al., 2023, os hidretos metálicos se destacam entre os materiais potenciais para o armazenamento de hidrogênio devido à sua alta capacidade gravimétrica, que é definida como a quantidade em porcentagem de hidrogênio adsorvido em relação a massa do material adsorvente. Além disso, oferecem uma elevada densidade de energia volumétrica, ou seja, a quantidade de energia de hidrogênio armazenada por metro cúbico do adsorvente. A Tabela 1 apresenta uma comparação entre os principais métodos convencionais de armazenamento de hidrogênio, como CGH₂ e LH₂, e o uso de hidretos metálicos e complexos. A análise é baseada em fatores de desempenho, incluindo capacidade gravimétrica, densidade de energia por volume, pressão e temperatura de operação.

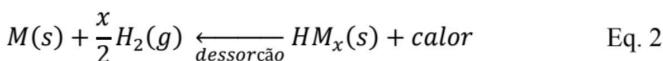
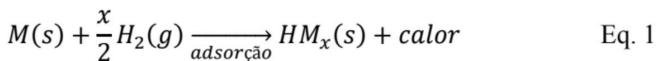
Método de armazenamento		Armazenamento gravimétrico (wt %)	Densidade de energia por volume (kWh/dm³)	Pressão de operação (bar)	Temperatura de operação (K)
Hidrogênio comprimido	CGH ₂	100	0,8	350	Ambiente
		100	1,3	700	
Hidrogênio líquido	LH ₂	100	2,2	1 a 10	20
		MgH ₂	7,6	NA	593
Hidretos metálicos	TiFe	1,86	4,03	4,1	265
	TiMn ₂	1,86	4,09	8,4	252
	LaNi ₅	1,49	4,12	1,8	285
Hidretos complexos	LiBH ₄	18,5	4,08	NA	573
	NaAlH ₄	7,5	3,2	NA	473

Tabela 1: Capacidades de armazenamento e densidades de energia de diferentes tecnologias de armazenamento de hidrogênio e materiais de hidreto metálico.

Fonte: Klopčič et al., 2023.

Os hidretos consistem em compostos inorgânicos que possuem hidrogênio como componente mais eletronegativo. No caso dos hidretos metálicos, tecnologia em questão, o hidrogênio reage quimicamente com metais ou ligas metálicas, formando o material. O processo de armazenamento de hidrogênio nesses materiais se inicia pelo fenômeno da quimissorção da molécula de hidrogênio na superfície do metal ou liga. Essa interação química é governada por ligações fortes e pode resultar em uma liberação de energia significativa, com valores que podem atingir 100 kJ/mol, dependendo do metal ou liga envolvidos.

Ao ser adsorvido, a molécula de hidrogênio se dissocia na superfície do metal permeando na estrutura metálica, configurando o processo de absorção, sendo assim transportado (DRAWER; LANGE; KALTSCHMITT, 2024). Após o processo de adsorção e absorção do hidrogênio pelo metal ou liga metálica, a matéria prima deve ser regenerada ao seu estado de produção, que é realizado pelo processo de dessorção, onde o hidrogênio molecular é expulso da estrutura metálica. As equações, que representam as reações de adsorção e dessorção em um metal ou liga metálica, são demonstradas abaixo.



Onde M representa um metal, H o átomo de hidrogênio, x a quantidade de hidrogênio que o metal necessita para estabilizar energeticamente, (g) representa o elemento em estado gasoso e (s) o estado sólido. Pode-se observar que na reação direta (Eq. 1), o hidrogênio gasoso se liga exotermicamente com um metal ou liga metálica através do fenômeno de adsorção, formando o hidreto metálico (HM_x) em estado sólido. No processo de dessorção (Eq. 2), é necessário o fornecimento de energia para a quebra da ligação

entre o átomo de hidrogênio e a liga metálica, liberando a molécula de hidrogênio em estado gasoso (LOTOTSKYY et al., 2014). A reação inversa dificilmente ocorre de forma espontânea, já que por ser um processo endotérmico, a liga metálica tende a perder calor provocando a diminuição na taxa de dessorção, contribuindo à segurança do processo, pois num possível vazamento de hidrogênio, o impacto seria em pequena escala, sendo facilmente controlado (KUHN et al., 2018).

Os hidretos metálicos podem ser compostos por metais leves como: Lítio (Li), Boro (B), Nitrogênio (N), Sódio (Na), Magnésio (Mg), Alumínio (Al), que apresentam grande potencial de aplicações em armazenamento de hidrogênio devido às suas interessantes densidades volumétricas e capacidades gravimétricas (OYANG et al., 2020). Os tipos de hidretos irão variar conforme o grupo do metal ou liga metálica ligada, em que podem se configurar como hidretos metálicos iônicos, transicionais, intermetálicos e covalentes. Presentes na Figura 1, estão todos os tipos de metais para formação de hidretos juntamente com os elementos covalentes e ametais iônicos.

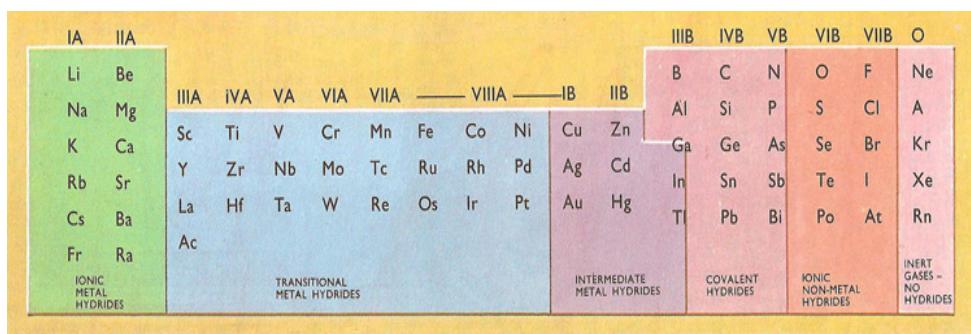


Figura 1: Diferentes classes dos hidretos metálicos

Fonte: Darling, 2024.

METODOLOGIA

Para confecção desta revisão sistemática, foi realizada a busca de artigos na literatura, com a finalidade de ambientar a estruturação do trabalho no universo das publicações científicas relacionadas ao tema proposto. A pesquisa de artigos foi realizada em duas etapas, nas plataformas Derwent Innovation e Scopus, considerando o período dos últimos 10 anos (2014 - 2024), com algumas poucas exceções devido a sua relevância. As palavras-chave utilizadas foram: "metal hydride", "storage", "hydrogen". Foram acrescidos os filtros de apenas artigos em inglês ("English") e artigos de revisão ("Review"), uma vez que o segundo consegue descrever, com uma maior abrangência, os principais hidretos para o armazenamento de hidrogênio. Os resultados foram organizados com base na relevância determinada pela própria plataforma. Dentro desta lista, os artigos que mais representavam o projeto foram utilizados como base para a construção do estado da arte do tema em questão.

RESULTADOS

Propriedades termodinâmicas da adsorção e dessorção do hidrogênio

No processo de formação do hidreto metálico, a cinética de adsorção é influenciada por fatores que podem determinar a sua eficiência, como: temperatura, pressão parcial do hidrogênio, morfologia da superfície e condutividade térmica. A temperatura auxilia a adsorção inicial do hidrogênio já que o sistema precisa fornecer a energia de ativação para completar as reações, porém temperaturas muito altas podem fornecer energia cinética suficiente para as moléculas adsorvidas se desprenderem da superfície (dessorção) (LOTOTSKYY et al., 2014).

O processo de dessorção se resume no desprendimento das moléculas da superfície do adsorvente, onde no caso, a ligação do hidreto metálico é quebrada e revertida em hidrogênio e o metal ou liga metálica é regenerado(a). Os fatores que influenciam o processo de dessorção são similares aos de adsorção, como: temperatura, pressão e condutividade térmica. O processo de dessorção é favorecido pelo aumento do grau de liberdade das moléculas, que pode ser contemplado pelo aumento da temperatura ou diminuição da pressão (LOTOTSKYY et al., 2014).

Para descrição concisa do fenômeno, o autor utilizou os modelos de Avrami-Erofeev representando o processo de adsorção e de Arrhenius representando o processo de dessorção, em que são apresentados pelas equações 1 e 2:

$$X = 1 - \exp[-(K_r t)^n] \quad \text{Eq. 3}$$

Onde, X é a fração reagida, K_r é a constante, t representa o tempo, e n é valor inteiro ou não a depender do mecanismo de reação.

$$K_r = K(P) \cdot K_0 \exp\left(-\frac{Ea}{RT}\right) \quad \text{Eq. 4}$$

Onde, Ea é a energia de ativação e $K(P)$ a força motriz, R é a constante dos gases perfeitos e T é a temperatura. Pode-se observar que $K(P)$ depende da variação da pressão real do hidrogênio em relação ao equilíbrio, e as taxas de reação nas condições pressão-temperatura dependerão dos parâmetros cinéticos e das características de pressão-composição-temperatura (PCT) do sistema hidrogênio-metal.

Principais grupos de hidretos metálicos

Os principais grupos de hidretos metálicos apresentam características e propriedades únicas, que podem ser analisadas individualmente para identificar aqueles hidretos com maior potencial no armazenamento e transporte de hidrogênio. Cada grupo possui qualidades distintas, o que torna o estudo desses produtos essenciais para avanços na área, considerando suas vantagens e desafios específicos. Os hidretos metálicos de forma química simples são conhecidos como hidretos elementares. A forma simples supracitada

é quando o hidrogênio faz uma ligação com apenas um elemento, como: Magnésio (Mg), Alumínio (Al), Titânio (Ti) e etc (DRAWER; LANGE; KALTSCHMITT, 2024). O primeiro, apesar da alta capacidade de armazenamento de hidrogênio, disponibilidade e baixo custo, o hidreto de magnésio apresenta elevada entalpia de reação (75) envolvida nos processos de adsorção e de dessorção. Essa característica requer temperaturas de operação em torno de 300 °C, trazendo um desafio no seu uso para carreamento. No entanto, é parcialmente compensado devido a sua estabilidade de ciclo (DRAWER; LANGE; KALTSCHMITT, 2024).

Em contraste ao hidreto de magnésio, o hidreto elementar de alumínio (AlH_2) apresenta uma entalpia de reação relativamente baixa (7 kJ/mol_{H₂}) que requer uma temperatura de 100° C de operação. Possui também uma alta capacidade de armazenamento de hidrogênio, em torno de 10,1% de hidrogênio em peso de adsorvente (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019). O que o torna menos viável do que o MgH₂ para o objetivo em questão é que são necessárias pressões muito altas para o carregamento, possuindo difícil reversibilidade, ou seja, a recuperação cíclica do hidreto só acontece por processos eletroquímicos (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019). Já o hidreto de titânio (TiH₂) destoa dos demais apresentados. Possui entalpia superior à do hidreto de magnésio (>100 kJ/mol_{H₂}) e temperaturas de operação na casa dos 700°C em baixas pressões. No entanto, essa alta temperatura de operação não é compensada por uma capacidade de armazenamento significativa, apresentando uma capacidade de cerca de 1% de hidrogênio em peso de adsorvente, ou seja, armazena dez vezes menos hidrogênio do que o principal concorrente também do grupo elementar.

Os hidretos intermetálicos são formados pela combinação do hidrogênio com ligas metálicas, tendo uma estrutura molecular correspondente à A_xB_yH_z, onde o metal A se liga ao hidrogênio fortemente e o metal B fracamente (DRAWER; LANGE; KALTSCHMITT, 2024). Comparado aos demais tipos de hidretos metálicos, o armazenamento de hidrogênio em um intermetálico pode ser realizado em condições operacionais mais baixas, como menores temperaturas e pressões, porém apresentam uma capacidade de armazenamento de hidrogênio inferior a 2% de hidrogênio em peso de adsorvente (TARASOV et al., 2021). Dentre os compostos intermetálicos capacitados à formação de hidretos, as ligas metálicas de lantâncio-níquel (LaNi₅) e ferro-titânio (FeTi) demonstraram potencial de armazenamento de hidrogênio, em que foi possível realizar a adsorção em temperaturas e pressões de 100°C e 50 bar respectivamente (SAKINTUNA; LAMARI-DARKRIM; HIRSCHER, 2007). No entanto, a pequena capacidade de armazenamento hidrogênio (até 1,9% em peso) se torna um grande desafio à viabilidade e implementação do hidreto em processos reais.

Portanto, apesar dos grandes esforços da literatura visando a otimização do armazenamento de hidrogênio utilizando hidretos intermetálicos, as limitações de transporte devido à baixa quantidade de armazenamento de hidrogênio por peso (capacidade gravimétrica), baixa cinética e procedimento de ativação complicado, torna desafiador o uso viável do hidreto intermetálico neste processo (RUSMAN; DAHARI, 2016).

O último grupo dos hidretos metálicos são caracterizados por terem um hidrogênio ligado a um ânion complexo somados a um metal leve, por isso são conhecidos como o grupo hidretos metálicos complexos (DRAWER; LANGE; KALTSCHEIMM, 2024). Os ânions complexos são elementos químicos covalentes ligados ao hidrogênio. Dentre eles, se destacam o hidreto de alumínio (AlH_4), hidreto de boro (BH_4) e Aminas (NH_2), já para os metais leves, destacam-se o lítio (Li) e o sódio (Na) devido as baixas entalpias de formação (DRAWER; LANGE; KALTSCHEIMM, 2024).

Os hidretos metálicos complexos se destacam por terem a maior capacidade gravimétrica de todos os demais tipos de hidretos metálicos supracitados (KLOPČIČ et al., 2023). A grande maioria deste grupo são hidretos metálicos de altas temperaturas que se aproximam dos 300 °C devido as fortes ligações químicas que apresentam (KLOPČIČ et al., 2023). O boro hidreto de lítio (LiBH_4) e o hidreto de alumínio e lítio (LiAlH_4) apresentam as maiores capacidades gravimétricas deste grupo superando também diversos hidretos de outras classes (RAMPAI et al., 2024).

Devido as distintas composições moleculares dos hidretos metálicos é esperado que os diferentes tipos de hidretos tenham capacidades de armazenamento e cinéticas de adsorção e dessorção de hidrogênio diferentes (BISHNOI; PATI; SHARMA, 2024). Os diversos tipos de hidretos discutidos e suas principais propriedades podem ser visualizados na Tabela 2.

Tipos de hidretos à base de metais	Fórmula	Capacidade Gravimétrica (%wt)	Densidade Volumétrica (g/l)	Temperatura de dessorção (°C)	Custo (€/kg)
Hidretos Elementares	LiH	7,7	150	910	3196
	AlH_3	10,1	84	99 (2.5 GPa)	52.3
	MgH_2	7,69	84	400	2.7
Hidretos metálicos intermetálicos	FeTiH_2	1.9	88	40	7–7.4 (FeTi)
	LaNi_5H_6	1.40	120	106	1220 (LaNi5)
	NaAlH_4	3.99	53	150-200	18.7
Hidretos de ligas metálicas	Mg_2FeH_6	5.5	120	350	2
	Mg_2NiH_4	3.60	95	290	N/M
	LiAlH_4	7.9	46	180	
Hidretos Complexos	NaAlH_4	5.6	46	210	
	LiBH_4	13.5	59	400	N/M
	$\text{LiNH}_2 - \text{LiH}$	5.5	105	200	
	$\text{Mg}(\text{NH}_2)_2 - \text{LiH}$	5.6	120	160	

Tabela 2: Principais características de cada classe de hidreto metálico

* N/M = Não mencionado.

Fonte: Mehr et al., 2024.

Através da Tabela 2.

Tabela 2, é possível avaliar os custos financeiros dos hidretos, que variam conforme a natureza do metal ou liga metálica. O metal alcalino-terroso magnésio (Mg) se faz promissor na sua formação de hidretos devido a sua alta capacidade de armazenamento de hidrogênio que corresponde a 7,7% em peso do adsorvente. Somada a sua capacidade de armazenamento, este elemento se caracteriza pela alta disponibilidade e pelo baixo custo (2,7 €/kg), o que naturalmente o torna uma escolha popular (BISHNOI; PATI; SHARMA, 2024). Já no caso do hidreto complexo LiBH_4 , ele se destaca por ter a maior capacidade gravimétrica dentre todos os hidretos de todas as classes, sendo de 13,5% em peso a sua capacidade de armazenamento de hidrogênio. Por essa razão, ele tem sido alvo de diversas pesquisas científicas (RAMPAI et al., 2024).

Principais hidretos metálicos para adsorção do hidrogênio

No quadro das classes de hidretos metálicos apresentado por Mehr et al., 2024, pode-se observar que apesar de alguns hidretos metálicos de diferentes classes apresentarem boa capacidade gravimétrica e densidade volumétrica, possuem barreiras operacionais como altas temperaturas, pressões e custos que os tornam menos interessantes ao objetivo proposto. Após levantamento bibliográfico produzido por (DRAWER; LANGE; KALTSCHMITT, 2024), o autor seleciona os hidretos metálicos mais estudados de cada classe dentro do objetivo proposto, que pode ser visualizado na Tabela 3.

Hidreto Metálico	Classe	Faixa de Temperatura de Operação [°C]	Densidade Volumétrica [kgH_2/m^3]	Capacidade de Armazenamento [wt%]	Taxa de Carga [kgH_2/min]
LaNi_5	Intermetálico	20–80	106	1.3	<1.0
TiFe	Intermetálico	30–70	98	1.5	<1.0
LiBH_4	Complexo	460–1000	91	13.4	<1.0
NaAlH_4	Complexo	100–200	47	3.7	0.5
TiH_2	Elementar	650–750	39	1.0	<1.0
Mg_2	Elementar	250–500	80	5.5	<1.0

Tabela 3: Principais hidretos metálicos de cada grupo

Fonte: Drawer; Lange; Kaltschmitt, 2024

Analisando a Tabela 3, observa-se que é possível delimitar os melhores hidretos para o objetivo de armazenamento e transporte de hidrogênio. Ao analisar grupo a grupo, percebe-se que o principal desafio dos hidretos intermetálicos é a baixa capacidade gravimétrica. Embora esses hidretos ofereçam alta densidade de energia volumétrica e uma baixa temperatura de operação, eles conseguem armazenar menos de 2% de hidrogênio em peso do adsorvente, o que os torna menos competitivos quando comparados a hidretos de outras classes.

Dentre os hidretos complexos, é visto que apesar do boro hidreto de lítio (LiBH_4) necessitar de maiores temperaturas de operação, ele se sobressai sobre o alanato de sódio (NaAlH_4) por apresentar quase o dobro da densidade volumétrica e três vezes mais capacidade gravimétrica de hidrogênio em comparativo, o tornando uma opção mais atraente.

Na análise dos hidretos elementares, o hidreto de magnésio (MgH_2) se sobressai por apresentar o dobro da densidade volumétrica e uma capacidade gravimétrica cinco vezes maior em relação ao hidreto de titânio (TiH_2), além de operar em temperaturas inferiores que geram menores custos. Estes são os que apresentam a maior disparidade comparativa.

O baixo custo do magnésio fornecido por Mehr et al., 2024 somado as diferentes metodologias de fabricação disponíveis, fazem com que a produção em larga escala do magnésio seja possível. A alta capacidade gravimétrica e densidade de energia volumétrica do hidreto de magnésio trazem uma vantagem econômica quando comparado aos hidretos intersticiais (KLOPČIČ et al., 2023). Quanto às desvantagens, é possível reforçar como descrito por Klopčič et al., 2023 e Mehr et al., 2024, a alta entalpia de reação e altas temperaturas de operação. Para as aplicações estacionárias, conectar o armazenamento de hidrogênio baseado em hidreto de magnésio com células de combustível de alta temperatura é uma opção viável (KLOPČIČ et al., 2023). Além do descrito, outros cenários de aplicação são quando a energia térmica residual a um nível de temperatura elevado ou excesso de energia elétrica possa ser aproveitado para realizar um aquecimento, sendo o preço desta energia somado ao baixo preço do metal magnésio tenha um custo menor do que um hidreto de baixa temperatura e capacidade gravimétrica. A tecnológica descrita da utilização do hidreto de magnésio (MgH_2) aplicada em instalações industriais, onde o elemento hidrogênio possa ser aplicado em processos químicos, cumpre todos os pressupostos anteriormente citados (KLOPČIČ et al., 2023).

Conforme já comentado anteriormente, o boro hidreto de lítio (LiBH_4), nos estudos teóricos, é o material com a maior densidade de energia gravimétrica dentre os hidretos e, portanto, é um alvo de diversos grupos pesquisa. Quanto as desvantagens, segundo Mehr et al., 2024, o custo do lítio é alto devido a sua produção cara e o alto consumo deste elemento em baterias. As altas temperaturas e entalpias de reação apresentam desafios semelhantes aos apresentados no hidreto de magnésio (MEHR et al., 2024). A reversibilidade deste material também é considerada baixa. Mas os benefícios potenciais devido as suas características de alta capacidade de armazenamento de hidrogênio para aplicações móveis, fundamenta os estudos para produções mais econômicas para melhorar a reversibilidade e parâmetros de operação (DING et al., 2020).

CONCLUSÃO

Observou-se que o hidreto de magnésio (MgH_2) se destaca como promissor devido ao seu baixo custo, além de apresentar alta capacidade gravimétrica e densidade volumétrica. Por outro lado, o borohidreto de lítio ($LiBH_4$) se sobressai por oferecer a maior capacidade gravimétrica entre todos os hidretos metálicos, além de também figurar entre as maiores densidades volumétricas dos demais hidretos. Em suma, o potencial de armazenamento de hidrogênio através de hidretos metálicos gera alto interesse à indústria de energia, de modo que são realizados muitos estudos para encontrar materiais com baixas temperaturas de operação, altas densidades de armazenamento de hidrogênio gravimétrica e volumétrica, capacidade reversível, cinética rápida, estabilidade térmica e boa resistência à oxidação.

Por fim, o método de armazenamento por hidretos metálicos foi bem explorado através do estado da arte realizado a partir da análise técnica e acadêmica, em que foram evidenciados os hidretos mais promissores para o objetivo de transporte de hidrogênio, sendo possível destacar o boro hidreto de lítio ($LiBH_4$) e o hidreto de magnésio (MgH_2). Ambos oferecem um equilíbrio favorável entre a capacidade de armazenamento de hidrogênio e densidade energética, apesar de enfrentarem desafios específicos, como a temperatura de operação (no caso do $LiBH_4$). O hidreto de magnésio (MgH_2), em particular, apresenta uma combinação vantajosa de alta densidade volumétrica de energia e temperaturas operacionais mais baixas, o que o torna uma escolha altamente competitiva, apesar de apresentar menor capacidade gravimétrica comparado ao $LiBH_4$. Em conjunto, essas duas opções representam os materiais com maior potencial para viabilizar o armazenamento e transporte eficiente de hidrogênio, atendendo às demandas de densidade energética e eficiência de operação.

REFERÊNCIAS

- ANDERSSON, Joakim; GRÖNKVIST, Stefan. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 23, p. 11901-11919, 2019.
- DING, Zhao et al. LiBH₄ for hydrogen storage-new perspectives. *Nano Materials Science*, v. 2, n. 2, p. 109-119, 2020.
- DRAWER, Chris; LANGE, Jelto; KALTSCHMITT, Martin. Metal hydrides for hydrogen storage—Identification and evaluation of stationary and transportation applications. *Journal of Energy Storage*, v. 77, p. 109988, 2024.
- KLOPČIČ, Nejc et al. A review on metal hydride materials for hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, v. 72, p. 108456, 2023.
- KUHN, Vinicius Nizolli et al. Aumento da eficiência total de armazenadores de energia compostos por eletrolisadores, células a combustível e hidretos metálicos. 2018. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Maria.

LOTOTSKYY, Mykhaylo V. et al. Metal hydride hydrogen compressors: a review. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 39, n. 11, p. 5818-5851, 2014.

OLIVEIRA, Alyson Celson Medeiros de. Armazenamento de hidrogênio em paládio e hidretos metálicos. 2018.

OUYANG, Liuzhang et al. Hydrogen storage in light-metal based systems: a review. *Journal of Alloys and Compounds*, v. 829, p. 154597, 2020.

RAMPAI, M. M. et al. Hydrogen production, storage, and transportation: recent advances. *RSC Advances*, v. 14, n. 10, p. 6699-6718, 2024.

RUSMAN, N. A. A.; DAHARI, M. A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41, n. 28, p. 12108-12126, 2016.

SAKINTUNA, Billur; LAMARI-DARKRIM, Farida; HIRSCHER, Michael. Metal hydride materials for solid hydrogen storage: a review. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 32, n. 9, p. 1121-1140, 2007.

TARASOV, Boris P. et al. Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 25, p. 13647-13657, 2021.

ZHANG, Yang-huan et al. Development and application of hydrogen storage. *Journal of Iron and Steel Research International*, v. 22, n. 9, p. 757-770, 2015.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da empresa Petrogal Brasil S.A e do SENAI CIMATEC, fundamentais para a realização deste trabalho.

CAPÍTULO 3

TECNOLOGIAS E DESAFIOS NA CADEIA DE SUPRIMENTOS DE HIDROGÊNIO VERDE: UMA BREVE REVISÃO

Yan V. S. Rodrigues

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Leonardo O. S. de Santana

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Danielly N. Araujo

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Heloisa Althoff

Petrogal, Rio de Janeiro, Brasil

André Fonseca

Galp, Lisboa, Portugal

Fernando L. P. Pessoa

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

ABSTRACT: The intensification of global warming, driven by the massive use of fossil fuels that emit greenhouse gases, generates severe climate change, such as rising temperatures, extreme events and damage to ecosystems. In this context, the global energy transition is essential to mitigate these impacts and achieve decarbonization targets, especially in high-emission sectors. Green hydrogen, produced from renewable sources, stands out as a strategic energy vector, replacing fossil fuels in transportation,

power generation and industrial processes. However, its supply chain faces challenges in production, storage, transportation and large-scale distribution. In production, the high cost of renewable electricity and technological limitations, such as efficiency and dependence on noble materials in PEM (Proton Exchange Membrane) electrolysis, make scalability difficult. Other technologies, such as AEC (Alkaline Electrolysis Cell), SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell) and AEM (Anion Exchange Membrane), also face barriers related to technological maturity and durability. In storage, methods such as compression and liquefaction require high pressures or cryogenic temperatures, while alternatives in solid materials and LOHCs present cost and material challenges. In transportation and distribution, the lack of dedicated infrastructure, security risks and high logistics costs compromise competitiveness. This paper investigates technological challenges and points to future directions for integrating green hydrogen into sustainable energy matrices, highlighting its essential role in decarbonization and meeting global climate goals.

PALAVRAS-CHAVE: Eletrolisadores, Hidrogênio Verde, Estocagem de hidrogênio, Produção de hidrogênio.

INTRODUÇÃO

Em 2024, o relatório do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) declarou que os gases de efeito estufa atingiram um recorde de 57,1 gigatoneladas de CO₂ equivalente em 2023. O relatório enfatiza que, para limitar o aquecimento global a 1,5°C, conforme estabelecido no Acordo de Paris, é necessário que as nações se comprometam coletivamente a reduzir 42% das emissões anuais até 2030 e 57% até 2035. Sem o aprimoramento das políticas atuais, o mundo pode enfrentar um aumento catastrófico da temperatura de até 3,1°C. Além disso, o documento destaca que os compromissos atuais para 2030 não estão sendo cumpridos e que, mesmo que fossem, o aumento da temperatura ainda seria de 2,6 a 2,8°C. Portanto, torna-se urgente uma mobilização global, liderada pelo G20, para reduzir todas as emissões de gases de efeito estufa de forma imediata PNUMA (2024).

Nesse contexto, em que a intensificação do aquecimento global provoca mudanças climáticas significativas, como o aumento das temperaturas médias, a ocorrência de eventos extremos como enchentes, queimadas e furacões e danos aos ecossistemas, a transição energética global torna-se essencial para mitigar os efeitos das mudanças climáticas e alcançar metas de descarbonização, especialmente em setores com altas emissões de carbono como em transporte, geração de energia e processos industriais Stetson (2020). O hidrogênio, principalmente o verde que é produzido a partir de fontes renováveis, emerge como um vetor energético estratégico, possibilitando a substituição de combustíveis fósseis em várias aplicações como as anteriormente descritas. Entretanto, sua cadeia de suprimentos enfrenta desafios relacionados à produção, armazenamento, transporte e distribuição, especialmente em larga escala Kakoulaki et al. (2021).

Esta revisão aborda as lacunas tecnológicas presentes na literatura relacionadas aos desafios de produção, armazenamento, transporte e distribuição do hidrogênio verde. O objetivo é esclarecer, no contexto atual, o que ainda precisa ser desenvolvido para aumentar a viabilidade da transição energética e tornar o hidrogênio verde uma solução escalável e competitiva no cenário global. Além disso, busca-se identificar direções futuras para o avanço das tecnologias e das políticas públicas necessárias à integração bem-sucedida do hidrogênio verde nas matrizes energéticas sustentáveis.

METODOLOGIA

Foi realizada uma revisão exploratória da literatura, caracterizada por uma abordagem qualitativa e descritiva, com o objetivo de identificar e sintetizar o estado da arte sobre o tema. Esse tipo de revisão permite compreender tendências, avanços e lacunas existentes, sendo particularmente útil para fornecer uma visão ampla e integrativa, embora não esgotar todas as fontes de informação disponíveis.

A pesquisa foi conduzida nas bases Google Acadêmico, Web of Science e ScienceDirect, abrangendo o período de 2020 a 2024. Foram utilizados descritores em inglês: “green hydrogen”, “hydrogen storage”, “electrolyzers” e “reviews”. Os estudos

selecionados incluíram artigos e revisões que apresentassem relevância no título e no conteúdo, com o intuito de contribuir para a análise dos desafios e avanços relacionados à produção, armazenamento e aplicação do hidrogênio verde.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao final da pesquisa exploratória foi possível selecionar 23 artigos que estão dispostos na Tabela 1, na sequência foi desenvolvido uma discussão acerca do hidrogênio verde.

Breve comentário	Referência
Projeto de hidretos metálicos para melhorar o armazenamento de hidrogênio.	BISHNOI; PATI; SHARMA (2024)
Avaliação de hidretos metálicos para aplicações estacionárias e de transporte.	DRAWER; LANGE; KALTSCHEIM (2024)
Relatório sobre a necessidade de redução de emissões de gases de efeito estufa.	NATIONS UNIES POUR LE MILIEU (2024)
Revisão sobre materiais para armazenamento de hidrogênio em hidretos metálicos.	KLOPČIČ et al. (2023)
Modelagem de eletrólitos de membrana de troca aniónica.	VIDALES; MILLAN; BOCK (2023)
Discussão sobre as tecnologias SOEL e AEM para eletrólise.	NOOR; J. K. (2023)
Opções de armazenamento de hidrogênio para veículos a célula de combustível.	AHLUWALIA; H. J.-K. (2023)
Discussão sobre armazenamento e transporte no Brasil.	HUNT et al. (2023)
Otimização de sistemas de hidretos metálicos para armazenamento.	LEE; KIM (2022)
Estado atual e direções futuras do armazenamento de hidrogênio liquefeito.	AZIZ (2022)
Análise econômica sobre tecnologia PEM.	AHMED; G. T. A. H. (2022)
Análise econômica de sistemas de armazenamento de hidrogênio líquido.	GHAFRI; K. D. (2022)
Exploração de derivados de tolueno como transportadores líquidos de hidrogênio.	LIM; KUMAR; BYUN (2022)
Contribuição da eletrólise para a produção sustentável de hidrogênio.	YOUNAS et al. (2022)
Modelagem e simulação de sistemas de armazenamento de hidrogênio.	SMITH; DOE; LI (2021)
Avaliação regional da substituição por eletrólise com renováveis na Europa.	KAKOULAKI et al. (2021)
Revisão e análise de tecnologias de armazenamento de hidrogênio.	HASSAN et al. (2021)
Relatório estratégico sobre expansão energética no Brasil.	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2021)
Comparação entre diferentes tecnologias de eletrólise.	BRAUNS; S. L (2020)
Perspectivas para armazenamento de hidrogênio com LiBH4.	DING et al. (2020)
Revisão sobre sistemas de armazenamento de hidrogênio em metais leves.	OUYANG et al. (2020)
Perspectiva sobre tecnologias de armazenamento de energia com hidrogênio.	STETSON; N. (2020)
Relatório sobre a redução de custos de hidrogênio verde.	IRENA (2020)

Tabela 1 – Comparação entre abordagens

Fonte: produzido pelo autor.

O hidrogênio possui diversas rotas e tecnologias para sua produção, com uma vasta gama de matérias-primas disponíveis, tanto renováveis quanto não renováveis como pode-se observar na Figura 1. Entre os métodos mais sustentáveis, destaca-se a eletrólise da água, que tem sido apontada como uma das alternativas mais promissoras para a produção de hidrogênio de baixo carbono, uma vez que não gera emissões diretas de gases de efeito estufa (GEE). Atualmente, a eletrólise responde por cerca de 4% a 5% da produção global de hidrogênio, mas seu potencial está em crescente expansão, especialmente à medida que as tecnologias de fontes renováveis de energia se tornam mais acessíveis e econômicas INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2020).

Color	Classification	Description
Black	Black Hydrogen	Produced by coal (anthracite) gasification without CCUS
Brown	Brown Hydrogen	Produced by coal (lignite) gasification without CCUS
Gray	Gray Hydrogen	Produced from Methane Steam Reforming without CCUS
Blue	Blue Hydrogen	Produced from Methane Steam Reforming with CCUS
Green	Green Hydrogen	Produced from water electrolysis with renewable power
White	White Hydrogen	Produced from geological reactions (natural occurrence)
Turquoise	Tourquoise Hydrogen	Produced from Methane Pyrolysis (Carbon results as a solid byproduct)
Moss	Moss Hydrogen	Produced from biomass or biofuels via catalytic reforming or anaerobic digestion, and from gasification of plastic waste
Pink	Pink Hydrogen	Produced from electrolysis with nuclear power generation

Figura 1- Cores do Hidrogênio

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2021).

A definição formal de hidrogênio verde refere-se ao hidrogênio produzido de maneira sustentável por meio da eletrólise da água, utilizando exclusivamente fontes de energia renováveis, como solar, eólica ou hidrelétrica, para alimentar o processo de eletrólise. Este tipo de hidrogênio é essencial para alcançar as metas globais de redução de emissões de CO₂ e para o avanço da economia de hidrogênio como uma alternativa energética sustentável.

No sentido de orientar o trabalho de forma a seguir a cadeia do hidrogênio verde (H2V) foi separado a discussão em três seções: Produção, Armazenamento e Distribuição.

Produção

A eletrólise é um processo eletroquímico pelo qual a água (H₂O) é decomposta em hidrogênio (H₂) e oxigênio (O₂) por meio da aplicação de corrente elétrica. Este processo ocorre em um dispositivo denominado eletrolisador, onde a corrente é passada por uma solução contendo íons, geralmente água ou um eletrólito. No cátodo, os íons positivos (H⁺) são reduzidos para formar hidrogênio gasoso, enquanto no ânodo, os íons negativos (OH⁻) geram oxigênio. A viabilidade econômica da eletrólise depende da fonte de energia elétrica utilizada, sendo a eletricidade renovável a mais adequada para garantir a sustentabilidade do processo.

Existem várias tecnologias de eletrólise, cada uma com características específicas, vantagens e desafios:

- **Eletrólise Alcalina (AEC ou AWE):** A eletrólise alcalina é uma das tecnologias mais antigas e amplamente utilizadas, utilizando soluções de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH) como eletrólito. Embora a AEC seja eficiente e relativamente econômica, ela possui limitações em termos de resposta dinâmica, eficiência em altas correntes e vida útil dos componentes. Além disso, o uso de materiais como platina e níquel nos eletrodos pode impactar os custos a longo prazo BRAUNS, E. H. J. M.; S. L. (2020).
- **Eletrólise de Membrana de Permuta de Protões (PEM):** A eletrólise por membrana de permuta de protões (PEM) usa uma membrana sólida de troca iônica, geralmente de Nafion, que separa os gases gerados no cátodo e no ânodo. Essa tecnologia oferece alta eficiência, rápida resposta a variações na demanda de energia e operação sob altas pressões. Contudo, os custos elevados dos eletrodos, compostos de materiais nobres como platina e irídio, limitam sua escalabilidade AHMED, M. S. W. L.; G. T. A. H. (2022).
- **Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC):** A eletrólise de óxido sólido opera em altas temperaturas, utilizando um material cerâmico condutor de oxigênio para decompor a água. Sua principal vantagem é a alta eficiência térmica, uma vez que a energia residual de processos industriais pode ser integrada ao sistema, reduzindo a necessidade de energia elétrica. No entanto, a complexidade dos sistemas operando em altas temperaturas e a durabilidade dos materiais ainda são desafios a serem superados NOOR, N. A. K. M.; J. K. (2023).
- **Membrana Alcalina de Permuta Aniônica (AEM):** A membrana alcalina de permuta aniônica (AEM) é uma tecnologia emergente que combina as vantagens da eletrólise alcalina e da membrana de permuta de protões. A AEM utiliza uma membrana aniónica, o que pode resultar em um sistema mais eficiente e com custos reduzidos em comparação com a PEM. No entanto, a tecnologia ainda está em desenvolvimento e enfrenta desafios relacionados à estabilidade da membrana e à eficiência do processo VIDALES, A. G.; MILLAN, N. C.; BOCK, C. (2023).

Cada uma dessas tecnologias apresenta vantagens e limitações, mas todas representam alternativas viáveis para a produção sustentável de hidrogênio. A escolha entre elas depende de fatores como custo, eficiência, durabilidade e a natureza da aplicação, com o mercado constantemente em busca de inovações para superar desafios cada uma dessas lacunas dos eletrolisadores são oportunidades de pesquisa especialmente em relação à escalabilidade e redução de custos.

Armazenamento

O armazenamento de hidrogênio apresenta desafios técnicos consideráveis. Diferentes abordagens estão sendo investigadas para superar as limitações de métodos tradicionais, como a compressão e liquefação, além de tecnologias emergentes, como hidretos metálicos e transportadores de hidrogênio orgânicos líquidos (LOHCs).

Os métodos tradicionais de armazenamento, como o hidrogênio comprimido e o hidrogênio liquefeito, exigem condições extremas de pressão ou temperatura, demandando tecnologias avançadas e consumo elevado de energia.

No caso do armazenamento de hidrogênio comprimido, o gás é armazenado sob pressões elevadas, frequentemente em vasos de pressão projetados para suportar até 200 bar ou mais. A compressão do gás, no entanto, é um processo energeticamente dispendioso devido à baixa densidade do hidrogênio em sua forma gasosa (cerca de 0,083 kg/m³ à temperatura e pressão padrão). Compressores, como os centrífugos, alternativos e de diafragma, são utilizados, sendo os compressores de diafragma preferidos, pois evitam vazamentos e atingem altas pressões com menos estágios de compressão. Mas ainda existe espaço para desenvolver tecnologias ou vias de redução dos custos energéticos visando reduzir a relação de energia gasta para armazenar x a energia presente no hidrogênio SMITH, J. A.; DOE, J.; LI, Y. (2021).

O armazenamento de hidrogênio líquido, por outro lado, exige temperaturas criogênicas extremamente baixas (aproximadamente -253°C). Para alcançar a liquefação, são empregados processos como o Linde Hampson, Ciclo Claude e Collins-Hélio, que reduzem a temperatura do hidrogênio. Embora a liquefação aumente a densidade do hidrogênio, ela envolve equipamentos complexos, como trocadores de calor, compressores de múltiplos estágios e válvulas de expansão. Além disso, a manutenção das temperaturas criogênicas e a perda de hidrogênio devido à vaporização são desafios contínuos SMITH, J. A.; DOE, J.; LI, Y. (2021).

O armazenamento geológico de hidrogênio, em cavernas salinas ou reservatórios de petróleo exauridos, apresenta uma alternativa de baixo custo e alta densidade energética. Utilizando infraestruturas já existentes para armazenamento subterrâneo de gás, esse método pode ser mais econômico que a compressão ou liquefação. No entanto, desafios como a garantia de estanqueidade das formações e a regulamentação necessária para sua implementação ainda precisam ser superados. A tecnologia tem gerado crescente interesse, principalmente para integrar sistemas de armazenamento de energia renovável em larga escala (BROWN et al., 2020; SMITH, 2019).

Dentre outras soluções alternativas destacam-se o armazernamento em materiais sólidos como carvão ativado, hidretos metálicos, Metal-Organic Frameworks (em português, Estruturas Metal-Orgânicas) ou MOFs e Zeolitas e ou em líquidos orgânicos LOHCs).

A adsorção em materiais como carvão ativado, MOFs e Zeólitas pode fornecer altas densidades gravimétricas e volumétricas, mas esses métodos enfrentam dificuldades relacionadas à cinética de absorção e irreversibilidade que muitas vezes se deparam com os desafios da energia gasta para armazenar e a energia presente de hidrogênio. Já os hidretos metálicos permitem o armazenamento reversível de hidrogênio, liberando-o sob condições controladas de temperatura e pressão. No entanto, esses materiais ainda apresentam desafios relacionados aos custos e à necessidade de encontrar composições com alta capacidade de absorção maiores que 20 % do peso dos metais DRAWER, C.; LANGE, J.; KALTSCHMITT, M. (2024); BISHNOI, A.; PATI, S.; SHARMA, P. (2024); DING, Z.; e. a. (2020);

Os LOHCs como amônia, tolueno e metanol, oferecem uma alternativa para o armazenamento de hidrogênio. Esses compostos orgânicos podem ser hidrogenados e desidrogenados sob condições relativamente suaves, mantendo sua estrutura molecular mesmo após a liberação do hidrogênio. Essa característica torna os LOHCs vantajosos em termos de reutilização e redução de custos operacionais. Contudo, o alto custo de processamento e a necessidade de otimizar os processos de hidratação e desidratação ainda são obstáculos significativos principalmente no que tange a os catalisadores utilizados nesses processos LIM, S. S.; KUMAR, H.; J. BYUN (2022); GHAFRI, A. E.-E. R. S.; K. D. (2022).

Embora tenha havido avanços na compressão, liquefação e nas novas abordagens de armazenamento baseadas em materiais sólidos e LOHCs, os desafios técnicos, como a eficiência energética, o custo de produção e a escalabilidade, ainda precisam ser superados. A superação desses obstáculos será fundamental para tornar essas tecnologias viáveis em contextos industriais e comerciais de larga escala. A pesquisa contínua e o desenvolvimento de novos materiais e processos são essenciais para alcançar soluções mais eficientes, seguras e economicamente viáveis.

Distribuição

O transporte e a distribuição de hidrogênio apresentam desafios críticos que afetam sua competitividade, como os seguintes:

- **Falta de infraestrutura dedicada:** O transporte e a distribuição de hidrogênio exigem uma infraestrutura especializada, ainda escassa em muitas regiões. A construção de redes de pipelines, estações de recarga e sistemas eficientes de distribuição é essencial para garantir a viabilidade do hidrogênio como fonte de energia em larga escala. A falta dessa infraestrutura dificulta a expansão rápida e eficaz do uso do hidrogênio como combustível OUYANG, L. et al. (2020).

- **Necessidade de pipelines especializados:** O hidrogênio possui características físicas específicas, como baixa densidade e alta reatividade, que demandam pipelines especializados para seu transporte. Isso implica o uso de materiais resistentes à fragilização por hidrogênio (embrittlement) e sistemas de segurança robustos para garantir a integridade da rede de distribuição. A construção e manutenção desses pipelines especializados aumentam os custos e a complexidade do transporte OUYANG, L. et al. (2020).
- **Riscos associados à segurança:** O hidrogênio é altamente inflamável e, em determinadas condições, pode apresentar riscos significativos de explosões ou vazamentos. O manuseio, transporte e armazenamento do hidrogênio exigem controle rigoroso de segurança, com sistemas avançados de monitoramento e mitigação de riscos. Esses riscos aumentam os custos operacionais e podem afetar a aceitação pública e regulatória da infraestrutura de hidrogênio OUYANG, L. et al. (2020).
- **Altos custos logísticos:** O transporte de hidrogênio, seja por pipeline, caminhões ou navios, é consideravelmente mais caro que o transporte de combustíveis tradicionais. Além da necessidade de infraestrutura especializada, o custo de produção, armazenamento e transporte do hidrogênio impacta sua competitividade em relação a outros combustíveis mais baratos e amplamente disponíveis. A ineficiência nas cadeias logísticas também pode aumentar os custos totais, diminuindo a viabilidade do hidrogênio como uma solução energética acessível OUYANG, L. et al. (2020).

A viabilidade do transporte rodoviário de hidrogênio verde depende da implementação de soluções específicas para mitigar os problemas identificados. Algumas propostas presentes na literatura incluem:

- Melhoria das condições rodoviárias, como a pavimentação de estradas e a criação de corredores exclusivos para produtos perigosos.
- Desenvolvimento de tanques de armazenamento mais eficientes, com maior capacidade e menores perdas por evaporação.
- Implementação de sistemas de monitoramento para garantir a detecção precoce de vazamentos e falhas durante o transporte.
- Adoção de tecnologias mais limpas, como o diesel renovável ou a eletrificação de frotas, para reduzir as emissões no transporte.

Essas medidas, aliadas a tecnologias adequadas de armazenamento e transporte, podem tornar o processo de transporte de hidrogênio verde mais seguro, eficiente e sustentável HUNT, J. D.; JUNIOR, N. P. N.; SALGADO, B. C. B.; FERNANDES, J. T.; MURTA, A. L. S. (2023).

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

A crescente ameaça das mudanças climáticas, evidenciada pelo aumento contínuo das emissões de gases de efeito estufa, exige uma ação global imediata e coordenada, especialmente por meio da transição energética. O hidrogênio verde, produzido a partir de fontes renováveis, emerge como uma solução promissora para mitigar os efeitos da crise climática, substituindo os combustíveis fósseis em setores chave, como transporte, geração de energia e processos industriais. No entanto, a cadeia de suprimentos do hidrogênio verde ainda enfrenta desafios significativos nas áreas de produção, armazenamento, transporte e distribuição.

A produção por meio da eletrólise da água, embora sustentável, ainda precisa ser aprimorada em termos de eficiência e redução de custos, especialmente com a diversidade de tecnologias, como a eletrólise alcalina, PEM, AEM e SOEC, cada uma com suas limitações e potenciais. No campo do armazenamento, soluções alternativas em materiais sólidos e LOHCs oferecem promessas, mas ainda carecem de desenvolvimento em termos de escalabilidade e custo. Por fim, distribuição do hidrogênio enfrenta desafios logísticos e de infraestrutura, como a necessidade de pipelines especializados e sistemas de segurança para lidar com sua alta reatividade.

Diante disso, é crucial que os investimentos em pesquisa, desenvolvimento de novas tecnologias e a implementação de políticas públicas adequadas avancem rapidamente. Isso permitirá que o hidrogênio verde se torne uma alternativa energética viável e competitiva, não apenas para atender às metas climáticas globais, mas também para contribuir de forma decisiva na construção de uma matriz energética sustentável e resiliente. A colaboração internacional, especialmente em nível de grandes economias como o G20, será fundamental para garantir que as metas de descarbonização sejam alcançadas, mitigando os impactos do aquecimento global e promovendo um futuro mais sustentável para todos.

REFERÊNCIAS

AHMED, M. S. W. L.; G. T. A. H. Desafios e perspectivas econômicas para a tecnologia PEM. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, p. 9531-9545, 2022.

AHLUWALIA, R. K. P.; H. J.-K.; T. Q. R.; H.-S. Hydrogen Storage for Fuel Cell Vehicles: An Analysis of the Technology Options. *Argonne National Laboratory*, 2023.

AZIZ, M. Hydrogen Liquefaction and Storage Technologies: Current Status and Future Directions. *Springer*, 2022.

BISHNOI, A.; PATI, S.; SHARMA, P. Architectural design of metal hydrides to improve the hydrogen storage characteristics. *Journal of Power Sources*, v. 608, p. 234609, 2024.

BRAUNS, E. H. J. M.; S. L. Tecnologias emergentes para eletrólise da água: AEL e PEM em comparação com SOEL e AEM. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 19487-19502, 2020.

BROWN, A.; SMITH, J.; WILLIAMS, M. *Geological storage of hydrogen: A comprehensive review*. *Energy Journal*, v. 45, n. 6, p. 123-135, 2020.

DING, Z.; e. a. LiBH₄ for hydrogen storage - new perspectives. *Nano Materials Science*, p. 109-119, 2020.

DRAWER, C.; LANGE, J.; KALTSCHMITT, M. Metal hydrides for hydrogen storage – Identification and evaluation of stationary and transportation applications. *Journal of Energy Storage*, v. 77, p. 109988, 2024.

GHAFRI, A. E.-E. R. S.; K. D. Cost Analysis and Economic Considerations of Liquid Hydrogen Storage Systems. *Elsevier*, 2022.

HASSAN, I. A.; et al. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, outubro 2021.

HUNT, J. D.; JUNIOR, N. P. N.; SALGADO, B. C. B.; FERNANDES, J. T.; MURTA, A. L. S. Aspectos sobre o armazenamento e transporte de hidrogênio. *Projeto H2 Brasil*, v. 4, Brasília, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. Abu Dhabi, 2020.

KAKOULAKI, I. K. N. T. F. D. J. M.; J.-W. G. Green hydrogen in Europe – a regional assessment: substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, v. 228, p. 113649, 2021.

KLOPČIČ, N.; GRIMMER, I.; WINKLER, F.; SARTORY, M.; TRATTNER, A. A review on metal hydride materials for hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, v. 72, 2023.

LEE, K.; KIM, S. Optimization of metal hydride-based hydrogen storage systems. *Journal of Applied Energy*, v. 289, p. 116208, 2022.

LIM, S. S.; KUMAR, H.; J. BYUN. Exploration of Toluene Derivatives for Liquid Organic Hydrogen Carriers: Challenges and Opportunities. *Journal of Energy Chemistry*, p. 123-136, 2022.

NATIONS UNIES POUR LE MILIEU. Emissions Gap Report 2024: As nações precisam reduzir 42% das emissões para evitar o aumento da temperatura. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/281962-onu-paises-precisam-reduzir-42-das-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-para-evitar-aumento>.

NOOR, N. A. K. M.; J. K. Avanços recentes em eletrólise de água: Tecnologia SOEL e AEM. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 15, p. 512-527, 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). *Relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2031/english-version/relatorio_pde2031_cap12_eus.pdf. Acesso em: 8 jan. 2025.

OUYANG, L. et al. Hydrogen storage in light-metal based systems: a review. *Journal of Alloys and Compounds*, v. 829, p. 154597, 2020.

SMITH, J. A.; DOE, J.; LI, Y. Modeling and simulation of hydrogen storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, p. 16092-16102, 2021.

SMITH, R. *Hydrogen storage in underground caverns: A case study*. *Journal of Sustainable Energy*, v. 10, n. 3, p. 201-210, 2019.

STETSON, M. W.; N. Hydrogen technologies for energy storage: a perspective. *MRS Energy & Sustainability*, v. 7, p. E41, 2020.

VIALES, A. G.; MILLAN, N. C.; BOCK, C. Modeling of anion exchange membrane water electrolyzers: The influence of operating parameters. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 194, p. 636-648, 2023.

YOUNAS, M. M. A. A. S.; M. A. Electrólise da água e sua contribuição para a produção sustentável de hidrogênio. *Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, p. 4567-4581, 2022.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da Petrogal Brasil S.A. (Joint Venture Galp I Sinopec) e o fomento à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) no Brasil concedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a execução deste projeto, intitulado “Avaliação técnico-científica de soluções para produção, armazenamento, transporte e consumo de hidrogênio verde, e seus impactos e oportunidades na cadeia de energia”, que resultou nesse artigo.

CAPÍTULO 4

ENERGIA EÓLICA NO ESTADO DA BAHIA: REALIDADE E PROJEÇÕES

Lucimara Dias Carvalho

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Mirela Coelho Pita

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Roberto José Batista Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Samara Maria Assunção de Souza

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

gerado empregos, atraído investimentos e valorizado terras. Contudo, desafios persistem, como a qualificação da mão de obra, regularização fundiária e impactos ambientais, incluindo interferências em rotas migratórias e poluição sonora. O potencial da energia eólica offshore também é destacado. Para consolidar a Bahia como referência global em energia renovável, são essenciais políticas públicas que promovam inovação, capacitação e mitigação dos impactos socioambientais, assegurando um crescimento sustentável e alinhado à transição energética justa.

PALAVRAS-CHAVE: Eólica, Bahia, Energia renovável.

ABSTRACT: A Bahia lidera a produção de energia eólica no Brasil, responsável por cerca de 34% da geração nacional em 2023, suficiente para abastecer 223 milhões de residências. Este estudo analisa o cenário atual e as perspectivas do setor no estado, abordando seus impactos socioeconômicos e ambientais. A pesquisa adota uma abordagem exploratória-descritiva, baseada em dados de fontes institucionais, relatórios técnicos e artigos científicos. Fatores como geografia favorável, ventos constantes e incentivos fiscais impulsionam a expansão da infraestrutura, que tem

INTRODUÇÃO

Importância da energia eólica

A energia eólica ocupa um papel significativo na transição energética global, sendo uma fonte renovável que teve um crescimento expressivo desde a década de 1990 no cenário global, como mostra a Figura 1.

Capacidade eólica acumulada instalada global (1996-2012)

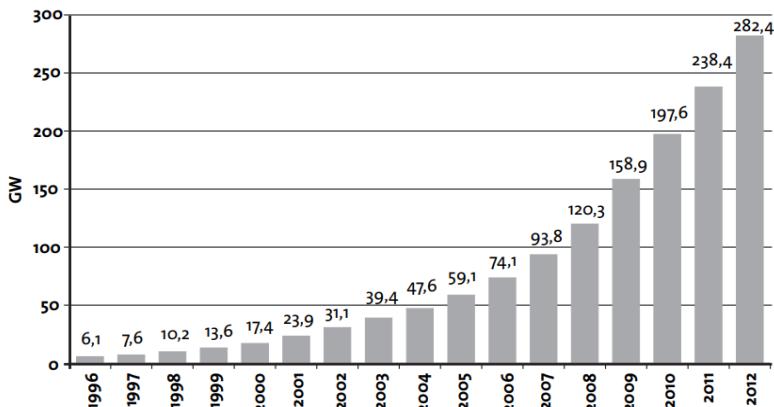


Figura 1 – Gráfico da capacidade eólica instalada global (1996-2012)

Fonte: GWEC (2013).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024), a capacidade instalada global de energia eólica aumentou mais de 75% na última década, atingindo 837 GW em 2023. Além de sua relevância ambiental, a energia eólica impulsiona a eletrificação de setores produtivos e fortalece a segurança energética, ao reduzir a dependência de combustíveis fósseis e diversificar as matrizes energéticas nacionais.

Cenário brasileiro e crescimento da energia eólica no país

No Brasil, a energia eólica tem desempenhado um papel cada vez mais relevante na matriz elétrica nacional. Segundo o Balanço Energético Nacional de 2024, sua participação na matriz energética é de 2,6%, enquanto na matriz elétrica atinge 13,2%. Esse crescimento reflete o aproveitamento das condições naturais favoráveis do país, como os ventos intensos e constantes, particularmente em regiões do Nordeste. Desde o início dos primeiros projetos comerciais em 2005, o setor tem se expandido rapidamente, com investimentos substanciais em infraestrutura e tecnologia. O Brasil ocupa atualmente a 6ª posição mundial em capacidade instalada de energia eólica, segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2024), consolidando-se como um dos mercados mais atrativos para investidores no setor de energias renováveis.

Relevância do estado da Bahia como líder nacional em geração eólica

Entre os estados brasileiros, em 2023, a Bahia se destacou como a maior produtora de energia eólica ((SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO DO GOVERNO DA BAHIA, 2024), consolidando-se como um polo estratégico para o setor e tem como principal fonte, a energia proveniente do vento, assim como a Figura 2 apresenta.

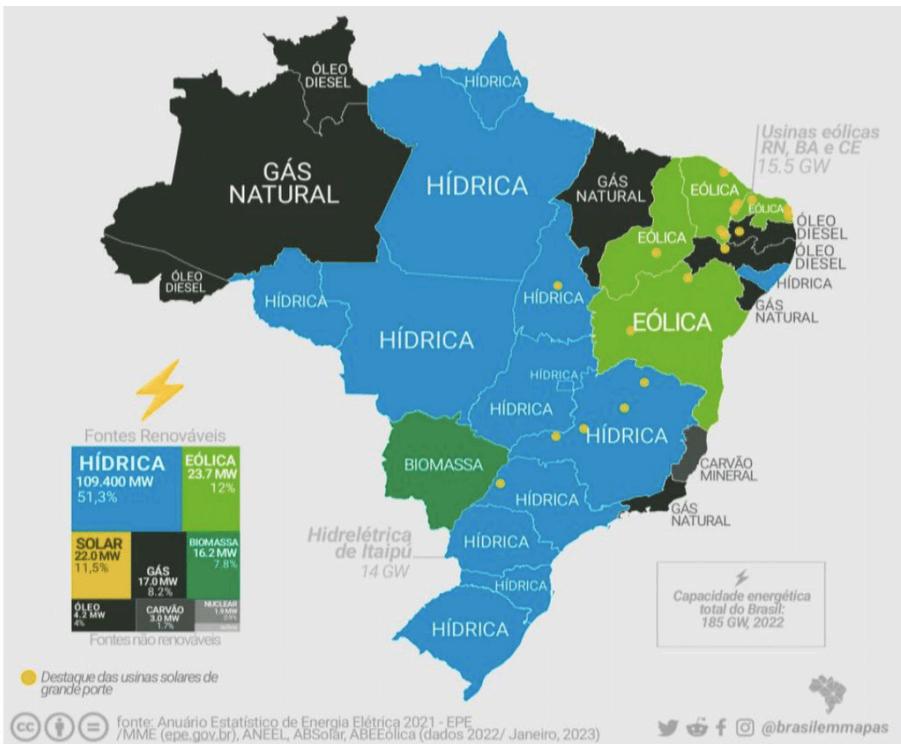


Figura 2 – Principal fonte de energia de cada estado do Brasil

Fonte: Brasil em Mapas (2023).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) destaca que, em 2024, o estado baiano foi responsável por 34% da produção nacional, liderança no país, que por sua vez é alavancada por condições geográficas privilegiadas, como ventos consistentes no semiárido e no litoral, e incentivos fiscais atrativos para o desenvolvimento de parques eólicos. Segundo a Secretaria de Comunicação do Governo da Bahia (2024), em 2023, a Bahia teve uma geração acumulada de 29 mil GWh, o que equivale ao abastecimento de 223 milhões de residências ao longo do ano. Além disso, dados do Atlas Eólico da Bahia apontam um potencial anual de 766,5 TWh onshore e 350,3 TWh offshore, o que demonstra a imensa capacidade ainda inexplorada do estado. Esses números refletem não apenas a importância da Bahia para o cenário energético brasileiro, mas também seu papel como referência internacional em energia renovável.

Diante desse panorama, este trabalho busca realizar um levantamento sobre o estágio atual e projeções de parques eólicos na Bahia. A análise visa não apenas apresentar os números que evidenciam a liderança do estado, mas também discutir os impactos energéticos, socioeconômicos e ambientais do crescimento dessa fonte no contexto da transição energética brasileira e global.

OBJETIVO

Este artigo pretende analisar o estágio atual e o potencial da energia eólica na Bahia.

METODOLOGIA

Tipo de Pesquisa

Este estudo adota uma abordagem exploratória-descritiva, combinando levantamento de dados secundários e análise qualitativa e quantitativa. O caráter exploratório visa identificar tendências e desafios no setor de energia eólica na Bahia, enquanto a vertente descritiva busca consolidar informações sobre seu crescimento, impactos socioeconômicos e ambientais.

Fontes de Dados e Critérios de Inclusão e Exclusão

As fontes de dados foram selecionadas com base em relevância, confiabilidade e atualidade, abrangendo: Relatórios institucionais de órgãos como Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Global Wind Energy Council (GWEC) e Secretaria de Desenvolvimento Econômico da Bahia; Bases de dados públicas e documentos técnicos, incluindo o Atlas Eólico da Bahia e o Balanço Energético Nacional; Artigos científicos e publicações acadêmicas, focados em energia renovável e seus impactos regionais; Notas técnicas e comunicados de empresas e concessionárias envolvidas na operação de parques eólicos; Foram incluídos documentos publicados entre 2013 e 2024, garantindo um recorte temporal alinhado à evolução recente da energia eólica no estado.

Processo de Coleta e Análise

A coleta de dados seguiu as seguintes etapas: a) Identificação e seleção das fontes conforme os critérios de inclusão; b) Organização das informações em categorias temáticas: Potencial energético e capacidade instalada; c) Impacto ambiental e sustentabilidade. d) Desenvolvimento socioeconômico e geração de empregos; d) Desafios e oportunidades para expansão; e) Cruzamento e interpretação dos dados, utilizando análise comparativa para identificar padrões, lacunas e tendências. Para a análise qualitativa, foi aplicada a técnica de análise de conteúdo, comparando discursos institucionais e acadêmicos sobre o impacto da energia eólica. A análise quantitativa se concentrou em indicadores de capacidade instalada, produção energética, investimentos e impacto econômico.

Contribuição do Estudo

O artigo contribui para a literatura ao associar o prisma energético da Bahia com seus impactos ambientais, econômicos e sociais. Diferentemente de estudos focados apenas na viabilidade técnica, este trabalho amplia a análise ao incluir estratégias de desenvolvimento sustentável, a expansão da infraestrutura energética e os desafios fundiários e logísticos. A replicabilidade da pesquisa permite que as estratégias identificadas possam ser aplicadas a outros estados com potencial eólico semelhante.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Panorama Atual

A Bahia ocupa uma posição de destaque na produção de energia eólica no Brasil, consolidando-se como o maior produtor de energia eólica do país. Em 2023, o estado respondeu por aproximadamente 34% da produção nacional, com geração acumulada de 29 mil GWh, suficiente para abastecer aproximadamente 223 milhões de residências ao longo do ano. Essa conquista reflete o aproveitamento das condições geográficas e climáticas únicas da Bahia, que se encontra na transição entre diferentes regimes de vento: mais ao norte atuam os ventos alísios e mais ao sul predomina a dinâmica da interação entre o centro de altas pressões Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e as incursões de massas polares. Atualmente os parques eólicos estão espalhados entre 35 municípios do estado, concentrando-se majoritariamente na região central, marcada por uma geografia de chapadões (Bahia, 2024a; COELBA; ANEEL, 2013).

A combinação oferece ventos intensos e consistentes, que são ideais para a geração de energia eólica. Diferentemente de outros estados do Nordeste, como o Rio Grande do Norte e o Ceará, cujo potencial está concentrado no litoral, a Bahia explora principalmente os ventos da região do semiárido – mais ao interior do estado. Essa característica permite a instalação de parques eólicos em áreas do interior, ampliando o alcance da infraestrutura de energia renovável e promovendo o desenvolvimento em regiões historicamente menos favorecidas (Gomes et al., 2019).

A secretaria de desenvolvimento econômico publicou um informe executivo sobre energia eólica que até outubro de 2024, o estado possui 356 usinas em operação, 26 em construção e 216 com construção não iniciadas, demonstrando o interesse de concessionárias pelo potencial, mas também pela cartilha de incentivos fiscais para empreendimentos de geração de energia por fonte renovável como o estado possui (Bahia, 2024b).

De acordo com o Atlas Eólico da Bahia, o estado possui um potencial de geração anual *onshore* (no continente) de 766,5 TWh e *offshore* (no mar) de 350,3 TWh, considerando valores de referência para integração cumulativa a uma altura de 150 m e com ventos acima de 7 m/s. Demonstrando que apesar do alto volume de usinas a serem construídas, ainda existe um grande espaço para exploração do recurso (COELBA; ANEEL, 2013).

Novos Projetos e Expansão

O desenvolvimento de novos projetos de energia eólica na Bahia demonstra o potencial contínuo do estado para crescer no setor. O complexo Babilônia Centro, com previsão de início de operação em 2025, é um dos empreendimentos mais ambiciosos em andamento. Financiado em grande parte pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o projeto representa um marco não apenas para o estado, mas para o Brasil, dado o volume recorde de recursos destinados a uma única iniciativa de geração renovável (Gandra, 2024).

Quando finalizado, o complexo Babilônia Centro terá capacidade de abastecer 1,37 milhão de domicílios, mostrando como os avanços tecnológicos e o planejamento estratégico podem transformar o semiárido baiano em um dos principais polos de geração de energia limpa do mundo. Além disso, a presença de grandes financiadores como o BNDES indica confiança na viabilidade econômica e social desses empreendimentos, o que pode atrair ainda mais investimentos para a região (Brasil, 2024).

A expansão também fortalece a infraestrutura local, como estradas, sistemas de transmissão e equipamentos industriais. Isso beneficia não apenas os projetos de energia, mas também outros setores econômicos, criando um círculo virtuoso de desenvolvimento.

Benefícios da Energia Eólica

A energia eólica desempenha um papel essencial na transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável, trazendo benefícios ambientais significativos. Um destes é sua contribuição para a descarbonização. Ao contrário de fontes fósseis, como carvão e petróleo, a energia eólica não emite dióxido de carbono (CO_2) ou outros gases de efeito estufa durante sua operação. A implementação do complexo Babilônia Centro evitará a emissão anual de 950 mil toneladas de CO_2 na atmosfera (Bahia, 2024b).

Além disso, a geração de energia eólica exige pouca ou nenhuma extração de recursos naturais além da energia cinética dos ventos. Não sendo assim necessário extração ou uso de combustíveis para funcionamento, ou uso de água para criação de barragens ou resfriamento. Consequentemente, a energia eólica não gera resíduos tóxicos ou resíduos sólidos perigosos, contribuindo para a preservação de recursos naturais (Campos; Soares; Santos, 2018).

Embora a instalação de parques eólicos possa gerar impactos iniciais, como o deslocamento de fauna e alterações temporárias no habitat, quando bem planejados, esses projetos podem evitar danos significativos à biodiversidade em comparação com outras fontes de energia. A falta de barragens, mineração extensiva ou perfuração torna a energia eólica menos invasiva a longo prazo (De Azevedo; Nascimento; Schram, 2016).

Os impactos da energia eólica na Bahia vão muito além da geração de eletricidade. Esse setor tem se mostrado uma ferramenta poderosa para o desenvolvimento social e econômico, especialmente em áreas do interior. A criação de empregos durante a construção e operação dos parques, o aumento da renda com arrendamentos de terra e a valorização das propriedades locais são alguns dos benefícios diretos experimentados pelas comunidades (Lima; Fontes; Silva Júnior; 2021).

A regularização fundiária, por exemplo, tem possibilitado que pequenos produtores rurais formalizem a posse de suas terras. Isso não apenas melhora a segurança jurídica, mas também abre oportunidades para arrendamentos lucrativos aos operadores de parques eólicos. Esses arrendamentos trazem uma fonte de renda adicional para as famílias, contribuindo para a melhoria da qualidade de vida (Ribeiro; Araújo; Oliveira; Germani, 2018).

Além disso, a instalação de parques eólicos tem estimulado o crescimento da indústria de base no Nordeste, especialmente com fabricantes de torres e outros componentes se instalando na região. Isso não apenas fortalece a cadeia produtiva, mas também promove a transferência de tecnologia e a capacitação da força de trabalho local. O desenvolvimento dos polos industriais podem transformar a Bahia em referência internacional em tecnologia e inovação no setor de energia renovável (Lima; Fontes; Silva Júnior; 2021).

Desafios e Limitações

Apesar dos inúmeros benefícios, a expansão da energia eólica na Bahia enfrenta desafios significativos. Um dos principais obstáculos é a topografia e a localização remota de muitos dos locais com maior potencial eólico, geralmente situados em comunidades rurais com baixos indicadores sociais. Nessas regiões, a falta de mão de obra especializada obriga empresas a trazer trabalhadores de fora, o que pode limitar os benefícios locais em termos de emprego e capacitação (Santos, 2016). Cabe os projetos a serem implementados possuir em seu escopo também o investimento em programas de qualificação profissional, priorizando a contratação de moradores das comunidades próximas.

A questão fundiária também apresenta desafios, como dificuldades para regularizar terras ou negociar contratos de arrendamento de forma justa. Em alguns casos, moradores locais relatam pressão ou ameaças durante as negociações, gerando insegurança e possíveis conflitos. Além disso, contratos mal explicados podem resultar em prejuízos para as comunidades, que não compreendem plenamente os termos acordados (Ribeiro; Araújo; Oliveira; Germani; 2018).

Do ponto de vista ambiental, há preocupações com a poluição sonora gerada pelas turbinas, que pode afetar a qualidade de vida de comunidades próximas, e com o impacto sobre a fauna local. O aumento do tráfego de veículos e maquinários durante a construção dos parques, assim como a operação das turbinas, pode interferir nas rotas de aves e outros animais. Por isso, é essencial que os projetos contem com estudos de impacto ambiental robustos e medidas de mitigação eficazes (Santos, 2016).

A economia circular no setor de energia eólica enfrenta desafios significativos, especialmente no reaproveitamento de materiais das torres eólicas. As pás, feitas de compósitos como fibra de vidro e carbono, são leves e resistentes, mas difíceis de reciclar devido à falta de tecnologias economicamente viáveis (Ramos Júnior; Almeida, 2021). Já os componentes metálicos, como o aço, são mais recicláveis, mas o processo de separação do concreto, especialmente das fundações, é logicamente complexo e caro. Além disso, o descomissionamento de parques eólicos envolve altos custos de desmontagem e transporte, agravados pela infraestrutura limitada em regiões como o semiárido baiano, onde muitos parques estão localizados (Manhães; Lima; Alvarado, 2022).

Perspectiva Futura

O futuro da energia eólica na Bahia é promissor: o estado reúne condições ideais para continuar liderando a geração eólica no Brasil, incluindo uma geografia favorável e regime de ventos adequados, infraestrutura em expansão com a manufatura de componentes para energia eólica e um ambiente regulatório favorável.

Para consolidar esse potencial, será necessário superar desafios logísticos e sociais, investindo em educação e capacitação da mão de obra local, além de adotar práticas transparentes e inclusivas na negociação de contratos. Também é fundamental ampliar o diálogo com comunidades e organizações ambientais para garantir que os projetos sejam socialmente justos e ecologicamente sustentáveis.

A redução da competição por terrenos em áreas habitadas ou agrícolas e menor impacto ambiental sonoro pode ser atingido através da expansão da exploração de energia eólica no mar. As usinas *offshore* não possui seu potencial explorado, sendo uma chance de oportunidade futura, estudos em escala piloto iniciou-se somente em 2018 pela Petrobras (Castro *et al*, 2018) e a estatal deve realizar a avaliação de viabilidade de sete parques eólicos *offshore*, infelizmente nenhum destes localiza-se na Bahia (Petrobras, 2024), mas os resultados destes projetos podem orientar a exploração futura no estado. A principal vantagem da geração *offshore* é o aumento do Fator de Capacidade das turbinas, resultando em uma maior eficiência dos aerogeradores. Além disso, essa modalidade possibilita a utilização de turbinas de dimensões maiores (Castro *et al*, 2018).

Ainda, serão necessários investimentos em pesquisa, desenvolvimento de tecnologias de reciclagem, design sustentável e políticas públicas que incentivem práticas circulares. A capacitação de mão de obra local e a criação de infraestrutura adequada são essenciais para transformar a cadeia produtiva eólica em um modelo mais sustentável e inovador, aproveitando o crescimento do setor e os benefícios ambientais da energia renovável.

Por fim, o desenvolvimento do setor energético brasileiro depende de contratações promovidas pela ANEEL e da integração de tecnologias como redes elétricas inteligentes e gestão de demanda, essenciais para otimizar o uso de fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica. No Nordeste, especialmente na Bahia, o avanço da energia eólica está relacionado às condições hidrológicas da bacia do rio São Francisco e à necessidade de estudos que alinhem geração e transmissão. A redução do potencial hidrelétrico do rio, causada pelas mudanças climáticas, reforça a importância da energia eólica como alternativa complementar, já que a flexibilidade da hidreletricidade é ideal para integrar fontes renováveis variáveis (Bahia, 2022).

Ao ultrapassar estas barreiras, o estado poderá ser explorado mais intensamente para conseguir atingir o seu completo potencial e se tornar um modelo global em energia renovável, combinando inovação tecnológica com desenvolvimento sustentável. Com isso, a Bahia não apenas reforça sua importância no Brasil, mas também contribui de forma significativa para os esforços globais de mitigação das mudanças climáticas.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho destacou a liderança da Bahia na produção de energia eólica no Brasil, evidenciando sua capacidade de gerar energia sustentável em larga escala. As condições climáticas favoráveis, aliadas a incentivos fiscais e investimentos robustos, impulsionam o desenvolvimento de infraestrutura no semiárido, promovendo benefícios socioeconômicos significativos para as comunidades locais. No entanto, desafios logísticos, ambientais e fundiários demandam estratégias mais eficientes e inclusivas para maximizar o potencial do setor.

Para fortalecer o papel da Bahia como referência global em energia renovável, trabalhos futuros podem focar na exploração do potencial offshore, no desenvolvimento de soluções para economia circular e na integração de fontes renováveis com redes inteligentes. Estudos que aprofundem o impacto socioeconômico em comunidades, avaliem a eficácia de políticas públicas e explorem tecnologias de reciclagem e reaproveitamento de componentes são essenciais para promover um crescimento que mantenha um ciclo sustentável do setor eólico. A capacitação de mão de obra local também deve ser priorizada, garantindo maior inclusão social e benefícios diretos às populações do interior.

Dessa forma, a Bahia tem a oportunidade de se consolidar não apenas como líder nacional, mas também como modelo global em inovação e sustentabilidade no setor de energia renovável. Ao investir em pesquisa, tecnologia e políticas inclusivas, o estado pode alinhar seus objetivos locais aos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas, contribuindo para um futuro mais limpo e resiliente.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Energia Eólica no Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/energia-eolica-no-brasil-alcanca-recordes-de-geracao-em-novembro-1>. Acesso em: 14 dez. 2024.
- AZEVEDO, J. P. M.; NASCIMENTO, R. S.; SCHRAM, I. B. ENERGIA EÓLICA E OS IMPACTOS AMBIENTAIS: UM ESTUDO DE REVISÃO. Revista Uningá, v. 51, n. 1, p. 101-106, 2017. Disponível em: <https://revista.uninga.br/uninga/article/view/1340/958>. Acesso em: 14 dez. 2024.
- BAHIA. ACADEMIA DE CIÊNCIAS DA BAHIA. 2022. Energia para a Bahia em 2030. Disponível em: http://cienciasbahia.org.br/webinarios/wp-content/uploads/2022/05/acb_GT_energia.pdf. Acesso em: 03 jan. 2025.
- BAHIA. SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. (org.). A energia eólica produzida na Bahia em 2023 é suficiente para beneficiar 223 milhões de residências. 2024a. Disponível em: <http://www.sde.ba.gov.br/index.php/2024/02/16/a-energia-eolica-produzida-na-bahia-em-2023-e-suficiente-para-beneficiar-223-milhoes-de-residencias/>. Acesso em: 03 jan. 2025.
- BAHIA. SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. (org.). NOTA TÉCNICA 093/24: coordenação de fomento à indústria de energias renováveis. 2024b. Disponível em: http://www.sde.ba.gov.br/wp-content/uploads/2024/12/NT_093_24_-Panorama-de-Energias-Renováveis.pdf. Acesso em: 03 jan. 2025.
- BAHIA. Secretaria de Desenvolvimento Econômico. Nota Técnica 093/24: Panorama de Energias Renováveis. Disponível em: <http://www.sde.ba.gov.br>. Acesso em: 14 dez. 2024.
- BRASIL. Secretaria de Comunicação Social. Governo Federal (org.). Com R\$ 3,2 bilhões do BNDES, projeto eólico na Bahia vai gerar energia para mais de 1 milhão de lares. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2024/01/com-r-3-2-bilhoes-do-bndes-projeto-eolico-na-bahia-vai-gerar-energia-para-mais-de-1-milhao-de-lares>. Acesso em: 06 jan. 2025.
- BRASIL EM MAPAS. Principal fonte de energia de cada estado do Brasil. Disponível em: <https://brasilemapas.wordpress.com/2023/02/26/principal-fonte-de-energia-de-cada-estado-do-brasil/>. Acesso em: 20 jan. 2024.
- CASTRO, Nivalde de; LIMA, Antônio; HIDD, Gabriel; VARDIERO, Pedro. Perspectivas da Energia Eólica offshore. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, ago. 2018.
- COELBA; ANEEL. Atlas do Potencial Eólico da Bahia. Salvador: COELBA, 2013. Disponível em: <https://www.coelba.com.br>. Acesso em: 19 dez. 2024.
- COELBA. ANEEL. Estado da Bahia: Atlas do Potencial Eólico. Salvador: Bahia, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 14 dez. 2024.
- GANDRA, A. (Brasil). Empresa Brasileira de Comunicação. Complexo eólico na Bahia vai abastecer 1,37 milhão de domicílios. Agência Brasil, 2024. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-01/complexo-eolico-na-bahia-vai-abastecer-137-milhao-de-domiciliios>. Acesso em: 03 jan. 2025.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). Global Wind Report 2024. Disponível em: https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf. Acesso em: 19 jan. 2024.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). Global Wind Statistics 2012. Bruxelas, 2013. Disponível em: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWECPrstats-2012_english.pdf. Acesso em: 16 dez. 2024.

GOMES, Adjefferson Custodio et al. ANÁLISE DO POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA NO ESTADO DA BAHIA. CEEEL. Uberlândia, nov. 2019.

GOVERNO DO ESTADO DA BAHIA. Inauguração do Complexo Eólico Aroeira deve manter a Bahia na liderança nacional da produção de energia renovável. [Imagem]. Disponível em: <https://www.comunicacao.ba.gov.br/2024/04/noticias/inauguracao-do-complexo-eolico-aoeira-deve-manter-a-bahia-na-lideranca-nacional-da-producao-de-energia-renovavel/>. Acesso em: 20 dez. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. Acesso em: 19 jan. 2024.

LIMA, R. C.; FONTES, C. H. O.; JUNIOR, A. F. A. S. Aspectos Institucionais do Setor de Energia Eólica na Bahia. XIII Congresso Nacional de Excelência em Gestão & IV INOVARSE, Rio de Janeiro, 2017.

MANHÃES, Renan Rodrigues; LIMA, Francisco Mariano da Rocha de Souza; ALVARADO, Ligia Marcela Tarazona. UMA BREVE REVISÃO SOBRE ENERGIA EÓLICA, SUSTENTABILIDADE, RECICLAGEM E SUAS RELAÇÕES. VI Jornada de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação. Rio de Janeiro, p. 172-176, out. 2022.

PETROBRAS (Brasil) (org.). Energia eólica offshore no Brasil: conheça nossos projetos. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/energia-eolica-offshore/acordo-equinor>. Acesso em: 03 jan. 2025.

RAMOS JÚNIOR, Mário Joel; ALMEIDA, Edna dos Santos. Destinação de pás de turbinas eólicas instaladas no Estado da Bahia, Brasil. Revista Brasileira de Gestão Ambiental e Sustentabilidade, [S.L.], v. 8, n. 19, p. 979-992, 2021.

RIBEIRO, C. S.; ARAÚJO, C. S.; OLIVEIRA, G. G.; GERMANI, G. I. Aspectos econômicos e jurídicos que cercam a relação de camponeses com empresas exploradoras de energia eólica no município de Brotas de Macaúbas – Bahia. NEXOS Econômicos, Salvador, v. 2, n. 12, p. 31-55, jan. - jun. 2008.

SANTOS, Ramosildes Anunciação dos. Energia eólica como alternativa de desenvolvimento local: sistemática socioeconómica no município de Caetité - Bahia. 2016. 91 f.: il. Dissertação de Mestrado em Desenvolvimento Regional e Urbano. Unifacs - Universidade Salvador, Salvador, 2016.

SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DO GOVERNO DA BAHIA. A energia eólica produzida na Bahia em 2023 é suficiente para beneficiar 223 milhões de residências. Secom GOVBA, 16 fev. 2024. Disponível em: <https://www.comunicacao.ba.gov.br/2024/02/noticias/desenvolvimento-economico/a-energia-eolica-produzida-na-bahia-em-2023-e-suficiente-para-beneficiar-223-milhoes-de-residencias/>. Acesso em: 05 jan. 2025.

SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DO ESTADO DA BAHIA. Informe executivo: Energia eólica. Salvador: SDE, jun. 2024. Disponível em: <http://www.sde.ba.gov.br/wp-content/uploads/2024/06/Informe-executivo-E%C3%89lica.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2025.

SECRETARIA DO PLANEJAMENTO DO ESTADO DA BAHIA. Atlas Eólico da Bahia. Salvador: SEPLAN, 2013. Disponível em: https://www.ba.gov.br/secti/sites/site-secti/files/migracao_2024/arquivos/File/atlas_eolico/atlaeolicobahia2013.pdf. Acesso em: 03 jan. 2025.

CAPÍTULO 5

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE POR PIRÓLISE

Amaro Olímpio Pereira Junior

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Silvio Carlos Anibal de Almeida

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Matheus Dias da Rocha

DNV Classificação Certificação e Consultoria

ABSTRACT: Hydrogen plays an important role in transitioning to a low-carbon economy as an alternative to fossil fuels. However, to become competitive, hydrogen must overcome technical and economic barriers: production, storage, transportation costs, and large-scale production from renewable sources. Steam methane reforming is the most used route for hydrogen generation due to its low cost. However, besides not reducing the dependence on fossil fuels, the process presents the inconvenience of greenhouse gas (GHG) emissions. This study evaluates the economic feasibility and emissions of different hydrogen production routes from methane, which can be obtained from biogas, a renewable fuel. Three routes for hydrogen production were compared: steam reforming, catalytic pyrolysis, and

plasma pyrolysis. The results analyzed CO₂ emissions and hydrogen production costs. Steam reforming showed hydrogen production costs ranging from 20.08 to 22.70 R\$/kgH₂ and pyrolysis from 34.18 to 36.74 R\$/kgH₂. However, considering the commercialization of carbon black, a byproduct of pyrolysis, the hydrogen production cost can be reduced to a range of 25.26 to 27.72 R\$/kgH₂. Regarding emissions, the values for steam reforming vary from 1.39 to 6.75 kg CO₂/kgH₂, considering CCS technologies, and for pyrolysis, they range from 0.18 to 1.19 kg CO₂/kgH₂.

PALAVRAS-CHAVE: Hidrogênio, Pirólise, Reforma a vapor, Metano, Descarbonização.

INTRODUÇÃO

A transição para uma economia de baixo carbono é um dos maiores desafios do nosso tempo, e o hidrogênio aparece como uma solução promissora para os desafios energéticos do século XXI. No entanto, a implantação de uma economia baseada em hidrogênio enfrenta um obstáculo significativo: o alto custo desse com-

bustível. Existem diferentes rotas para a produção de hidrogênio. O processo de reforma a vapor (SMR- *Steam Methane Reforming*) do gás natural é responsável pela maior parte da produção de hidrogênio no mundo (IEA, 2023a). Apesar de sua elevada eficiência, o SMR apresenta elevadas taxas emissões de CO₂, sendo necessário o uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) para mitigá-las. Outra rota de produção de hidrogênio é a pirólise, que apresenta elevada eficiência e menor impacto ambiental comparativamente ao SMR (VARGAS; 2022).

Apenas 4% da produção global de hidrogênio provém de fontes renováveis, e o método mais utilizado é a eletrólise com eletricidade gerada por fontes solares e eólicas (YOUNAS, 2022). O custo da eletricidade gerada por fontes renováveis é elevado, o que acarreta uma elevação no custo final do hidrogênio verde (H₂V). O biogás, por outro lado, sendo uma fonte renovável e com um custo semelhante ao do gás natural, pode contribuir para minimizar o custo do H₂V. A composição do biogás varia bastante dependendo da fonte de matéria orgânica e das condições do processo, mas contem aproximadamente de 50 a 75% de metano (SELVARAJ, 2017).

O presente trabalho faz uma análise da produção de hidrogênio a partir do metano, que é o principal componente do biogás, nas diferentes rotas de pirólise comparando os resultados com a rota de SMR. Os resultados obtidos permitem comparar custo de produção do hidrogênio (LCOH), a eficiência dos processos e as emissões de CO₂ em cada uma das rotas.

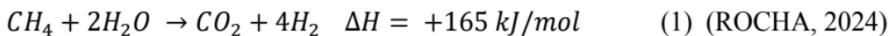
METODOLOGIA

O método mais amplamente utilizado para a produção de hidrogênio é a reforma a vapor do metano proveniente do gás natural (SMR). Esta técnica destaca-se pela sua maturidade tecnológica, eficiência e custo relativamente baixo (SRIDEVI ,2024). Por outro lado, a rota da pirólise de metano, embora tenha um custo mais elevado, tem sido intensamente estudada devido à sua elevada eficiência de conversão e menores emissões de CO₂. Existem vários tipos de pirólise, entre elas se podem citar: pirólise térmica, catalítica ou por plasma (ROCHA, 2024).

A metodologia neste estudo para o cálculo do consumo energético e emissões baseia-se nos trabalhos de Ingale (2022) e Howarth & Jacobson (2021)2021. Estes autores utilizam balanços de massa e energia para permitir uma comparação direta entre os processos. Os resultados obtidos neste trabalho também utilizam a mesma metodologia conforme indicado no item 3. As hipóteses adotadas para os cálculos estão indicadas no item 2.3. Através do balanço de massa e energia de cada processo (ver item 3) foi possível calcular as emissões, o consumo de metano e de eletricidade e os custos de produção de hidrogênio para 6 rotas: Reforma com sem CCS, Reforma com CCS Duplo, Pirólise Catalítica com e sem CCS, Pirólise por Plasma.

Reforma a Vapor (SMR)

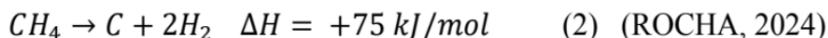
A reforma a vapor do metano é reconhecida como a técnica mais comum para a produção de hidrogênio, representando cerca de 62% da produção global de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023b). Neste processo, o metano (CH_4) reage com vapor d'água em altas temperaturas (entre 750°C e 900°C), resultando em dióxido de carbono e hidrogênio.



O calor necessário para este processo é fornecido pela combustão do gás natural, o que contribui para elevar ainda mais as emissões de CO_2 . A implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) tem sido explorada para mitigar essas emissões, transformando o hidrogênio cinza no comercialmente conhecido “hidrogênio azul”.

PIRÓLISE

A pirólise do metano é um processo promissor para a produção de hidrogênio, destacando-se pela ausência de emissões diretas de CO_2 . Nesse método, o metano (CH_4) é decomposto em hidrogênio (H_2) e carbono sólido (C) por meio de altas temperaturas, na ausência de oxigênio (VARGAS; 2022). A reação é representada pela equação:



O processo de decomposição pode ser feito por pirólise térmica, catalítica ou por plasma. A pirólise térmica utiliza calor para promover a quebra da molécula de metano, enquanto a pirólise catalítica se beneficia de catalisadores, como metais de transição, para reduzir a temperatura necessária ao processo. Já a pirólise por plasma emprega descargas elétricas de alta energia para dissociar o metano, apresentando grande potencial para integração com fontes de energia renovável (DERMÜHL, 2023)namely alkaline electrolysis (AEL. Apesar de evitar em evitar as emissões de CO_2 e elevada eficiência, a pirólise enfrenta desafios relacionados ao custo energético elevado, especialmente na pirólise por plasma (INGALE., 2022).

Hipóteses adotadas

Para padronizar as comparações, adotou-se a produção teórica de 1 kg de hidrogênio (495 mols), utilizando essa quantidade como unidade base para todos os cenários analisados (DERMÜHL, 2023; HOWART, 2021; INGALE., 2022)namely alkaline electrolysis (AEL.

Com base nas reações químicas, descritas pelas equações (1) e (2), foram estimados o consumo de reagentes e a energia necessária para a produção de hidrogênio. Na produção de 1 mol de H₂, a pirólise consome teoricamente 0,5 mol de CH₄ e 37,5 kJ de energia, enquanto a reforma a vapor consome 0,25 mol de CH₄ e 41,25 kJ. No entanto, esses valores são influenciados pela eficiência de conversão do metano. A Tabela 1 resume as eficiências adotadas, bem como o consumo energético de uma das rotas estudadas.

Método	Consumo teórico (kJ/mol)	Eficiência	Consumo energético (kJ/mol)
Reforma a vapor (SMR)	41,25	80%	51,56
Pirólise catalítica	37,5	80%	46,88
Pirólise por plasma	37,5	90%	41,67

Tabela 1 – Eficiência e consumo energético da conversão de metano

Fontes (GEISSLER, 2016; COTTET, 2014); CASTRO, 2023)

Para a análise dos impactos ambientais considerou-se a queima do metano e a eletricidade como as principais fontes energéticas, tanto para a produção de hidrogênio, quanto nas tecnologias de CCS. O fator médio de emissão de dióxido de carbono (CO₂) associado à geração de eletricidade foi calculado com base nos dados divulgados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI, 2024), e correspondente a 32 g de CO₂ por kWh produzido, no período de janeiro a junho de 2024. Este valor reflete a matriz elétrica brasileira durante o intervalo analisado, sendo utilizado para estimar as emissões indiretas relacionadas ao consumo de energia elétrica nos processos avaliados.

A integração das tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) foi avaliada para mitigação das emissões de dióxido de carbono (CO₂) associadas à produção de hidrogênio. A eficiência de captura adotada na análise baseou-se em dados industriais, considerando uma média de 85% do CO₂ gerado diretamente pelo processo e 65% das emissões provenientes dos gases de exaustão necessários para o fornecimento de energia (DERMÜHL, 2023; HOWART, 2021; INGALE., 2022) namely alkaline electrolysis (AEL). Além disso, as emissões adicionais relacionadas ao consumo de energia para operar as tecnologias de CCS foram incluídas no cálculo. Um relatório publicado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas indica que o aumento no consumo de energia devido à CCS varia entre 11% e 40% em termoelétricas, dependendo do tipo de planta, enquanto novas instalações para produção de hidrogênio podem apresentar aumentos de 4% a 22% (IPCC, 2005). Para esta análise, foi adotado o valor intermediário de 25%, permitindo estimar de forma equilibrada o impacto energético adicional associado à captura de carbono. Na Tabela 2 constam as principais propriedades dos compostos presentes neste estudo:

Compostos	Peso Molecular (g/mol)	Massa específica (kg/Nm³)	Poder Calorífico Superior (MJ/kg)
CH ₄	16,04	0,66	53,6
C	12,01	2267	32,8
H ₂	2,02	0,085	141,87
CO ₂	44,01	1,87	-

Tabela 2 – O peso molecular, massa específica e poder calorífico dos compostos

Fonte: Ingale (2022 pg 22)

RESULTADOS

Reforma sem captura

O primeiro caso a ser avaliado é a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano sem a presença de tecnologias de captura. Conforme ilustrado pela figura abaixo, o fornecimento de energia para a reação se dá pela combustão de metano.

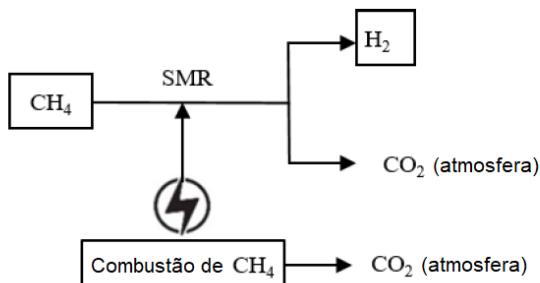


Figura 1 – Diagrama de processo da reforma sem CCS, adaptado de Ingale et al. (2022)

Conforme visto na Tabela 1, para a formação de 1 mol de hidrogênio, são consumidos 51,56 kJ/molH₂. Com isso, é possível calcular a quantidade de CH₄ a ser queimado para fornecimento de energia para a formação de 1kg (495 moles) de H₂, utilizando seu poder calorífico, presente na Tabela 2. Além disso, é possível calcular as emissões advindas dessa combustão:

$$(0,0516 \text{ MJ/molH}_2) \times (495 \text{ molH}_2) \div (53,6/1000 \text{ MJ/gCH}_4) = 476 \text{ gCH}_4/\text{kgH}_2 \quad (3)$$

$$(476 \text{ g CH}_4) \div (16,04 \text{ g/mol CH}_4) = 29,7 \text{ molCH}_4 \quad (4)$$

$$(29,7 \text{ molCH}_4) \times (1 \text{ molCO}_2/1 \text{ molCH}_4) \times (44,01 \text{ g/molCO}_2) = 1307 \text{ gCO}_2/\text{kgH}_2 \quad (5)$$

Além disso, é necessário calcular a quantidade de metano convertido em hidrogênio, bem como a quantidade de CO₂ produzido pelo processo, conforme equação 3.

$$(495 \text{ molH}_2) \times (1 \text{ molCH}_4/4 \text{ molH}_2) \times (16,04 \text{ g/molCH}_4) \times (1/0,80) = 2481 \text{ gCH}_4/\text{kgH}_2 \quad (6)$$

$$(495 \text{ molH}_2) \times 1 \text{ molCO}_2/4 \text{ mol H}_2 \times (44,01 \text{ g/molCO}_2) = 5447 \text{ gCO}_2/\text{kgH}_2 \quad (7)$$

Assim, o total de CO₂ emitido eo total de metano consumido é calculado pelas equações 8 e 9:

$$(1307 \text{ g CO}_2) + (5447 \text{ g CO}_2) = 6753 \text{ g CO}_2 \approx 6,75 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2 \quad (8)$$

$$(476 \text{ g CH}_4) + (2481 \text{ g CH}_4) = 2958 \text{ g CH}_4 \approx 2,96 \text{ kg CH}_4 / \text{kg H}_2 \quad (9)$$

Reforma com captura simples

O segundo caso a ser avaliado é a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano com a presença de tecnologia de captura apenas do CO₂ advindo da reação principal, conforme ilustrado pela Figura 2.

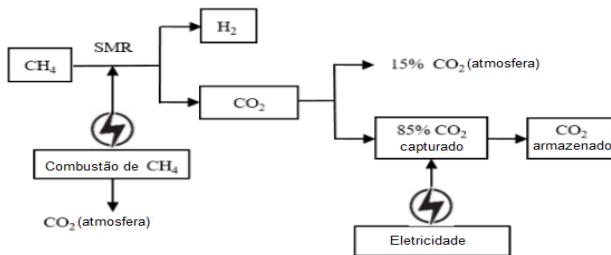


Figura 2 – Diagrama de processo da reforma com CCS simples, adaptado de Ingale et al. (2022)

Para este caso, as equações 3, 4, 5, 6 e 9 ainda são válidas. Considerando uma taxa de 85% do CO₂ gerado pela reação de reforma, é possível calcular a quantidade de emissões diretas pela reforma:

$$15\% \times (495 \text{ mol H}_2) \times 1 \text{ mol CO}_2 / 4 \text{ mol H}_2 \times (44,01 \text{ g/mol CO}_2) = 817 \text{ g CO}_2 / \text{kg H}_2 \quad (10)$$

A demanda energética para se operar a tecnologia de CCS, e sua consequente emissão são calculadas pelas equações 11 e 12:

$$25\% \times (0,052 \text{ MJ/mol H}_2) \times (495 \text{ mol H}_2) \div (3,6 \text{ MJ/KWh}) = 1,77 \text{ KWh/kg H}_2 \quad (11)$$

$$(1,77 \text{ KWh}) \times (32 \text{ g CO}_2 \text{ eq/kWh}) = 57 \text{ g CO}_2 \text{ eq/kg H}_2 \quad (12)$$

Assim, a emissão total do processo é:

$$(1307 \text{ g CO}_2) + (817 \text{ g CO}_2) + (57 \text{ g CO}_2) = 2180 \text{ g CO}_2 \approx 2,18 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2 \quad (13)$$

Reforma com captura dupla

O próximo caso a ser avaliado é a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano com a presença de tecnologia de captura tanto do CO₂ advindo da reação principal, quanto da saída de gases provenientes da exaustão da combustão. A figura 3 ilustra o processo.

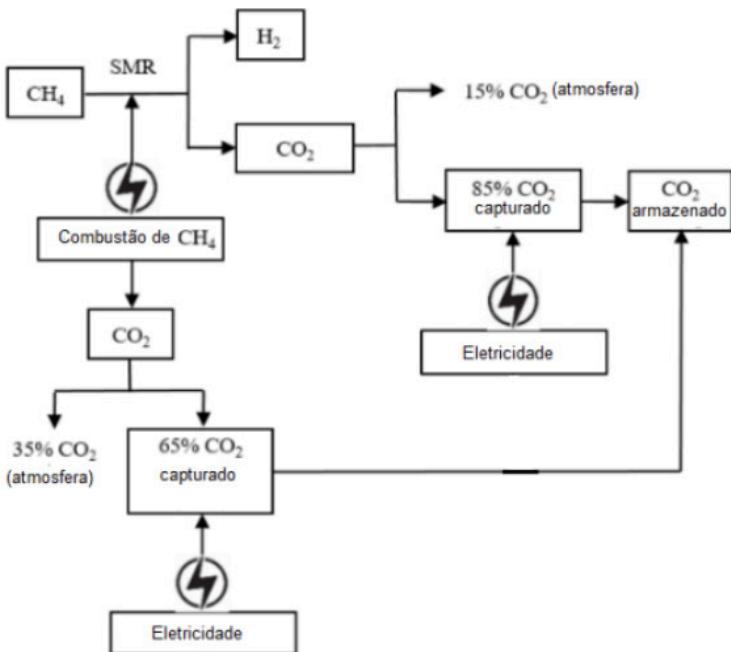


Figura 3 – Diagrama de processo da reforma com CCS dupla, adaptado de Ingale et al. (2022)

Neste caso, as equações 3, 4, 6, 9, 10, 11 e 12 permanecem inalteradas. Considerando uma taxa de 65% do CO₂ gerado pela combustão, é possível calcular as emissões geradas pelo fornecimento de energia:

$$35\% \times (29,7 \text{ mol} \text{CH}_4) \times (1 \text{ mol} \text{CO}_2 / 1 \text{ mol} \text{CH}_4) \times (44,01 \text{ g/mol} \text{CO}_2) = 457 \text{ g} \text{CO}_2 / \text{kg} \text{H}_2 \quad (14)$$

Admitiu-se a hipótese de que o consumo de eletricidade é igual para ambas as tecnologias de captura de carbono, resultando na mesma quantidade de CO₂ emitido. Assim, as emissões totais são:

$$(457 \text{ g} \text{CO}_2) + (817 \text{ g} \text{CO}_2) + 2 \times (57 \text{ g} \text{CO}_2) = 1388 \text{ g} \text{CO}_2 \approx 1,39 \text{ kg} \text{CO}_2 / \text{kg} \text{H}_2 \quad (15)$$

Pirólise catalítica sem captura

O próximo caso a ser avaliado é a pirólise catalítica do metano sem a presença de tecnologia de captura de carbono, conforme mostrado na Figura 4.

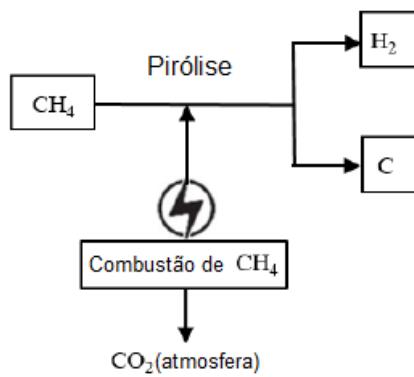


Figura 4 – Diagrama de processo de pirólise catalítica sem CCS, adaptado de Ingale et al. (2022)

É necessária a queima de CH₄ para fornecer calor ao processo, o que também ocasiona emissão de CO₂. A Tabela 1 apresenta o consumo energético de 46,88 kJ/mol H₂ para a formação de 1 mol de hidrogênio, a partir da pirólise catalítica do metano. Com base nesse valor, é possível calcular a quantidade de CH₄ que deve ser queimado para fornecer a energia necessária à produção de 1 kg (495 moles) de H₂, utilizando o seu poder calorífico indicado na Tabela 2. Além disso, podem ser calculadas as emissões resultantes dessa combustão pelas equações abaixo:

$$(0,0469 \text{ MJ/molH}_2) \times (495 \text{ molH}_2) \div (53,6/1000 \text{ MJ/gCH}_4) = 433 \text{ gCH}_4/\text{kgH}_2 \quad (16)$$

$$(433 \text{ g CH}_4) \div (16,04 \text{ g/mol CH}_4) = 27 \text{ molCH}_4 \quad (17)$$

$$(27 \text{ molCH}_4) \times (1 \text{ molCO}_2/1 \text{ molCH}_4) \times (44,01 \text{ g/molCO}_2) = 1188 \text{ gCO}_2/\text{kgH}_2 \quad (18)$$

Além disso, é necessário calcular a quantidade de metano convertido em hidrogênio, bem como a quantidade de carbono sólido produzido pelo processo, conforme equação 4.

$$(495 \text{ molH}_2) \times (1 \text{ molCH}_4/2 \text{ molH}_2) \times (16,04 \text{ g/molCH}_4) \times (1/0,80) = 4963 \text{ gCH}_4/\text{kgH}_2 \quad (19)$$

$$(495 \text{ molH}_2) \times 1 \text{ molC}/2 \text{ mol H}_2 \times (12,01 \text{ g/molC}) = 2973 \text{ gC/kgH}_2 \quad (20)$$

Assim, o total de metano consumido será:

$$(433 \text{ g CH}_4) + (4963 \text{ g CH}_4) = 5396 \text{ g CH}_4 \approx 5,40 \text{ kg CH}_4 / \text{kg H}_2 \quad (21)$$

Pirólise catalítica com captura

O próximo caso a ser avaliado é a pirólise catalítica do metano com a presença de tecnologia de captura de carbono, conforme Figura 5.

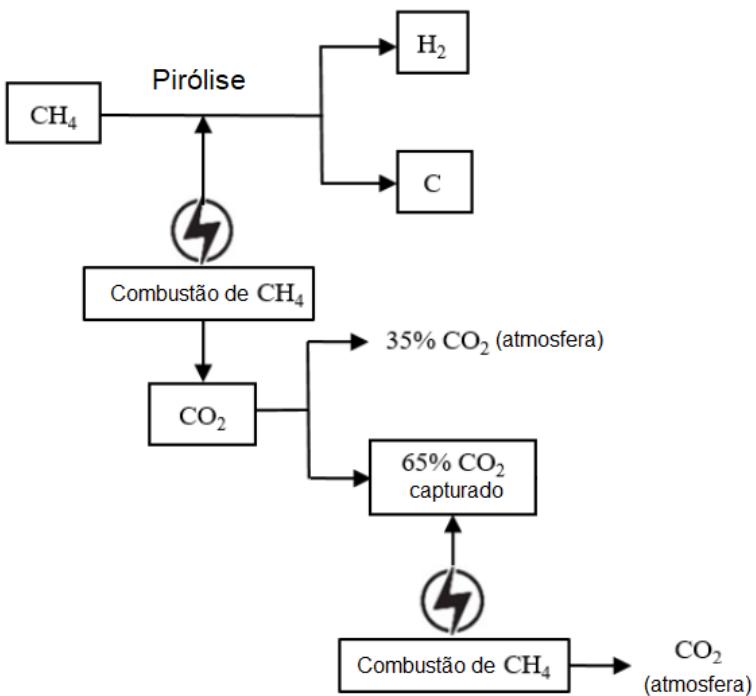


Figura 5 – Diagrama de processo de pirólise catalítica com CCS, adaptado de Ingale et al. (2022)

Para este caso, as equações 16, 17, 19, 20 e 21 ainda são válidas. Considerando uma taxa de 65% do CO₂ gerado pela reação de reforma, é possível calcular a quantidade de emissões diretas pela reforma:

$$35\% \times (27 \text{ molCH}_4) \times (1 \text{ molCO}_2 / 1 \text{ molCH}_4) \times (44,01 \text{ g/molCO}_2) = 416 \text{ gCO}_2/\text{kgH}_2 \quad (22)$$

A eletricidade necessária para a captura foi considerada como 25% da energia do processo e sua consequente emissão é expressa abaixo:

$$25\% \times (0,0469 \text{ MJ/mol H}_2) \times (495 \text{ mol H}_2) \div (3,6 \text{ MJ/KWh}) = 1,61 \text{ KWh/kg H}_2 \quad (23)$$

$$(1,61 \text{ kWh}) \times (32 \text{ g CO}_2\text{eq/kWh}) = 52 \text{ g CO}_2\text{eq/kg H}_2 \quad (24)$$

Assim, a emissão total do processo é dada por:

$$(416 \text{ g CO}_2) + (52 \text{ g CO}_2) = 467 \text{ g CO}_2 \approx 0,47 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2 \quad (25)$$

Pirólise por plasma

O último caso a ser avaliado é a pirólise por plasma, descrita na Figura 6.

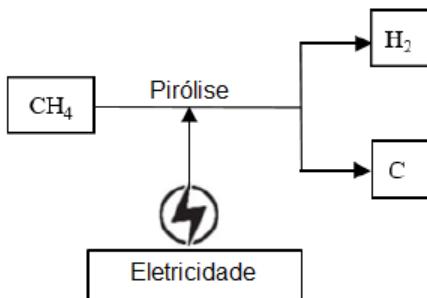


Figura 6 – Diagrama de processo de pirólise por plasma, adaptado de Ingale et al. (2022)

Conforme ilustrado na Tabela 1, para a formação de 1 mol de hidrogênio pelo processo de pirólise por plasma do metano, o consumo energético é 41,67 kJ/mol H₂. Com base nesse valor, é possível calcular a quantidade de eletricidade necessária à produção de 1 kg (495 moles) de H₂. Além disso, podem ser calculadas as emissões resultantes desse consumo:

$$(0,0417 \text{ MJ/molH}_2) \times (495 \text{ molH}_2) \div (3,6 \text{ MJ/KWh}) = 5,73 \text{ KWh/kgH}_2 \quad (26)$$

$$(5,73 \text{ kWh}) \times (32 \text{ g CO}_2\text{eq/kWh}) = 183 \text{ g CO}_2\text{eq/kg H}_2 \quad (27)$$

Além disso, é necessário calcular a quantidade de metano convertido em hidrogênio, bem como a quantidade de carbono sólido produzido pelo processo, conforme Equação 4.

$$(495 \text{ molH}_2) \times (1 \text{ molCH}_4/2 \text{ molH}_2) \times (16,04 \text{ g/molCH}_4) \times (1/0,90) = 4411 \text{ gCH}_4/\text{kgH}_2 \quad (28)$$

$$(495 \text{ molH}_2) \times 1 \text{ molC}/2 \text{ mol H}_2 \times (12,01 \text{ g/molC}) = 2973 \text{ gC/kgH}_2 \quad (29)$$

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados das emissões, do consumo de metano e de eletricidade calculados no item 3, com as hipóteses adotadas no item 2.3., foram resumidos na Tabela 3.

Método	Emissões (kg CO ₂ /kg H ₂)	Metano Consumido (kg CH ₄ /kg H ₂)	Eletricidade Consumida (kWh/kg H ₂)
Reforma sem CCS	6,75	2,96	-
Reforma com CCS Simples	2,18	2,96	1,77
Reforma com CCS Duplo	1,39	2,96	3,55
Pirólise Catalítica sem CCS	1,19	5,40	-
Pirólise Catalítica com CCS	0,47	5,40	1,61
Pirólise por Plasma	0,18	4,41	5,73

Tabela 3 – Resumo das emissões, consumo de metano e de eletricidade

Fonte: Dados do autor

Conhecendo o consumo de metano e eletricidade, foi possível estimar o custo de produção de hidrogênio em cada rota estudada, conforme apresentado na Tabela 4. Os resultados foram calculados considerando-se o preço médio do metano de R\$ 6,79/kg (Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2024)), e da eletricidade de R\$ 0,738/KWh (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024)).

Método	Custo do Metano (R\$/kg H ₂)	Custo da Eletricidade (R\$/kg H ₂)	Custo Total (R\$/kg H ₂)
Reforma sem CCS	20,08	-	20,08
Reforma com CCS Simples	20,08	1,31	21,39
Reforma com CCS Duplo	20,08	2,62	22,70
Pirólise Catalítica sem CCS	36,64	-	36,64
Pirólise Catalítica com CCS	36,64	1,19	37,83
Pirólise por Plasma	29,95	4,23	34,18

Tabela 4 – Custo estimado do hidrogênio

Fonte: Dados do autor

Contudo, os custos de produção do hidrogênio podem ser abatidos pelas receitas geradas pela comercialização do carbono sólido formado pela pirólise. Levando-se em consideração o potencial econômico desse produto, considerando o valor de R\$ 6,00/kg de negro de fumo (valor fornecido pela empresa DelQuímica), o custo abatido do hidrogênio com a produção de 2,97 kg de C é calculado na Tabela 5. Os resultados do LCOH abatido (Tabela 5) estão razoavelmente próximos dos custos da Reforma e com a vantagem de menores emissões ou emissões zero (pirólise por plasma).

Método	Custos de produção (R\$/kg H ₂)	Receita negro de fumo (R\$/kg H ₂)	Custo Abatido (R\$/kg H ₂)
Pirólise Catalítica sem CCS	36,64	8,92	27,72
Pirólise Catalítica com CCS	37,83	8,92	28,91
Pirólise por Plasma	34,18	8,92	25,26

Tabela 5 – LCOH abatido

Fonte: Dados do autor

CONCLUSÕES

Os resultados apresentados demonstram que os processos de reforma a vapor (SMR) e pirólise possuem características complementares no contexto da produção de hidrogênio, sendo fundamentais para a transição energética e a descarbonização. Cada rota apresenta vantagens e desafios que devem ser considerados em diferentes cenários técnicos, econômicos e ambientais.

A reforma a vapor se consolidou como o método dominante em escala industrial devido à sua maturidade tecnológica, eficiência energética e menores custos operacionais. No entanto, suas emissões elevadas de dióxido de carbono (6,75 kg CO₂/kg H₂) representam um desafio significativo para a sustentabilidade. A implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) mostrou-se eficaz na mitigação dessas emissões, com reduções para até 1,39 kg CO₂/kg H₂ no cenário com captura dupla. Contudo, a CCS aumenta o consumo energético do processo em até 3,55 kWh/kg H₂, o que exige maior investimento em infraestrutura e fontes de energia limpa.

A pirólise, por sua vez, surge como uma alternativa inovadora e com grande potencial de sustentabilidade. Sua capacidade de produzir hidrogênio sem emissões diretas de CO₂ confere uma vantagem ambiental significativa. A pirólise por plasma, em particular, apresentou os menores valores de emissões totais (0,18 kg CO₂/kg H₂), embora ainda enfrente desafios relacionados ao alto consumo energético (5,73 kWh/kg H₂) e aos custos associados. A pirólise catalítica, por outro lado, oferece um consumo energético mais equilibrado, com emissões de 0,47–1,19 kg CO₂/kg H₂, mantendo-se como uma opção intermediária promissora.

Do ponto de vista econômico, a reforma a vapor permanece como a rota mais competitiva, com custos entre 20,08 e 22,70 R\$/kg H₂, mesmo com a aplicação de CCS. Em contrapartida, os custos iniciais mais elevados da pirólise (34,18 a 37,83 R\$/kg H₂) podem ser significativamente reduzidos pela comercialização do carbono sólido (negro de fumo), um subproduto de alto valor agregado, resultando em custos finais entre 25,26 e 27,72 R\$/kg H₂. Esse fator torna a pirólise economicamente mais atraente em cenários que valorizam produtos derivados e priorizam a sustentabilidade.

Para o contexto brasileiro, a pirólise apresenta oportunidades estratégicas adicionais, especialmente devido ao potencial de utilização de biogás como alternativa ao metano fóssil, o que pode transformar a pirólise em uma rota de produção de hidrogênio verdadeiramente sustentável, alinhada às metas de descarbonização do país e ao compromisso com o Acordo de Paris.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>>. Acesso em: 23 dez. 2024.

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJljoZjZhZDliMTYtOWlyZi00OGY5LWJkYzItOTQ1MzFjZGMzMNDNkliwidCI6ljQ0OTImNGZmLTI0YTytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9>>. Acesso em: 23 dez. 2024.

CASTRO, N. DE. **A Economia do Hidrogênio: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil.** Rio de Janeiro, RJ: Editora E-papers, 2023.

COTTET, L. et al. Produção de Hidrogênio e Negro de Carbono a partir da Degradação de Metano por Plasma Térmico. **Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas**, v. 35, n. 1, p. 103–114, 5 maio 2014.

DERMÜHL, S.; RIEDEL, U. A comparison of the most promising low-carbon hydrogen production technologies. **Fuel**, v. 340, p. 127478, 15 maio 2023.

GEISSLER, T. et al. Hydrogen production via methane pyrolysis in a liquid metal bubble column reactor with a packed bed. **Chemical Engineering Journal**, v. 299, p. 192–200, 1 set. 2016.

HOWARTH, R. W.; JACOBSON, M. Z. **How green is blue hydrogen?** **Energy Science & Engineering**, v. 9, n. 10, p. 1676–1687, 2021.

IEA. **Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>>. Acesso em: 23 dez. 2024a.

IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. , 2023b.

INGALE, G. U. et al. **Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production Processes: Turquoise Hydrogen vs. Steam Methane Reforming**. **Energies**, v. 15, n. 22, p. 8679, jan. 2022.

IPCC,. **Carbon Dioxide Capture and Storage**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>>. Acesso em: 23 dez. 2024.

ROCHA, M. D. DA. **Rotas De Produção de Hidrogênio a Partir do Metano**. Projeto de Graduação, ,2024. Disponível em: <<https://monografias.poli.ufrj.br/rep-download.php?farquivo=projpoli10044538.pdf&fcodigo=6643>>. Acesso em: 4 mar. 2025

SELVARAJ, R. et al. **Monitoring of CO₂ and CH₄ composition in a biogas matrix from different biomass structures**. **Sensors and Actuators B: Chemical**, v. 249, p. 378–385, 1 out. 2017.

SRIDEVI, V. et al. **Challenges and opportunities in the production of sustainable hydrogen from lignocellulosic biomass using microwave-assisted pyrolysis: A review**. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 52, p. 507–531, 2 jan. 2024.

VARGAS, C.; KANDERIAN, Z.; GANNOUM, E. **Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf>.

YOUNAS, M. et al. **An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges**. **Fuel**, v. 316, p. 123317, 15 maio 2022.

CAPÍTULO 6

UTILIZAÇÃO DA VINHAÇA PARA COGERAÇÃO DE ENERGIA: UM ESTUDO DE CASO

Silvio Carlos Anibal de Almeida

Universidade Federal do Rio de Janeiro...

Jorge Bastos do Amaral

JB Serviços de Apoio e Desenvolvimento
LTDA

ABSTRACT: The use of biogas for the generation of electric energy, thermal energy has been gaining ground in Brazil and in the world. Biogas is generated by the decomposition of organic matter by bacteria. Several sources can be used, such as: solid urban residues, agricultural residues, animal residues, etc. According to the Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás), Brazil is the country with the greatest potential for producing biogas on the planet, around 84.6 billion cubic meters/year. Brazil is also one of the largest sugarcane producers, processing around 650 million tons per year and generating around 350 billion liters of vinasse. According to the Empresa de Pesquisa Energética – EPE – the use of vinasse biogas for electricity generation represents a potential of around 115,500 GWh/year. This work analyzes the technical and economic feasibility of an electric power generation plant fed by vinasse biogas. An

estimate is made of the biogas generation as a function of the amount of vinasse available at the plant. The motor generators chosen were those manufactured by the company Jenbacher, which have relatively low operating and maintenance costs when compared to turbines. The plant uses 7 motor generators of 3,020 kW of power, which generate 139 thousand MWh/year. The project proved to be both technically and economically viable. The calculated NPV was R\$ 79,323,856.69, with an IRR of 13.59 % and a payback period of 11 years.

PALAVRAS-CHAVE: Biogás, Biodigestão, Vinhaça, Geração de Energia.

INTRODUÇÃO

O biogás é um biocombustível que pode ser produzido a partir da decomposição de matéria orgânica proveniente de diversas fontes. A indústria sucroalcooleira gera uma grande quantidade de resíduos, sendo a vinhaça o principal resíduo da produção do etanol. Através do processo de biodigestão anaeróbia, a vinhaça pode ser convertida em biogás e utilizado para fins energéticos.

Este trabalho apresenta os resultados de um estudo de caso de uma planta de geração de energia elétrica, alimentada por biogás de vinhaça. Trata-se de uma usina, no interior do Estado de São Paulo, que além de produzir açúcar e etanol de primeira geração, produz também energia elétrica através da queima do bagaço da cana. No estudo da viabilidade econômica considera-se a receita gerada com a venda de 70% da energia gerada em regime de leilão e os outros 30% sendo negociados no mercado livre.

BIOGÁS DE VINHAÇA

O PROBIOGÁS (Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil) tem como foco principal o aproveitamento do biogás gerado no tratamento anaeróbico dos esgotos sanitários, dos resíduos sólidos urbanos, agropecuários e dos efluentes agroindustriais. O biogás gerado tem diversas aplicações, sendo as principais a geração de eletricidade e a produção de biometano (BNDES 2018).

A vinhaça possui em sua composição características altamente nutritivas, e ao mesmo tempo, poluentes. O seu principal uso é a fertirrigação da lavoura de cana-de-açúcar, devido aos nutrientes existentes em sua composição, tais como nitrogênio, fosforo e potássio. No entanto, a utilização de forma inadequada da vinhaça pode acarretar a contaminação do solo e das águas superficiais e subterrâneas. Sabe-se que o volume de vinhaça gerado é da ordem de 10 a 12 litros por litro de etanol produzido (Gehring, 2014).

A biodigestão anaeróbia da vinhaça surge como uma alternativa interessante de tratamento deste subproduto, pois além da produção de biogás, ocorre a redução de DBO (Demanda Bioquímica de Oxigênio) e DQO (Demanda Química de Oxigênio) do resíduo, sem ocorrer alteração no potencial nutricional, podendo ser reutilizado na lavoura de cana-de-açúcar (Rocha, 2012).

O Brasil hoje é um dos maiores produtores de cana-de-açúcar do mundo, com uma capacidade de processamento de cerca de 650 milhões de toneladas por ano. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o país chega a produzir cerca de 350 bilhões de litros de vinhaça por ano, que podem gerar cerca de 50 bilhões de Nm³/ano de biogás (EPE, 2020). A geração de energia para esse volume de biogás é de cerca de 115 mil GWh/ano (Fernandes, 2017).

A digestão anaeróbica da vinhaça é feita em reatores de alto desempenho e baixo tempo de retenção, como os biodigestores do tipo Fluxo Ascendente e de Manta de Lodo (UASB) (Longo, 2015). As principais vantagens dos reatores UASB são: baixo custo de implantação e operação, alta eficiência de remoção de DBO e DQO, baixos níveis de produção de lodo e de consumo de energia. O poder calorífico inferior (PCI) do biogás depende da porcentagem de metano presente em sua composição, mas estima-se um valor na faixa de 20,9 a 25,1 MJ/m³ (Avellar, 2001). Para garantir a viabilidade do uso do biogás, processos de filtragem devem ser executados, a fim de remover umidade, dióxido de carbono, gás sulfídrico, entre outros contaminantes, fazendo com que o biogás seja muito similar ao gás natural convencional.

Purificação do Biogás

A presença de substâncias não combustíveis, tais como a água e o dióxido de carbono, prejudicam o processo de queima, tornando-o menos eficiente. Além destas impurezas, a presença do sulfeto de hidrogênio (H_2S) é indesejável, por ser um gás corrosivo, podendo danificar tubulações, tanques de armazenagem e os equipamentos para conversão térmica. Para viabilizar a utilização de biogás em motores, é necessário reduzir a concentração do H_2S através de processos de purificação. Para ser utilizado em motores de combustão interna, é necessário que a concentração de H_2S presente no biogás não exceda a 0,05 % em volume (Gehring, 2014).

Existem diversas maneiras de se purificar o biogás conforme a necessidade e opções tecnológicas presentes no mercado. A Tabela 1 ilustra as diversas técnicas que podem ser empregadas para purificação do biogás.

Impurezas	Descrição Geral	Detalhes
Água	Adsorção	Silica Gel Peneira molecular Alumina Etileno Glicol
	Absorção	Temperatura -6,7 °C Selexol
	Resfriamento	Resfriamento a 2 °C
CO_2 e H_2S	Absorção	Solventes orgânicos Selexol Flúor Rectisol Soluções de sais alcalinos Potássio quente e potássio quente inibido Alcalonaminas Mono, di - tri - etano - amina Deglicolamina Ucarsol-CR
		Peneira molecular Carvão ativado
	Separação por membranas	Membrana de fibra oca

Tabela 1 - Técnicas para purificação de impurezas do biogás

Fonte: Alves (2000, p. 59)

A dessulfurização do biogás pode ser feita por diversos métodos: biológicos, químicos ou físicos, e podem ser internos ou externos ao biodigestor. A Tabela 2 ilustra alguns desses métodos. Em um projeto, a escolha do método adequado depende do grau de pureza do biogás exigido no processo, das vazões disponíveis e necessárias e do cálculo de viabilidade econômica.

Processo	Injeção de ar	Pureza em ppmv	Problemas
Bodessulfurização no digestor	Sim	50 - 2000	Falta de exatidão no controle do processo
Biodessulfurização externa	Sim	50 - 100	Falta de exatidão no controle do processo
Lavador biológico de gás	Não	50 - 100	Complexidade elevada
Precipitação de sulfeto	Não	51 - 100	Processo lento
Dessulfurização química interna	Sim	1 - 100	Efeito purificador reduzido drasticamente
Carvão ativado	Sim	< 5	Grandes quantidades eliminadas
Biodessulfurização externa	Sim	50 - 100	Falta de exatidão no controle do processo
Lavador biológico de gás	Não	50 - 100	Complexidade elevada
Precipitação de sulfeto	Não	51 - 100	Processo lento
Dessulfurização química interna	Sim	1 - 100	Efeito purificador reduzido drasticamente
Carvão ativado	Sim	< 5	Grandes quantidades eliminadas

Tabela 2 - Processos de Dessulfurização.

Fonte: Adaptado de Gehring (2014)

Os processos mais utilizados atualmente são a Biodessulfurização no digestor, que apesar de ser muito vantajoso na eliminação não oferece uma exatidão no controle do processo, e o uso posterior de carvão ativado com uso de ar de forma externa ao fermentador e o lavador biológico de gás.

METODOLOGIA

O objetivo desse estudo de caso é estimar a produção de eletricidade a partir da biodigestão da vinhaça em uma usina sucroalcooleira. Os dados utilizados para realizar esse estudo de caso foram os da Usina Bonfim, na cidade de Guariba (SP) (Canal Energia, 2020). A Usina já produz energia elétrica a partir da queima do bagaço de cana e dispõe de uma subestação de interligação com a linha de Transmissão, o que reduz significativamente os custos do projeto. Por limitação de espaço, o presente estudo vai focar apenas na implantação da planta de geração de eletricidade (UTE), tendo como fonte o biogás produzido pela digestão da vinhaça. O trabalho de Bastos (2021) descreve com detalhe a usina, o sistema de purificação e resfriamento após o biogás deixar os biodigestores. Com base nos dados da safra de 2019/2020 foi feita a estimativa da produção de biogás. A partir desse dado e das condições do biogás que sai do sistema de tratamento (Bastos, 2021), é possível estimar a energia que pode ser gerada e fazer o dimensionamento da UTE.

O sistema para produção de energia é dividido em quatro blocos:

1. Biodigestores anaeróbios – reatores UASB (Produção do Biogás)
2. Planta de purificação e tratamento do Biogás (Dessulfurizadores e sistema de secagem e aquecimento do Biogás)
3. Power House – onde o serão instalados os motogeradores
4. Subestação de Medição e transformação da energia elétrica gerada para despacho na rede.

A vinhaça proveniente do processo de produção do etanol na usina é levada para reatores de biodigestão anaeróbia (2 reatores UASB). Após o processo de biodigestão, o biogás gerado é resfriado e purificado. Os objetivos desses processos são reduzir a unidade e a presença de H₂S, de forma a atingir os níveis necessários de pureza para serem utilizado como combustível na Power House, gerando energia elétrica. Depois de passar pelas salas de controle e proteção, a energia chega à subestação de interligação, sendo finalmente enviada para as linhas de transmissão (de Castro, 2018)

PRODUÇÃO DE BIOGÁS

A usina possui uma capacidade de moagem de 4,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano, no regime de safra e entressafra, com uma safra média que dura 280 dias e se inicia entre os meses de março e abril (Bastos, 2021). Considerando as taxas de conversões de produção de etanol e de vinhaça reportadas na literatura (Gehring, 2014):

- Taxa de produção de cana-de-açúcar para álcool: 1 tonelada = 90 litros
- Taxa de produção de álcool para vinhaça: 1 litro = 13 litros

A Tabela 3 apresenta a estimativa de produção de vinhaça considerando a safra de 280 dias.

Dado	Valor	Unidade
Safra	280	Dias
Moagem de Cana	4.500.000	Ton
Produção de Etanol	405.000	m ³ /safra
Produção de Vinhaça	5.265.000 18.804 783	m ³ /safra m ³ /dia m ³ /h
Produção de Carga Orgânica	28,9	kg DQO/m ³ de vinhaça

Tabela 3 - Produção de Vinhaça

Fonte: Adaptação de (RAMOS, 2019)

Considerando valor de 13 de Nm³ de biogás por m³ de vinhaça (Gehring, 2014), pode-se projetar a quantidade de biogás que terá disponível, bem como sua vazão, conforme ilustrado na Tabela 4.

Dado	Valor	Unidade
Taxa de produção de biogás	13	Nm ³ de biogás / m ³ de vinhaça
Produção de Vinhaça	5.265.000 783	m ³ /safrá m ³ /dia m ³ /h
Produção de Biogás	68.445.000 244.446 10.185	Nm ³ /safrá Nm ³ /dia Nm ³ /h

Tabela 4 - Produção de Biogás

Fonte: Produzido pelo autor

Segundo Bastos (2021) a concentração de metano (CH_4) produzido deve estar na faixa de 50% a 60%, com uma temperatura de 35 a 43 °C na saída do biodigestor. O sistema de purificação do H_2S , terá capacidade para tratar até 11.000 Nm³ de biogás por hora, divididos em duas plantas de igual capacidade que trabalharão em paralelo, reduzindo o conteúdo de H_2S de 10.000 ppmV para cerca de 80 ppmV. Normalmente a umidade e a temperatura do biogás gerado em um biodigestor são elevadas e acima das permitidas para o uso em equipamentos tais como turbinas e motores. Para eliminar a umidade, o biogás é resfriado, condensando a umidade, e depois aquecido até a temperatura correta, reduzindo assim a umidade relativa. O sistema de remoção de umidade consiste em um chiller elétrico de esfriamento de água, um trocador casco-tubo de esfriamento de biogás a partir da água gelada produzida pelo chiller elétrico e um sistema de retenção e remoção dos condensados gerados no trocador, com capacidade para trabalho com pressão negativa no circuito.

Após esses dois processos, remoção do H_2S e da umidade, o biogás possui um PCI 17.710 kJ/kg. A partir dos dados da Tabela 4, pode-se calcular a energia disponível pela Equação 1 (Bastos, 2021):

$$Ep = \frac{Q_{biogás} \times PCI_{biogás} \times 1,2143 \times 0,00116}{1000} \quad (1)$$

Onde:

Ep = Energía primaria disponible (MWh año);

68,4 millones = $Q_{biogás}$ disponible (m³/año);

4.230 = PCI biogás (kcal/kg);

1,2143 = Massa específica do Biogás (kg/Nm³);

0,00116 = Fator de conversão de “kcal” para “kWh”;

1000 = Fator de conversão de “kW” para “MW”;

A energía gerada, de acuerdo con a Equación 1, é 407.818 MWh/ano, que corresponde ao máximo teórico de energía eléctrica que poderíamos gerar a partir da cantidad de biogás produzida na planta. Porém sabemos que as tecnologias de conversão como motogeradores e turbinas, disponibles poseen rendimientos eléctricos abaixo dos 45% (Gehring, 2014). Pode-se calcular a Potência media que poderá ser instalada com essa vazão de biogás disponible pela Equación 2 (Bastos, 2021):

$$PE = \frac{Qbiogás \times PCI_{biogás} \times 1,2143 \times \eta_{médio} \times 4,1868}{3600} \quad (2)$$

Onde:

PE = Potência elétrica (kW);

10.185 = Qbiogás é a vazão de biogás (m³/h);

4.230 = PCI (kcal/kg);

1,2143 = Massa específica do Biogás (kg/Nm³);

$\eta_{médio}$ = Eficiência média (%)

4,1868 = Fator de conversão de “kcal” para “kj”;

3.600 = Fator de conversão de “h” para “segundos”;

Considerando a eficiência média ($\eta_{médio}$) 40%, projeta-se a uma potência máxima a ser instalada de cerca de 24,3 MWe. +

SELEÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

O biogás pode ser queimado em turbinas a gás ou em motores de combustão interna. Os motores de combustão interna geralmente atendem melhor a esse tipo de projeto por serem mais robustos e por apresentarem menores custos de manutenção. Possuem uma vida útil entre 30.000 a 60.000 h, com um custo de operação e manutenção relativamente baixo, quando comparado a turbinas, e conseguem entregar índices de disponibilidade de mais de 92%, quando trabalhando em regime contínuo. Os motogeradores mais modernos apresentam eficiência de geração de energia elétrica de até 43%. Outro fator importante, a ser levado em consideração, é a modularidade, de forma que, em caso de avarias inesperadas nos motores ou no sistema de biogás por exemplo, é possível operar a planta sem problemas. No caso desse projeto, como a planta irá trabalhar em regime de safra e entressafra, estima-se que disponibilidade dos motores alcance 98% durante os meses de funcionamento (período de safra, 280 dias). Ficando com uma disponibilidade anual total em cerca de 75% (INNIO, 2021).

Dentre os diversos grupos geradores a gás no mercado, foram escolhidos os da fabricante austríaca Jenbacher, que foi recentemente comprada da GE – General Electric – pelo Grupo INNIO. Esses grupos geradores foram escolhidos pela melhor eficiência e por disponibilizarem a tecnologia mais avançada atualmente. Eles possuem uma grande variedade de motores que vão de 200 kW até 10 MW de potência (INNIO, 2021).

Foi enviada uma amostra do biogás produzido pela usina para o fabricante do motogerador. Após análise da amostra o fabricante faz uma simulação do funcionamento do motor, de forma a executar os ajustes necessários para que o motogerador atenda da melhor forma possível o projeto. Depois dessa análise, o fabricante fornece a ficha técnica específica do motogerador, com todos os parâmetros já calculados para o biogás do projeto. Os dados do motogerador estão descritos na Tabela 5.

Modelo:	JMS620
Combustível:	Biogás
Potência elétrica:	3.020 kWe
Consumo de energia primária:	7054 kW
Rendimento elétrico (nominal):	42,8%
Pressão no regulador de biogás (principal):	120 mbar
Nº. de cilindros:	20 em "V" 60°
Cilindrada:	124,75 L
Regime de trabalho:	1.500 rpm
Tensão nominal do gerador	13,8 kV
Ciclo:	Otto 4 tempos

Tabela 5 - Ficha técnica motogerador Jenbacher JMS620

Fonte: Innio Group (2021, p.2)

Sabendo que o motogerador consome 7054 kW de energia primária, que é o biogás, e a transforma em 3020 kW energia elétrica a uma eficiência de 42,8%, pode-se calcular a vazão de biogás consumida e o número de motogeradores necessários pela Equação 3 (Bastos, 2021):

$$Q_{\text{biogás do motor}} = \frac{\text{Consumo de energia primária}}{\text{PCIbiogás} \times 1,2143 \times 0,00116} \quad (3)$$

Onde:

$Q_{\text{biogás do motor}}$ = Vazão necessária para o motor funcionar a 100% de carga

7054 = Consumo de energia primária (kW);

4.230 = PCIbiogás (kcal/kg);

1,2143 = Massa específica do Biogás (kg/Nm³);

0,00116 = Fator de conversão de "kcal" para "kWh";

A Equação 3 permite calcular a vazão de biogás consumida em cada motogerador, que é 1.185 m³/h. Com os dados da Tabela 6, pode-se calcular o consumo total de biogás do sistema.

Modelo do Motor	JMS 620 – Jenbacher 60 Hz
Potência unitária	3020 kW
Consumo unitário de biogás	1.185 m³/h
Quantidade instalada	7 unidades
Consumo total de biogás	8.295 m³/h
Potência total instalada	21.140 kWe
Disponibilidade	98%

Tabela 6 -Características da Planta de Geração

Fonte: Produzido pelo autor

O consumo de biogás pelo sistema é de 8.295 m³/h. Como são produzidos 10.185 m³/h, um 8º motogerador ainda poderia ser instalado. No entanto, o projeto decidiu instalar apenas 7 motogeradores e a compra e instalação do 8º motogerador será reavaliada futuramente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com os dados definitivos dos motores disponíveis de possível calcularmos a energia total gerada na planta através da Equação 4 (Bastos, 2021):

$$E_t = \frac{N \times P \times H \times D}{1000} \quad (4)$$

Onde:

E_t = Energia total gerada (MWh ano);

N = Número total de motores (7);

P = Potência unitária do motor (3.020 kW);

H = Horas anuais de trabalho (6.720 h)

D = Disponibilidade (98 %)

1000 = Fator de conversão de “kWh” para “MWh”

Considerando que a safra da usina dura 280 dias (6720 h) (Canal Energia 2020),, pode-se estimar a energia gerada: $E_t = 139.219,6$ MWh ano.

AVALIAÇÃO ECONÔMICA

O projeto tem como foco a geração de energia para ser despachada no SIN e como interesse principal a venda em leilão regulado pela ANEEL de energia nova. Esse leilão, do tipo A-5, significa que o projeto tem 5 anos para ser desenvolvido e a partir de então ele precisa fornecer a energia que foi contratada, pelo preço acordado e durante o período também acordado, que geralmente são de 25 anos. A planta é capaz de produzir cerca de 139 mil MWh/ano e que tem prazo estimado de construção de 3 anos.

Por ser um projeto de geração de energia proveniente de uma fonte renovável, a energia gerada nessa planta é considerada energia incentivada. Isso significa que tanto o gerador quanto o consumidor dessas fontes têm direito a descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD).

O projeto possui um valor estimado de investimento de R\$ 129.893.000,00. A Tabela 7 apresenta os custos de Instalação (CAPEX), assim como o custo de Operação e Manutenção estimado da planta (OPEX), que terão como base de reajuste anual a inflação medida pelo índice IPCA.

Dentro do custo da Power House, é necessário destacar o custo associado aos motogeradores. Como a vida útil dos geradores é de 60.000 horas, de acordo com o fabricante, se faz necessária a substituição dos motores ao longo da vida útil do projeto, que é de 25 anos. Geralmente, os fabricantes fazem acordos com os clientes para a recompra

dos motogeradores antigos, abatendo do valor da venda dos motogeradores novos. A projeção para esse projeto é de que cada troca dos 7 motores, o valor do investimento fique em torno dos R\$ 20.000.000,00. Esse custo será imputado no fluxo de caixa de cada cenário a cada 60.000 horas.

Sistema	CAPEX	OPEX
Sede Adm + infra geral	R\$ 11.000.000,00	R\$ 660.000,00
Biodigestores	R\$ 48.343.000,00	R\$ 1.933.720,00
Sistema de tratamento	R\$ 12.430.000,00	R\$ 621.500,00
Power House	R\$ 46.350.000,00	R\$ 6.489.000,00
Subestação	R\$ 11.770.000,00	R\$ 823.900,00
TOTAL	R\$ 129.893.000,00	R\$ 10.528.120,00

Tabela 7 - Custos do Projeto

Fonte: Produzido pelo autor

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou taxa de desconto que foi adotada para esse projeto foi de (8,19% a.a.) e foi obtida através do cálculo do WACC – *Weighted Average Cost of Capital* – (“WACC,” n.d.), que nada mais é do que uma média ponderada dos custos do capital levantado pela empresa para aplicar no projeto, seja ele capital de terceiros ou capital próprio. Os custos com capital de terceiros (11,26%), empréstimos, foram obtidos através do simulador de financiamentos disponível no site do BNDES para projetos incentivados, ou seja, que invistam em setores prioritários como saneamento, geração de energia renovável, modais ferroviário e hidroviário e portos e outros. Já o custo de capital próprio (20,00%) foi obtido através de consulta a empresas do setor sucroalcooleiro. Também foi considerado para o cálculo do WACC que a empresa é optante pelo modelo de Lucro Real e que o Imposto de Renda a ser descontado do seu Lucro Líquido (descontado a depreciação) é de 34%.

As análises das operações foram feitas considerando o tempo de contrato do leilão com a ANEEL e considerando que a despesa com combustível nesse projeto é igual a 0, dado que o biogás é gerado através da vinhaça, que são rejeitos do processo de produção de etanol.

Para correção dos valores como Operação & Manutenção, tarifa de energia e compra de novos equipamentos ao longo da vida útil da planta, foi considerado uma correção pela inflação IPCA média de 3,50%. Todos esses dados estão resumidos na Tabela 8.

Empréstimo	R\$ 122.087.000,00
Taxa de empréstimo	11,26%
Capital próprio	R\$ 7.806.000,00
Custo de Capital	20,00%
WACC com IR (34%)	8,19%

Tabela 8 - Dados Preliminares

Fonte: Produzido pelo autor

Foi considerado um cenário em que a planta entrará em operação 2 anos antes do início da obrigação contratual com a ANEEL, e que toda a energia gerada nesses 2 primeiros anos será vendida no Mercado Livre e que após essa data, 70% da energia gerada será vendida em leilão e terá o preço de 237,48 R\$/MWh (Preço médio 37º Leilão de Energia Nova A-5) e o restante será vendido no Mercado Livre. O preço médio dos últimos 60 meses R\$ 181,85 (CCEE, 2023)

Nesse cenário, os investimentos para a troca dos motores ocorrerão nos anos 10, 17 e 24 foram considerados no cálculo do fluxo de caixa previsto para o projeto. Fazendo o fluxo de caixa, foi encontrado um VPL positivo de R\$ 79.323.856,69 e uma TIR de 13,59%. O payback descontado corresponde a 11 anos, considerado após a entrada da planta em operação.

Foi realizada uma análise de sensibilidade e para que a TIR seja igual ao WACC (VPL = 0) os preços utilizados para realização deste estudo teriam que cair entorno de 23,26%. Na outra ponto para que a TIR fosse igual ao Custo de Capital Próprio os preços teriam que subir entorno de 35,17%.

CONCLUSÃO

O presente trabalho faz uma analisa a viabilidade técnica e econômica de uma planta de geração de energia elétrica alimentada por biogás de vinhaça. Foram escolhidos motogeradores fabricados pela empresa Jenbacher, que apresentam custos de operação e manutenção relativamente baixos quando comparados com turbinas. A usina utiliza 7 motogeradores de 3020 kW de potência, que geram 139 mil MWh/ano. O projeto se mostrou viável tanto técnica com economicamente. O VPL calculado foi R\$ 79.323.856,69, a TIR de 13,59% e payback de 11 anos.

REFERÊNCIAS

ALVES, J. W. S. **Diagnóstico técnico institucional da recuperação e uso do biogás gerado pela digestão anaeróbica de resíduos**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. 2000. Disponível em: <<https://repositorio.usp.br/item/001202032>>. Acesso em: 01 mar. 2025.

AVELLAR, L. H. **A valorização dos subprodutos agroindustriais visando a cogeração e a redução da poluição ambiental**. Tese de Doutorado - UNESP. Guaratinguetá, SP, 2001.

BASTOS, P. A. **Potencial de Geração de Energia Elétrica Através do Biogás de Vinhaça**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO. PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO - COPPE/UFRJ, 2021.

BNDES. Biogás: a próxima fronteira da energia renovável. Disponível em: <<http://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/biogas>>. Acesso em: 26 fev. 2025.

CCEE - **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Painel de Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos>. Acesso em 14 jul 2023.

EPE, 2020. Empresa de Planejamento Energético. **Estudo Biogás no Brasil: Visão atual e futura.** Outubro de 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias>> Acesso em: 05 mar. 2023.

FERNANDES, G. P. **Potencial Energético do Biogás a partir do Tratamento da Vinhaça - Estudo de Caso em Usina Sucroenergética no estado de Goiás.** 2017. Disponível em: <<https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/d28d61c5-5d27-411e-9eda-d5fc886dce5c/GISELE%20PULZ%20FERNANDES%202017.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2025.

GEHRING, C. G. **Análise da geração de energia elétrica a partir do biogás produzido na fermentação anaeróbica de vinhaça.** Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP. 2014, Disponível em: <<https://bdta.abcd.usp.br/item/003170414>>. Acesso em: 25 mar. 2024.

MICUANSKI, V. C. **Viabilidade técnica e econômica da utilização da vinhaça para geração de energia elétrica: estudo de caso.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, PR, 2014.

MIGRATIO ENERGIA. **Informativo Semanal**, nº 80, 09 de dezembro de 2020. Disponível em: <https://migratio.com.br/post/informativo-semanal-80>. Acesso em 06 mar 2021.

INNIO. **Ficha Técnica Jenbacher tipo 6.** Disponível em:<https://www.jenbacher.com/images/medias/files/5794/ innio_ets_t6_a4_pt_2023 _screen_ijb-123006-pt.pdf> Acesso em 05 mar 2021

LONGO, Rodrigo Rodrigues. **Geração de metano em reator UASB: Avaliação de parâmetros de monitoramento para controle do processo de tratamento anaeróbio de vinhaça.** 2015. Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18138/tde13082015102042/publico/Dissertacao_Rodrigo_Rodrigues_Longo.pdf . Acesso em 06 mar 2021.

RAMOS, L.R.. **Aproveitamento energético da vinhaça de cana-de-açúcar pela biodigestão em dois estágios em reatores anaeróbios de leito fluidizado: mesofílico e termofílico.** Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufscar.br/handle/20.500.14289/13496>. Acesso em 05 mar 2021.

ROCHA, Vinícius Carvalho. **Processamento anaeróbio de vinhaça pré-tratada com biopolímero à base de cálcio. 2012.** Dissertação (Mestrado em Hidráulica e Saneamento) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012. doi:10.11606/D.18.2012.tde-14062012-100601. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18138/tde-14062012-100601/pt-br.php> Acesso em 20 mar 2021.

WACC. Disponível em: <<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/what-is-wacc-formula/>>. Acesso em: 26 fev. 2025.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à UFRJ pelo apoio financeiro para realização dessa pesquisa.

CAPÍTULO 7

AÇÕES ESTRUTURANTES PARA VIABILIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO RENOVÁVEL E DE BAIXO CARBONO NO BRASIL

Leonardo Jaime Machado Simoes

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Danielly Norberto Araujo

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Gabriel Lucas Nascimento Silva

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Filipe Malheiros Felix de Jesus

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Rodrigo Lemos Miranda

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

Guilherme de Castro Figueiredo

SENAICIMATEC, Salvador, Brasil

André Gama

Galp, Lisboa, Portugal

Heloisa Althoff

Petrogal, Rio de Janeiro, Brasil

ABSTRACT: In a global context where environmental concerns and the imminent energy transition are gaining increasing relevance, the decarbonization of processes emerges as a key strategy for sustainability, contributing to environmental preservation and mitigating the impacts of climate

change. Hydrogen (H_2) stands out as an energy vector that can be produced through various methods and sources, with broad applications. Green hydrogen (H_2V) and low-carbon hydrogen are promising solutions to address decarbonization challenges across multiple sectors. However, their global supply remains modest, requiring further projects and research to advance the technological, economic, and regulatory conditions needed for wider H_2 adoption. This article aims to offer a holistic perspective on low-carbon hydrogen in Brazil, covering hydrogen classification, governmental and private initiatives, regulatory actions for the development of related activities, and the presentation of the main Research, Development, and Innovation (R&D&I) projects that finance technological advancement in the renewable/low-carbon hydrogen value chain. To achieve this objective, a mixed methodological approach, both quantitative and qualitative, was adopted, involving data collection through bibliographic and documental review in legislative databases, technical reports, scientific studies, and statistics from regulatory agencies. Accordingly, comparative analyses were carried out, along with an assessment of the Technology

Readiness Levels (TRL) of R&D&I projects and the mapping of national initiatives, thereby shedding light on quantitative aspects regarding the development stage of these projects and offering a comprehensive view of the Brazilian scenario in the context of the energy transition.

KEYWORDS: Energy Transition, Green Hydrogen, Low-Carbon Hydrogen.

INTRODUÇÃO

O hidrogênio verde (H_2V) e de baixo carbono surge como uma solução promissora para enfrentar os desafios da transição energética, incluindo o desequilíbrio entre oferta e demanda, a necessidade de infraestrutura adequada, a dificuldade de eletrificação em setores como transporte e a substituição de matérias-primas fósseis na indústria. O H_2V é produzido por eletrólise da água utilizando exclusivamente fontes renováveis, sem emissão de gases de efeito estufa. Já o hidrogênio de baixo carbono é obtido a partir de combustíveis fósseis, porém com tecnologias de captura e armazenamento de carbono, reduzindo suas emissões associadas (Hydrogen Council, 2017).

Apesar de ser uma alternativa limpa, sustentável e flexível de energia, menos de 0,1% da demanda global de hidrogênio em 2023 foi atendida por hidrogênio verde ou de baixo carbono. Assim, a demanda global de hidrogênio atingiu 97 Mt em 2023, representando um crescimento de 2,5% em relação a 2022, com uma produção inferior a 1 Mt proveniente de hidrogênio de baixo carbono (IEA, 2024). Nesse contexto, esforços significativos estão sendo realizados para expandir a produção de H_2V e de baixo carbono em escala global. Projeções indicam que o fornecimento de hidrogênio limpo poderá alcançar 48 Mt por ano até 2030, com aproximadamente 75% dessa oferta proveniente de hidrogênio renovável e o restante de baixo carbono. Além disso, estima-se que, com base nos projetos anunciados, a capacidade global de eletrolisadores instalados poderá atingir 375 GW até 2030. Considerando a capacidade operacional atual de 2 GW, será necessário um crescimento de quase 200 vezes nos próximos seis anos para atender a essa demanda (Hydrogen Council, 2024).

No entanto, para que essas projeções sejam atingidas, é necessário superar os desafios tecnológicos, econômicos e regulatórios. Nesse sentido, estímulos ao desenvolvimento de projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), bem como de projetos piloto e demonstrativos, tornam-se essenciais. Adicionalmente, devido à transversalidade da utilização do hidrogênio, é necessário implementar estratégias nacionais direcionadas a diferentes setores econômicos e promover políticas públicas efetivas para impulsionar esse mercado emergente (Castro, 2021). Diante desse cenário, o objetivo do presente artigo é apresentar as iniciativas realizadas no Brasil para a promoção do H_2V ou de baixo carbono. O conjunto de referências foi selecionado para abranger bases legais, políticas públicas, estudos técnicos/científicos e dados estatísticos, com uma vigência temporal (2005-2024) que contempla um escopo histórico-evolutivo.

Assim, a Seção 2, norteada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), descreve os principais métodos de produção de H₂, assim como a sua classificação, eficiência e emissão de CO₂. Com base em artigos recentes e internacionais da comunidade científica de H₂, a Seção 3 levanta a produção por eletrólise, dando foco nas principais tecnologias, além de suas características de aplicação e nos desafios envolvidos. Na Seção 4, é traçada uma linha temporal evolutiva das iniciativas governamentais voltadas para a evolução do H₂ no contexto brasileiro, por meio de dados de órgãos reguladores e legislação nacional. Na Seção 5, ainda no cenário brasileiro, são apresentados não somente os projetos de PD&I, mas também o nível de maturidade tecnológica, utilizando, para isso, a base de dados dos principais agentes reguladores instruídos pelo Ministério de Minas e Energia (MME), como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em seguida, a Seção 6 conclui com alguns comentários finais.

MODOS DE PRODUÇÃO DE H₂

As cores do hidrogênio indicam, à primeira vista, tanto o processo de extração aplicado como a fonte de energia utilizada e o composto derivado. Além disso, indicam se a produção envolve ou não a Captura, Utilização e Sequestro de Carbono (CCUS, *Carbon Capture, Utilization and Storage*). No Quadro 1 é apresentado um resumo da classificação do hidrogênio em escala de cores, a eficiência energética e emissão de carbono referentes a cada rota de obtenção do H₂.

A obtenção do Hidrogênio abrange técnicas que variam desde a gaseificação de combustíveis fósseis até a eletrólise da água, onde a fonte de energética utilizada nesses processos varia amplamente entre fontes renováveis e não-renováveis. Cada uma dessas técnicas possui singularidades que influenciam consideravelmente em diferentes aspectos, incluindo custo e pegada ambiental. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (Ferreira et al., 2021), o hidrogênio verde, por exemplo, é aquele produzido a partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água. Cada rota de produção de H₂ apresenta vantagens e desvantagens distintas em termos de eficiência, sustentabilidade e custos. Eficiência se refere ao percentual da relação de quantidade de energia consumida para produzir e a quantidade de final de matéria prima produzida (hidrogênio). Sustentabilidade se refere ao valor emitido de CO₂. (Ferreira et al., 2021; IEA, 2023).

Nomenclatura H ₂	Modo de Produção	Eficiência	Emissão
 Preto	Derivado de antracito sem CCUS.	72%	26
 Marrom	Derivado de hulha, sem CCUS.	56%	26
 Cinza	Derivado de do gás natural sem CCUS.	72%	13
 Azul	A partir de gás natural ou outros combustíveis fósseis com CCUS.	54%	4,8
 Verde	A partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água.	67%	~0
 Branco	Hidrogênio natural ou geológico.	-	-
 Turquesa	Reforma a vapor do metano, sem gerar CO ₂ .	71%	4,8
 Musgo	Produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica.	44% com CCUS ~5 sem CCUS <0	
 Rosa	A partir de fontes nuclear via eletrólise da água.	52%	<0,6

Quadro 1 – Classificação dos modos de produção do H₂.

Fonte: Adaptado de (Ferreira et al., 2021; IEA, 2023; Valente, 2021; Younas et al., 2022)

PRODUÇÃO DE H₂ POR ELETRÓLISE

A eletrólise é um processo eletroquímico que utiliza a energia elétrica para promover a reação não espontânea de quebra da molécula da água, gerando oxigênio e hidrogênio (Hassan et al., 2023). A eficiência energética do processo depende da tecnologia utilizada, da pureza da água e da energia elétrica fornecida (Cavaliere, 2023). Para ser sustentável, a eletricidade usada deve vir de fontes renováveis (solar, eólica, hidroelétrica), garantindo que o H₂ produzido seja considerado “hidrogênio verde” (Ferreira et al., 2021; Taibi et al., 2020)

As principais tecnologias de eletrolisadores são: membrana eletrolítica polimérica trocadora de prótons (PEM, *Proton Exchange Membrane Electrolyzer*), que possui uma membrana polimérica com permeabilidade seletiva à passagem de íons H⁺; óxido de sódio (SOE, *Solid Oxide Electrolysis*), o qual realiza a eletrólise da água no seu estado de vapor em altas temperaturas; e o alcalino (AWE, *Alkaline Water Electrolysis*), que utiliza uma solução alcalina composta por hidróxido de potássio (KOH) para aumentar a condutividade iônica da água (Bodner; Hofer; Hacker, 2015; Carmo et al., 2013; Xu et al., 2024).

Atualmente, a difusão tecnológica dos eletrolisadores esbaram em desafios técnicos, tais como o desenvolvimento de materiais duráveis e economicamente viáveis para eletrodos e membranas; a redução do consumo energético do processo; a escalabilidade das plantas de eletrólise para atender à demanda crescente, dentre outros (Tseng; Lee; Friley, 2005; Zhang et al., 2021; Smolinka et al., 2022). Os desafios econômicos envolvem o custo de produção. O preço da energia elétrica é o principal componente do custo do H₂ por eletrólise, e o custo de produção de hidrogênio por eletrólise é mais caro que o produzido por rotas mais poluentes. (IEA, 2023). Dessa forma, a competitividade do hidrogênio verde, assim como sua viabilidade, depende da redução do custo da eletricidade renovável e do aumento da eficiência dos eletrolisadores (Sayed-Ahmed; Toldy; Santasalo-Aarnio, 2024).

Investimentos em pesquisa, implantação de projetos piloto e hubs de hidrogênio, políticas públicas, financiamentos e subsídios são essenciais para viabilizar projetos em estágio inicial e promover a economia do hidrogênio verde. Principalmente, pelo papel chave do hidrogênio verde para alcançar as metas de emissões líquidas zero (*Net Zero*), especialmente em setores difíceis de descarbonizar (Li; Lukszo; Schmitz, 2023). A demanda por hidrogênio verde é inerente aos setores industriais que estão migrando para o uso de hidrogênio verde para descarbonização, como a siderurgia, o setor químico e o transporte pesado (Muhammed et al., 2023). Também pode atuar como vetor energético para armazenar energia renovável intermitente (Hossain et al., 2023).

PRINCIPAIS INICIATIVAS GOVERNAMENTAIS NO BRASIL

Desde 1995, o Brasil empreende esforços para desenvolver iniciativas relacionadas ao hidrogênio e suas tecnologias. O Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI) iniciou sua atuação na temática da Energia do Hidrogênio, implementando o Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH), em 1998. Em 2002, houve o estabelecimento do Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas de Células a Combustível (ProCaC), renomeado em 2005 como Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio (ProH2), que tinha como objetivo estimular e apoiar iniciativas e projetos voltados para o hidrogênio e sistemas de células a combustível. O ProH2 foi interrompido em 2012 (MME, 2021).

Em 2003, o Brasil ingressou na Parceria Internacional para o Hidrogênio e Células Combustíveis na Economia (IPHE, *Internacional Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy*), que é uma colaboração para o fomento de tecnologias de hidrogênio e das células a combustível (MCTIC, 2018). O “Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil” publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em 2005, impôs metas no horizonte de 20 anos, enfatizando as diferentes rotas tecnológicas das quais o Brasil pudesse obter vantagens competitivas. Em 2012, no *Workshop Internacional sobre Hidrogênio e Células a Combustível* (WICaC), o MCTI apresentou questões importantes após 10 anos de investimentos em projetos na área. A Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH2) foi criada em 2017, a fim de coordenar as ações e recursos (públicos e privados) envolvendo o H₂V (Pereira et al., 2021).

Em 2018, o Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis e Biocombustíveis (2018-2022), publicado pelo MCTI, disponibilizou um diagnóstico aprofundado do potencial do H₂. O Plano ressalta que a diversidade energética inerente ao Brasil potencializa cenários onde a produção de hidrogênio por meio da eletrólise seja vantajosa, especialmente no aproveitamento dos excedentes de energia elétrica intrínsecos às fontes renováveis solar e eólica (MCTIC, 2018; Ferreira et al., 2021).

Em 2020, as parcerias desenvolvidas pelo MME com a Alemanha começaram a incorporar atividades voltadas para a identificação de possibilidades de cooperação com a Alemanha em hidrogênio, o “Estudo de Mapeamento Setorial do Hidrogênio Verde no Brasil” desenvolvido pela Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) é fruto desse acordo (GIZ, 2021). Em 2020 o hidrogênio verde foi incluído no Plano Nacional de Energia até 2050 (PNE 2050) pelo MME, prevendo investimentos em pesquisa e desenvolvimento para aprimorar a produção de hidrogênio no país, além de incentivos para a utilização dessa fonte de energia em diferentes setores da economia (MCTIC, 2018).

Com isso em vista, em 2022 foi publicada a Resolução nº 6, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que institui o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) e estabelece a estrutura de governança do programa (CNPE, 2022). O PNH2 almeja promover o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogênio verde no Brasil, incluindo a pesquisa, desenvolvimento, demonstração, industrialização e comercialização da tecnologia. O programa também prevê a criação de um observatório do mercado de hidrogênio verde, além de estudos para identificar oportunidades e desafios ao setor.

Além disso, antes da Resolução CNPE nº 6/2022, outras decisões do colegiado de ministros já identificavam o papel estratégico que o hidrogênio pode desempenhar num futuro de economias descarbonizadas, como a Resolução CNPE nº 2/2021, a qual definiu o hidrogênio como um dos temas prioritários para investimentos em pesquisa e desenvolvimento da ANP e da ANEEL, e a Resolução CNPE nº 6/2021, que orientou a definição de diretrizes para o Programa (CNPE, 2022). Além disso, o MCTI lançou uma

chamada pública de subvenção econômica da Financiadora de Estudos e Projetos FINEP, no valor de R\$ 50 milhões, para incentivar o desenvolvimento e/ou adaptação de plantas piloto para combustíveis sustentáveis, como bioquerosene para aviação, biometano e hidrogênio (MCTI; FINEP, 2022).

Em 2023, o MCTI publicou a portaria MCTI nº 7.679/2023, que formalizou a Iniciativa Brasileira do Hidrogênio (IBH2) para a promoção de ações governamentais relacionadas ao hidrogênio e suas aplicações, além de instituir o Sistema Brasileiro de Laboratórios de Hidrogênio (SisH2-MCTI). Este visa impulsionar o avanço científico, tecnológico e empreendedor na área do hidrogênio, além de promover parcerias entre instituições científicas e o setor privado (MCTI, 2023).

Ainda em 2023, a ANEEL anunciou chamada pública para definição da chamada estratégica para projetos de Hidrogênio Verde. A Chamada Estratégica de PD&I nº 23/2024 possui foco no “Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro” e busca explorar o potencial do hidrogênio como vetor energético para descarbonizar a economia brasileira e promover inovações tecnológicas no setor elétrico (ANEEL, 2024a). Em 2024, a chamada estratégica da ANEEL foi publicada, 24 propostas foram submetidas e um total de R\$ 2,7 bilhões, com R\$ 1,16 bilhões de contrapartidas de empresas, foram apontados como investimentos (ANEEL, 2024a). Em agosto de 2024, foi instituído o marco legal do hidrogênio verde, o qual dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono, e cria o um programa de desenvolvimento das tecnologias relacionadas ao hidrogênio (BRASIL, 2024).

PROJETOS DE PDI

As informações sobre investimento em PD&I disponibilizadas pela ANP e ANEEL (ANEEL, 2024c; ANP, 2024) mostram que a ANP tem concentrado seus esforços em projetos voltados para a produção, armazenamento e uso do hidrogênio como fonte de energia de baixo carbono, em colaboração com empresas do setor de petróleo e gás. Por outro lado, a ANEEL tem apoiado projetos focados na integração do hidrogênio na matriz elétrica, especialmente em iniciativas de geração de energia em usinas e sistemas de microrredes, envolvendo empresas de geração de energia. Em relação aos investimentos, os projetos financiados pela ANP entre os anos de 2017 e 2024 variam entre aproximadamente R\$ 79 mil e R\$ 89 milhões, enquanto os investimentos da ANEEL entre os anos de 2010 e 2023 têm aportes financeiros que vão de R\$ 296 mil a R\$ 48,5 milhões.

O estudo de mapeamento, realizado pela Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH2) e pela Rede de Inovação dos Países Baixos (NIN), oferece um panorama sobre o setor de pesquisa, desenvolvimento e inovação em hidrogênio no Brasil (ABH2, 2024). Os resultados apresentam a situação dos Níveis de Maturidade Tecnológica (TRL, *Technology*

(Readiness Levels) dos projetos em curso no país, os projetos foram classificados por a faixa de TRL mais adequada para a atividade de PD&I (Figura 1). A Figura 1 apresenta a quantidade de projetos de PD&I por região, evidenciando a alta concentração de projetos na faixa de TRL 3-5, o que indica um setor em transição, com muitas iniciativas passando da pesquisa básica para estágios mais aplicados.

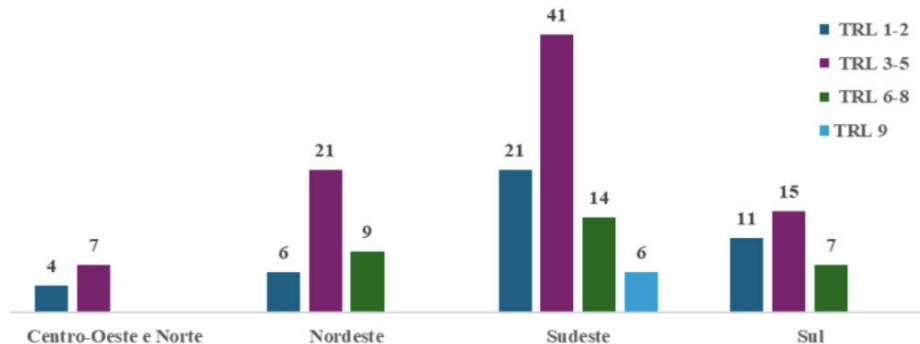


Figura 1: Nível de maturidade tecnológica dos projetos de PD&I por região.

Fonte: (ABH2, 2024)

Dentre os principais projetos de H₂ no Brasil, destaca-se o HUB de Hidrogênio Verde no Porto do Pecém, que está situado no estado do Ceará. Atualmente, o HUB já possui uma planta em operação de produção de hidrogênio, que funciona desde 2021, composta por um sistema de geração solar com capacidade de 3 MW e um módulo eletrolisador, capaz de produzir 250 m³/h de H₂V. O valor investido nessa planta foi de R\$ 42 milhões e já recebeu a certificação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Gontijo, 2023). Além disso, a partir de 2025, espera-se que o HUB de H₂V do Pecém possua uma produção 1,3 milhão de toneladas de hidrogênio até 2030. Nesse sentido, há uma série de empresas cotadas para instalar plantas de produção de hidrogênio até 2025, tais como: Casa dos Ventos e Comerc, Fortescue, AES, entre outras (Chiappini, 2023).

Já no Porto de Suape, localizado em Pernambuco, a empresa White Martins iniciou a produção de hidrogênio verde em 2022, certificada pela agência alemã TÜV Rheinland. A unidade da White Martins tem capacidade para fornecer 156 toneladas por ano. Além disso, a empresa Qair espera investir cerca de US\$ 3,9 bilhões até 2032 para produção de H₂V e hidrogênio azul. No porto de Açu, localizado no Rio de Janeiro, por sua vez, há diferentes MoU assinados para projetos de produção de hidrogênio (Chiappini, 2023). Em 2024, a Neoenergia anunciou a inauguração de uma planta de hidrogênio em Brasília, prevista para 2025. Assim, o projeto, que receberá um investimento de R\$ 30 milhões, incluirá uma usina fotovoltaica de 150 kWp e uma unidade de abastecimento veicular de H₂V (Campos, 2024).

A Eletronuclear, por sua vez, estuda implementar uma planta de beneficiamento de hidrogênio em Angra dos Reis, no Rio de Janeiro. A empresa, desde 1997, já dispõe de uma estrutura que gera como produto o hipoclorito de sódio e hidrogênio, como subproduto. Recentemente, a Eletronuclear apresentou um projeto com capacidade de produzir 100 toneladas de H₂ por ano e que, com a finalização das obras de Angra 3, a nova capacidade de geração seja de 167 toneladas anualmente (Petronotícias, 2023; Souza, 2021). A Petrobras assinou um Termo de Cooperação com o Instituto Senai de Energias Renováveis para construir uma planta piloto de eletrólise, visando estudar a produção de hidrogênio sustentável usando energia solar. A usina, localizada no Rio Grande do Norte, terá capacidade de 2,5 MWp para alimentar a unidade de eletrólise. O hidrogênio produzido será utilizado para avaliar o desempenho e integridade estrutural de microturbinas em misturas de hidrogênio e gás natural. O projeto, com duração de três anos, terá um investimento de R\$ 90 milhões (Petrobras, 2024).

Assim, apesar das potencialidades do território nacional para a produção de hidrogênio, devido aos elevados custos de produção e às incertezas associadas às tecnologias, entre outros fatores (Muhammed et al., 2023; Ishaq; Dincer; Crawford, 2022), ainda são poucos os projetos que envolvam a produção e a aplicação de H₂V. Nesse sentido, projetos de PD&I têm sido desenvolvidos para viabilizar a disseminação dessa tecnologia e fomentar a economia de baixo carbono no Brasil.

CONCLUSÕES

O principal objetivo do artigo foi apresentar as ações já realizadas para promoção do H₂V e de baixo carbono no Brasil. Dessa forma, entre outros aspectos, algumas das iniciativas governamentais já realizadas foram destacadas e apresentadas, observando-se que órgãos governamentais têm atuado desde 1995 na definição de estratégias e desenvolvimentos de estudos. Ademais, listou-se projetos de PD&I que possuísem como objetivo o estudo ou implantação de plantas de produção de H₂V ou de baixo custo, sendo visto que a região Nordeste tem se destacado nesses quesitos. Foi visto que a maioria dos projetos são desenvolvidos via fomentos ANP e ANEEL, com cerca de 140 milhões investidos. Assim, esses esforços refletem o compromisso com a transição energética no Brasil, destacando-se como iniciativas mitigatórias dos impactos ambientais por meio do uso do hidrogênio. Em conjunto, os projetos mapeados pela ABH2 indicaram maturidades tecnológicas que variam entre os níveis 3 a 5. A partir disso, pode-se concluir que os projetos existentes no Brasil estão concentrados em atividades de pesquisa de plantas em escala laboratorial, em que projetos piloto e de demonstração são necessários para avaliação da produção de hidrogênio em escala.

REFERÊNCIAS

- ABH2. **Mapping Study for the Brazilian Hydrogen RD&I Sector.** ABH2, 2024. Disponível em: <[Mapeamento de P&DI em H2 — ABH2](https://www.gov.br/mapeamento-de-pdi-em-h2-abh2)>. Acesso em: 14 jan. 2025.
- ANEEL. **ANEEL aprova Chamada para projetos de hidrogênio no contexto do Setor Elétrico.** ANEEL, 2024a. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-chamada-para-projetos-de-hidrogenio-no-contexto-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 17 dez. 2024.
- ANEEL. **Chamada Estratégica de PDI n.º 023/2024: Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro.** ANEEL, 2024b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2024778_2.pdf>. Acesso em: 5 jan. 2025.
- ANEEL. **Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica estatísticas.** ANEEL, 2024c. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 16 dez. 2024.
- ANP. **Dados Abertos.** ANP, 2024. Disponível em: <<https://dados.gov.br/dados/organizacoes/visualizar/agencia-nacional-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-anp>>. Acesso em: 16 dez. 2024.
- BODNER, Merit; HOFER, Astrid; HACKER, Viktor. H₂ generation from alkaline electrolyzer: H₂ generation from alkaline electrolyzer. **WIREs Energy and Environment**, v. 4, n. 4, p. 365–381, 2015. DOI 10.1002/wene.150. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/wene.150>>. Acesso em: 20 nov. 2024.
- BRASIL. **Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024.** Planalto, 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm>. Acesso em: 16 dez. 2024.
- CAMPOS, Geraldo. Neoenergia investirá R\$ 30 mi em planta de hidrogênio verde em Brasília. **Poder 360.** Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/>>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- CARMO, Marcelo; FRITZ, David L.; MERGEL, Jürgen; STOLTEN, Detlef. A comprehensive review on PEM water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 12, p. 4901–4934, 2013. DOI 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>>. Acesso em: 20 nov. 2024.
- CASTRO, Nivalde; LEAL, Sérgio; ELIZIÁRIO, Sayonara; MOSzkowicz, Maurício; SERRA, Eduardo; CHAVES, Ana Carolina; BRANQUINHO, Adely; PRADELLE, Florian; CHANTRE, Caroline; CAMPELLO, Rodrigo; BOTELHO, Vinicius. **A perspectivas da economia do hidrogênio e o setor energético brasileiro.** Rio de Janeiro, RJ: Gesel - Ufrj, 2021. Disponível em: <<https://gesel.ie.ufrj.br/publicacao/perspectivas-da-economia-do-hidrogenio-no-setor-energetico-brasileiro/>>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- CAVALIERE, Pasquale. **Water Electrolysis for Hydrogen Production.** Cham: Springer International Publishing, 2023. DOI 10.1007/978-3-031-37780-8. Disponível em: <<https://link.springer.com/10.1007/978-3-031-37780-8>>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- CHIAPPINI, Gabriel. **Hidrogênio verde: conheça 10 projetos promissores em desenvolvimento no Brasil.** Eixos, 2023. Disponível em: <<https://eixos.com.br/hidrogenio/hidrogenio-verde-conheca-16-projetos-promissores-em-desenvolvimento-no-brasil/>>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- CNPE. **Resolução n.º 6, de 23 de junho de 2022.** Gov, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/Res62022.pdf>>. Acesso em: 17 jan. 2025.

FERREIRA, Thiago; MACHADO, Giovani; SOARES, Jeferson; ACHÃO, Carla; ALMEIDA, Elisângela; BOTELHO, Glauce; ANDRADE, Gustavo. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. EPE, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>>. Acesso em: 17 jan. 2025.

GIZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde**. Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha - Rio de Janeiro: [s.n.], 2021. Disponível em: <energypartnership.com.br/fileadmin/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2g.pdf>. Acesso em: 09 dez. 2024.

GONTIJO, Juliana. **1ª planta de hidrogênio verde do País entra em operação**. Diário do Comércio, 2023. Disponível em: <<https://diariodocomercio.com.br/economia/primeira-planta-hidrogenio-verde-brasil-entra-operacao/#gref>>. Acesso em: 9 ago. 2024.

HASSAN, Qusay; ABDULATEEF, Ammar; HAFEDH, Saadoon; AL-SAMARI, Ahmed; ABDULATEEF, Jasim; SAMEEN, Aws; SALMAN, Hayder; AL-JIBOORY, Ali; WIETESKA, Szymon; JASZCZUR, Marek. Renewable energy-to-green hydrogen: A review of main resources routes, processes and evaluation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 46, p. 17383–17408, 2023. DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.01.175. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.175>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

HOSSAIN, Md. Arafat; ISLAM, Md. Rashidul; HOSSAIN, Md. Alamgir; HOSSAIN, M.J. Control strategy review for hydrogen-renewable energy power system. **Journal of Energy Storage**, v. 72, p. 108170, 2023. DOI 10.1016/j.est.2023.108170. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108170>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

HYDROGEN COUNCIL. **How hydrogen empowers the energy transition**. [s.l.]: Hydrogen Council, 2017. Disponível em: <<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2025.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights September 2024**. Hydrogen Council, 2024. Disponível em: <Hydrogen Insights 2024 | Hydrogen Council>. Acesso em: 14 jan. 2025.

IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. IEA, 2023. Disponível em: <Global Hydrogen Review 2023 – Analysis - IEA>. Acesso em: 14 jan. 2025.

IEA. **Global Hydrogen Review 2024**. IEA, 2024. Disponível em: <Global Hydrogen Review 2024 – Analysis - IEA>. Acesso em: 14 jan. 2025.

ISHAQ, Haris; DINCER, Ibrahim; CRAWFORD, Curran. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 62, p. 26238–26264, 2022. DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.11.149. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

LI, Na; LUKSZO, Zofia; SCHMITZ, John. An approach for sizing a PV–battery–electrolyzer–fuel cell energy system: A case study at a field lab. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 181, p. 113308, 2023. DOI 10.1016/j.rser.2023.113308. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113308>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

MCTI. **Portaria MCTI nº 7.679, de 17.11.2023**. MCTI, 2023. Disponível em: <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/legislacao/portarias/Portaria_MCTI_n_7679_de_17112023.html#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20Sistema%20Brasileiro,que%20he%20confere%20o%20art.>. Acesso em: 27 dez. 2024.

MCTI; FINEP. **SELEÇÃO PÚBLICA MCTI/FINEP/FNDCT - Subvenção Econômica à Inovação – 18/2022: Biotecnologia aplicada aos temas atuais de saúde humana, agropecuária, meio ambiente e indústria.** MCTI, 2022. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/images/chamadas-publicas/2022/26-08-2022Edital_SBV_FINEP_MCTI_BIOTEC_20220818_final.pdf>. Acesso em: 27 dez. 2024.

MCTC. **Plano de ciência, tecnologia e inovação para energias renováveis e biocombustíveis: 2018-2022.** [s.l.]: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, 2018. Disponível em: <<https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/tecnologia/tecnologiasSetoriais/Plano-de-Ciencia-Tecnologia-e-Inovacao-Para-Energias-Renovaveis-e-Biocombustiveis.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2024.

MUHAMMED, Nasiru S.; GBADAMOSI, Afeez O.; EPELLE, Emmanuel I.; ABDULRASHEED, Abdulrahman A.; HAQ, Bashirul; PATIL, Shirish; AL-SHEHRI, Dhafer; KAMAL, Muhammad Shahzad. Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. **Journal of Energy Storage**, v. 73, p. 109207, 2023. DOI 10.1016/j.est.2023.109207. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109207>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

PEREIRA, Marisete; COSTA, Agnes; COSTA, Patricia; DOMINGUES, Paulo; COSTA, Marcello. **Programa Nacional do Hidrogênio - Proposta de Diretrizes.** [s.l.: s.n.], 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-prnh2/HidrogenioRelatroidiretrizes.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2024.

PETROBRAS. **Petrobras investirá R\$90 milhões em pesquisas para hidrogênio sustentável.** Agência Petrobras, 2024. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-investira-r-90-milhoes-em-pesquisas-para-hidrogenio-sustentavel>>. Acesso em: 8 jan. 2025.

PETRONOTÍCIAS. **ELETRONUCLEAR VAI USAR AS USINAS NUCLEARES PARA PRODUZIR PELO MENOS 100 TONELADAS DE HIDROGÊNIO VERDE POR ANO.** Petronotícias, 2023. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/eletrownuclear-vai-usar-as-usinas-nucleares-para-produzir-peло-menos-100-toneladas-de-hidrogenio-verde-por-ano/>>. Acesso em: 17 jan. 2025.

SAYED-AHMED, H.; TOLDY, Á.I.; SANTASALO-AARNIO, A. Dynamic operation of proton exchange membrane electrolyzers—Critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 189, p. 113883, 2024. DOI 10.1016/j.rser.2023.113883. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113883>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

SMOLINKA, Tom; BERGMANN, Henry; GARCHE, Juergen; KUSNEZOFF, Mihails. The history of water electrolysis from its beginnings to the present. In: **Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications.** [s.l.]: Elsevier, 2022, p. 83–164. DOI 10.1016/C2018-0-05096-3. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128194249000100>>. Acesso em: 17 jan. 2025.

SOUZA, Davi. **PROJETO INOVADOR DA ELETRONUCLEAR PODE COLOCAR A EMPRESA NA VANGUARDA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO PAÍS.** Petronotícias, 2021. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/projeto-inovador-da-eletrownuclear-pode-colocar-a-empresa-na-vanguarda-da-producao-de-hidrogenio-verde-no-pais/>>. Acesso em: 4 nov. 2024.

TAIBI, Emanuele; BLANCO, Herib; MIRANDA, Raul; CARMO, Marcelo. **Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal.** IRENA, 2020. Disponível em: <www.irena.org/publications>. Acesso em: 17 jan. 2025.

TSENG, Phillip; LEE, John; FRILEY, Paul. A hydrogen economy: opportunities and challenges. **Energy**, v. 30, n. 14, p. 2703–2720, 2005. DOI 10.1016/j.energy.2004.07.015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.015>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

VALENTE, Antonio; IRIBARREN, Diego; DUFOUR, Javier. Harmonised life-cycle indicators of nuclear-based hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 57, p. 29724–29731, 2021. DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.10.083. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.083>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

XU, Yuhao; CAI, Shanshan; CHI, Bo; TU, Zhengkai. Technological limitations and recent developments in a solid oxide electrolyzer cell: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 50, p. 548–591, 2024. DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.08.314. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.314>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

YOUNAS, Muhammad; SHAFIQUE, Sumeer; HAFEEZ, Ainy; JAVED, Fahad; REHMAN, Fahad. An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges. **Fuel**, v. 316, p. 123317, 2022. DOI 10.1016/j.fuel.2022.123317. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123317>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

ZHANG, Bing; ZHANG, Sui-Xin; YAO, Rui; WU, Yong-Hong; QIU, Jie-Shan. Progress and prospects of hydrogen production: Opportunities and challenges. **Journal of Electronic Science and Technology**, v. 19, n. 2, p. 100080, 2021. DOI 10.1016/j.jnlest.2021.100080. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da Petrogal Brasil S.A. (Joint Venture Galp I Sinopec) e o fomento à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) no Brasil concedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (EMBRAPII) para a execução deste projeto, intitulado “Avaliação técnico-científica de soluções para produção, armazenamento, transporte e consumo de hidrogênio verde, e seus impactos e oportunidades na cadeia de energia”, que resultou nesse artigo.

CAPÍTULO 8

ESTUDO DE MODELOS TERMODINÂMICOS PARA DETERMINAÇÃO DA DENSIDADE DO HIDROGÊNIO E SUAS MISTURAS NO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GASES

Matheus Pinheiro

Universidade Federal da Bahia

Alana Almeida

Universidade Federal da Bahia

Roberto J. B. Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

George A. B. Câmara

Senai Cimatec

Rosana Fialho

Universidade Federal da Bahia

ABSTRACT: The growing role of renewable energy sources has driven the search for solutions to address their intermittent nature. In this context, hydrogen storage in geological reservoirs, generated from renewable sources, offers a promising alternative. However, modeling studies often use ideal gas data to predict hydrogen properties, making their results inaccurate, particularly in reservoir conditions. This study analyzes thermodynamic models to describe the behavior of hydrogen and its mixtures with other gases, such as CO₂, in porous structures, focusing on the gas density. Three thermodynamic models were

examined, two cubic equations of state (EoS) and GERG-2008, highlighting their advantages and limitations to identify the most suitable models for Brazilian reservoir conditions. This study provides a discussion of these existing thermodynamic models and, additionally, it presents formulas for calculating hydrogen volume in porous media enabling a detailed analysis of storage capacity for this gas.

KEYWORDS: Thermodynamic models, hydrogen, gas, geological storage.

INTRODUÇÃO

A transição para uma economia baseada em fontes de energia limpas e renováveis é um dos desafios mais urgentes do século XXI. Nesse contexto, o hidrogênio surge como um vetor energético promissor devido à sua alta densidade energética, versatilidade de aplicação e emissão zero de carbono quando utilizado como combustível. Contudo, a viabilidade do uso do hidrogênio em larga escala depende de soluções eficazes para seu armazenamento seguro e eficiente (Samara et al., 2024).

Os reservatórios geológicos têm se tornado uma alternativa para o armazenamento de hidrogênio, principalmente devido à sua capacidade de armazenar grandes volumes de gás. Esses reservatórios incluem estruturas naturais, como cavernas de sal, aquíferos porosos e reservatórios depletados. No entanto, o comportamento termodinâmico do hidrogênio e de suas misturas em tais condições ainda é um campo de pesquisa em desenvolvimento, sendo crucial para garantir a segurança e a eficiência do processo de armazenamento (Zhao et al., 2023).

O hidrogênio possui características únicas, como baixa densidade e alta difusividade, que influenciam seu comportamento em reservatórios geológicos. Para avaliar o potencial de armazenamento de hidrogênio e suas misturas em reservatórios geológicos, é fundamental compreender os modelos termodinâmicos que descrevem o comportamento do hidrogênio sob condições geológicas (Zhao et al., 2023).

Dado que em um reservatório, os processos de mistura de gases dependem de vários fatores e estão intimamente relacionados às propriedades do fluido dentro do reservatório, modelagens e simulações sofisticadas se tornam uma necessidade. No domínio da modelagem comercial de reservatórios, as opções para modelos termodinâmicos são frequentemente limitadas (Rhouma, 2023).

Modelos termodinâmicos desempenham um papel fundamental na compreensão dos fenômenos físico-químicos envolvidos no armazenamento de hidrogênio em reservatórios geológicos. Esses modelos permitem prever propriedades essenciais, como densidade, pressão, temperatura e interações moleculares (Zhao et al., 2023). A lei dos gases ideais, um modelo simples, é válida principalmente para gases sob baixas pressões (menos de 2 bar) e condições idealizadas. No entanto, para modelar equilíbrios de fase e calcular várias propriedades termodinâmicas com precisão, recorre-se a modelos mais complexos, que incluem equações de estado (EoS). Esses modelos expressam parâmetros experimentalmente mensuráveis, como temperatura (T), pressão (P) e volume (V) na forma de uma função, denotada como $f(P, T, V) = 0$ (Rhouma, 2023).

Este trabalho tem como objetivo identificar e analisar 3 modelos termodinâmicos, dois EoS cúbicas e o GERG-2008, utilizados na determinação da densidade do hidrogênio e suas misturas. A pesquisa realiza uma revisão sistemática da literatura para compreender como esses três modelos termodinâmicos selecionados descrevem a densidade dos gases em condições de reservatórios brasileiros, ou seja, altas pressões e temperaturas. Além disso, busca-se avaliar as limitações e desafios associados aos três modelos, considerando sua aplicabilidade na previsão do potencial de armazenamento de gases em reservatórios geológicos.

METODOLOGIA

Este estudo realizou uma investigação sistemática da literatura sobre o uso de modelos termodinâmicos para o cálculo do potencial de armazenamento de hidrogênio (H_2) e suas misturas em reservatórios geológicos. A pesquisa foi desenvolvida em quatro etapas:

1. Seleção de base de dados

Para garantir uma ampla coleta de artigos e publicações acadêmicas, foram utilizadas bases científicas reconhecidas, como Google Scholar, ScienceDirect, SciELO e ACS Journals Search.

2. Critério de seleção de estudos

- Preferencialmente artigos que abordem o armazenamento geológico de hidrogênio e/ou suas misturas, mas incluindo também aqueles que utilizam modelos termodinâmicos para estudar o comportamento do hidrogênio e suas misturas, como com gás natural, sem restrição temporal;
- Estudos, desde que publicados na forma de dissertações e teses, que utilizem modelos termodinâmicos aplicados ao cálculo do potencial de armazenamento, sem restrição temporal;
- Pesquisas PD&I aplicadas, simuladas e publicadas que avaliem a influência de parâmetros termodinâmicos na viabilidade, eficiência e segurança do armazenamento, sem restrição temporal;

Pesquisas baseadas exclusivamente em análises qualitativas ou que não utilizem validação experimental ou prática dos modelos termodinâmicos foram desconsiderados.

3. Análise de dados

Foram selecionados os seguintes parâmetros para análise: tipos de reservatórios geológicos (cavernas salinas, reservatórios exauridos e aquíferos salinos); modelos termodinâmicos aplicados; condições operacionais (temperatura, pressão e composição química). A sistemática adotada incluiu a coleta de dados termodinâmicos da literatura.

4. Discussão dos modelos

Os dados coletados foram sintetizados para oferecer uma visão abrangente sobre como os modelos termodinâmicos podem ajudar a elucidar o potencial de armazenamento de gás hidrogênio e suas misturas em diferentes tipos de reservatórios geológicos.

RESULTADO E DISCUSSÕES

Os modelos termodinâmicos analisados neste estudo demonstraram diferentes capacidades para descrever o comportamento do hidrogênio (H_2) e suas misturas em reservatórios geológicos porosos. Neste estudo, o foco é especificamente a densidade do fluido, que é determinada usando três modelos para avaliação: dois modelos EoS cúbicos (Peng–Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK) e GERG-2008.

GERG-2008

O GERG-2008 é uma equação de estado avançada desenvolvida pelo Groupe Européen de Recherches Gazières (GERG) para descrever com alta precisão o comportamento termodinâmico de misturas de gases naturais, incluindo o hidrogênio. Sua principal aplicação é o cálculo de propriedades termodinâmicas de misturas de gases em uma ampla faixa de pressões e temperaturas (Kunz; Oliver et al, 2012).

$$\alpha(\delta, \tau, x) = \alpha^0(\rho, T, x) + \alpha^r(\delta, \tau, x) \quad (1).$$

Os termos α^0 e α^r representam, respectivamente, o comportamento ideal de um gás e as correções considerando as interações moleculares e os desvios do comportamento ideal.

$$\delta = \left(\frac{\rho}{\rho_c} \right) \quad (1.1);$$

$$\tau = \frac{T}{T_c} \quad (1.2)$$

Onde:

δ : Densidade reduzida

τ : Temperatura reduzida

ρ_c : Pressão crítica

As funções redutoras e a função de desvio foram desenvolvidas para descrever o comportamento das misturas, incorporando parâmetros específicos tanto das substâncias quanto da mistura. As funções redutoras para a densidade $\rho_r(x)$ e a temperatura $T_r(x)$ da mistura são calculadas com base exclusivamente na composição da mistura. Essas funções convergem para as propriedades críticas dos componentes puros, ρ_c (densidade crítica) e T_c (temperatura crítica), respectivamente (Kunz; Oliver et al, 2012).

A função de desvio depende da densidade reduzida δ , da temperatura inversamente reduzida τ e da composição x da mistura. Ela contém a soma de funções de desvio específicas para binários e generalizadas (Kunz; Oliver et al, 2012). Essas funções podem ser desenvolvidas para misturas binárias individuais (específicas para binários) ou para um grupo de misturas binárias (generalizadas), conforme a equação 4:

$$\Delta\alpha^r(\delta, \tau, x) = \sum_{j=i+1}^N \sum_{i=1}^{N-1} \Delta\alpha_{ij}^r(\delta, \tau, x) \quad (1.3)$$

A abrangência de validade do modelo GERG-2008 cobre as seguintes faixas de temperaturas e pressões (Kunz; Oliver et al, 2012):

- Faixa normal: $90 \leq T \leq 450\text{K}$, $p \leq 35\text{ MPa}$
- Faixa estendida: $60\text{ K} \leq T \leq 700\text{ K}$, $p \leq 70\text{ MPa}$

Esses conceitos são indispensáveis para prever propriedades como pressão, densidade e fator de compressibilidade em misturas de gases sob condições reais. Em

aplicações como o armazenamento de hidrogênio em reservatórios geológicos, essas funções são fundamentais para analisar as interações entre o hidrogênio e outros gases presentes, possibilitando uma avaliação mais precisa da viabilidade, eficiência e segurança do processo.

Soave-Redlich-Kwong (SRK)

O armazenamento geológico de hidrogênio é uma alternativa promissora para a transição energética, exigindo um entendimento preciso das propriedades termodinâmicas do gás em diferentes condições de temperatura e pressão. Entre essas propriedades, a densidade do fluido é fundamental para prever o comportamento do hidrogênio e suas misturas dentro dos reservatórios geológicos. Para essa finalidade, a equação de estado Soave-Redlich-Kwong (SRK) é amplamente utilizada devido ao seu equilíbrio entre simplicidade matemática e precisão na modelagem de sistemas não ideais (Hübner, 2015).

A equação SRK foi desenvolvida como uma modificação da equação de Redlich-Kwong, incorporando um fator de correção para a atração intermolecular, ajustado por meio do fator acêntrico da substância. Essa adaptação melhora significativamente a capacidade da equação de prever o comportamento de fases de gases reais, tornando-a particularmente útil para hidrocarbonetos leves e gases como o hidrogênio (Soave, 1972). Sua forma matemática é expressa como:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{aa(T)}{v(v+b)} \quad (2)$$

No artigo “Compositional reservoir simulation of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs”, desenvolvido por Huang et al. (2023), o modelo de equação de estado Soave-Redlich-Kwong (SRK) foi utilizado para simular o comportamento termodinâmico de misturas gasosas contendo hidrogênio em reservatórios depletados. A SRK é um modelo termodinâmico amplamente empregado para prever propriedades de fluidos, como densidade, pressão, temperatura e composição de misturas gasosas, sendo particularmente útil em sistemas de fluxo multifásico em meios porosos, como reservatórios subterrâneos, onde há interação entre fases gasosas e aquosas. Além disso, a SRK é eficaz na avaliação de misturas complexas, como hidrogênio com outros gases (metano, nitrogênio, dióxido de carbono) em várias condições de pressão e temperatura. Conhecida por sua simplicidade e robustez, a SRK é computacionalmente eficiente em comparação com modelos mais complexos, como o GERG-2008, o que a torna uma escolha ideal para simulações em grande escala.

No estudo, a SRK foi escolhida devido à sua precisão e eficiência computacional, especialmente quando comparada a outros modelos, como o Peng-Robinson (PR) e o GERG-2008. Os autores realizaram uma comparação entre esses modelos e verificaram que a SRK apresentou resultados mais precisos para misturas de hidrogênio com metano e nitrogênio, embora tenha mostrado pequenos desvios em pressões extremamente altas para misturas de hidrogênio com dióxido de carbono (Huang et al., 2023).

A SRK foi implementada no simulador Tough + RealGasBrine (T + RGB), que foi utilizado para modelar o armazenamento subterrâneo de hidrogênio (UHS) em um reservatório de gás esgotado. O simulador considerou fluxo multifásico (gás e água), efeitos térmicos e a solubilidade do hidrogênio na água. A SRK foi usada para simular a injeção, armazenamento e retirada de hidrogênio em um reservatório sintético com uma malha de alta resolução, permitindo capturar detalhes como a segregação gravitacional do hidrogênio (devido à sua baixa densidade) e a mistura com outros gases, como metano e nitrogênio. O hidrogênio injetado deslocou o metano existente e acumulou-se na parte superior do reservatório, enquanto a pressão média e a saturação de gás no reservatório aumentaram durante a injeção de hidrogênio.

Em resumo, a SRK foi essencial para garantir a precisão das simulações termodinâmicas e para avaliar o comportamento do hidrogênio em reservatórios subterrâneos. Os resultados demonstraram que a SRK é uma ferramenta eficaz para modelar o armazenamento de hidrogênio, fornecendo insights valiosos sobre a viabilidade técnica de reservatórios de gás esgotados para essa aplicação. Além disso, a SRK permitiu quantificar perdas de hidrogênio e avaliar estratégias para melhorar a recuperação, como o uso de gases de cobertura (Huang et al., 2023).

Peng-Robinson (PR)

A equação de estado de Peng-Robinson é amplamente utilizada para modelar o comportamento termodinâmico de gases e líquidos, sendo particularmente útil na predição de densidades de líquidos e equilíbrio de fases. No contexto do armazenamento subterrâneo de hidrogênio (UHS), a PR é uma das equações cúbicas de estado empregadas para estimar propriedades do hidrogênio e suas misturas sob altas pressões e temperaturas.

A PR foi desenvolvida para melhorar as previsões da equação de Soave-Redlich-Kwong (SRK), especialmente no que diz respeito à densidade dos líquidos. No armazenamento subterrâneo de hidrogênio, a precisão da previsão da densidade é crucial, pois impacta diretamente a capacidade de armazenamento e o comportamento do gás em meios porosos. Além disso, essa equação de estado considera um termo de atração que é função da temperatura, permitindo um melhor ajuste dos coeficientes de compressibilidade e das propriedades volumétricas dos gases sob condições extremas. Isso é particularmente relevante em reservatórios subterrâneos, onde a interação entre o hidrogênio e o gás de suporte (como CO₂ ou CH₄) pode afetar a eficiência do armazenamento e a recuperação do hidrogênio injetado (Rhouma, 2023).

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (3)$$

A função $\alpha(T)$ aprimorada no modelo de Peng-Robinson (PR) é uma melhoria em relação à equação de estado (EoS) de Soave-Redlich-Kwong (SRK), especialmente no cálculo do termo de atração intermolecular da equação cúbica. Essa função é responsável

por ajustar a constante de atração a da equação de estado em função da temperatura, permitindo uma melhor previsão das propriedades termodinâmicas das fases gasosa e líquida (Rhouma, 2023).

Conforme Rhouma (2023), a EoS cúbica, incluindo os modelos PR e SRK, há muito tempo é considerado uma ferramenta eficiente para cálculos de equilíbrio de fase e propriedades de fluidos. No entanto, estudos e comparações recentes revelaram certas limitações associadas a esses modelos. Por exemplo, essas EoS cúbicas mostraram deficiências na previsão precisa de propriedades na fase líquida, especialmente para misturas ricas em hélio ou H₂, principalmente relacionadas ao forte efeito quântico exibido. Por outro lado, o EoS GERG-2008, desenvolvido especificamente para gás natural e suas misturas, demonstrou melhor precisão em vários estudos, superando a EoS cúbica para a maioria dos sistemas de mistura. Embora os modelos cúbicos de EoS sejam geralmente confiáveis, eles tendem a ter dificuldades ao prever a densidade em frações de H₂ muito baixas no sistema. Em contraste, a equação GERG-2008 mantém sua precisão, com apenas reduções menores e não significativas conforme a fração de H₂ aumenta. A Tabela 1 sintetiza as vantagens e desvantagens de cada modelo abordado.

Modelo	Vantagens	Desvantagens
GERG-2008	<p>Alta precisão para misturas multicomponentes, incluindo H₂ com CH₄, CO₂, etc. (Lemmon et al., 2000).</p> <p>Bem estabelecida para aplicações industriais e reservas de gás natural (NIST, 2020).</p> <p>Grande base de dados experimental para suporte (NIST, 2020).</p>	<p>Necessita de muitos parâmetros ajustados para cada mistura, aumentando a complexidade (Span, 2000).</p> <p>Aplicabilidade limitada a sistemas que fogem do banco de dados padrão (Lemmon et al., 2000).</p> <p>Não captura interações específicas com sólidos ou superfícies porosas (Rhouma, 2023).</p>
SRK	<p>Precisa para prever o comportamento de misturas de hidrogênio com metano e nitrogênio, especialmente em pressões moderadas (9–12 MPa), que são relevantes para o armazenamento subterrâneo de hidrogênio (Huang et al., 2023).</p> <p>Computacionalmente mais eficiente do que modelos mais complexos, como o GERG-2008. Por exemplo, em simulações com 1000 blocos de malha, o GERG-2008 exigiu o dobro do tempo de cálculo em comparação com a SRK, devido à sua maior complexidade matemática (Huang et al., 2023).</p>	<p>Superestima os volumes da fase líquida em até 27%, especialmente próximo ao ponto crítico (Rhouma, 2023)</p> <p>Apresentou pequenos desvios em pressões extremamente altas para misturas de hidrogênio com dióxido de carbono (Huang et al., 2023).</p>
PR	<p>Melhor desempenho na previsão de densidade de líquidos do que a SRK (Rhouma, 2023).</p> <p>Melhor ajuste aos dados experimentais devido à função $\alpha(T)$ melhorada (Rhouma, 2023).</p>	<p>Pode ter dificuldades na modelagem de misturas ricas em hidrogênio devido a efeitos quânticos que não são bem representados por equações cúbicas (Rhouma, 2023).</p> <p>Ainda que menores que a SRK, apresenta erros na predição da densidade da fase líquida (Rhouma, 2023).</p>

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens de cada modelo abordado

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho forneceu uma exploração de diferentes modelos termodinâmicos e sua aplicabilidade na modelagem do comportamento do sistema armazenamento de H₂ e outros gases. O objetivo foi selecionar modelos mais adequado para prever com precisão as propriedades termodinâmicas dos gases em condições de reservatório, particularmente a densidade. Buscou-se revisar o uso das equações GERG-2008, Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong para modelar o comportamento do hidrogênio em condições de armazenamento geológico. Cada modelo apresentou vantagens específicas: a GERG-2008 mostrou-se eficaz para misturas multicomponentes e a SRK e PR mais simplificadas e rápidas para a modelagem computacional.

A equação GERG-2008 continua sendo uma ferramenta poderosa para modelar equilíbrios de fases e propriedades termodinâmicas de misturas. A capacidade da equação GERG-2008 de lidar com uma ampla gama de pressões e temperaturas, juntamente com sua capacidade comprovada de fornecer descrições altamente precisas de sistemas contendo H₂, particularmente sob condições relevantes para reservatórios, a torna a escolha mais adequada para orientar mais investigações e simulações de armazenamento de gases.

Embora esses modelos ofereçam ferramentas úteis para a modelagem do armazenamento de H₂, desafios permanecem, como a necessidade de mais dados experimentais para calibração em condições extremas e a inclusão de efeitos como adsorção e reações químicas nos reservatórios. Futuros trabalhos devem focar na validação experimental e na combinação de modelos termodinâmicos com outras técnicas computacionais para melhorar a precisão das previsões. A evolução dessas metodologias é essencial para avançar na viabilização do armazenamento geológico de hidrogênio e na transição para uma economia de baixo carbono.

REFERÊNCIAS

SAMARA, H.; OSTROWSKI, T. V.; JAEGER, P. **Interfacial and transport properties of supercritical hydrogen and carbon dioxide in unconventional formations.** The Journal of Supercritical Fluids, v. 205, p. 106124, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2023.106124>. Acesso em: 29 dez. 2024.

ZHAO, Q.; WANG, Y.; CHEN, C. **Numerical Simulation of the Impact of Different Cushion Gases on Underground Hydrogen Storage in Aquifers Based on an Experimentally-Benchmarked Equation-of-State.** arXiv, 2023. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2307.09432>. Acesso em: 3 jan. 2025.

RHOUMA, Sabrine Ben. **Comprehensive analysis of underground H₂ storage with CO₂ as a cushion gas in aquifers: Capacity assessments, thermodynamic approaches, and realistic reservoir simulations.** 2023. Tese (Doutorado) – Université de Pau et des Pays de l'Adour, Pau, França, 2023. Disponível em: <https://theses.hal.science/tel-04707439/>. Acesso em: 7 jan. 2025.

KUNZ, Oliver; WAGNER, Wolfgang. **The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: an expansion of GERG-2004.** Journal of chemical & engineering data, v. 57, n. 11, p. 3032-3091, 2012. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/je300655b>. Acesso em: 5 jan. 2025.

HÜBNER, J. V. M. (2015). **Estudo de modelos termodinâmicos para misturas envolvidas no processamento de petróleo.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/127752/000970358.pdf>. Acesso em: 23 fev 2025

SOAVE, G. **Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state.** Chemical Engineering Science, v. 27, n. 6, p. 1197-1203, 1972. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(72\)80096-4](https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4). Acesso em: 15 fev. 2025.

HUANG, Tianjia et al. **Compositional reservoir simulation of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, n. 92, p. 36035-36050, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene>. 2023.05.355. Acesso em: 18 fev. 2025.

LEMMON, E. W.; JACOBSEN, R. T.; PENONCELLO, S. G.; FRIEND, D. G. **Thermodynamic Properties of Air and Mixtures of Nitrogen, Argon, and Oxygen from 60 to 2000 K at Pressures to 2000 MPa.** Journal of Chemical Physics, v. 113, n. 10, p. 4576–4585, 2000. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.1285884>. Acesso em: 6 jan. 2025.

SPAN, R. **Multiparameter Equations of State: An Accurate Source of Thermodynamic Property Data.** Springer Science & Business Media, 2000. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-04123-3>. Acesso em: 4 jan. 2025.

NIST. **Thermophysical Properties of Fluid Systems.** National Institute of Standards and Technology, 2020. Disponível em: <https://webbook.nist.gov>. Acesso em: 4 jan. 2025.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFBA e ao CNPq por disponibilizarem a infraestrutura e apoio financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa.

CAPÍTULO 9

UMA RETROSPECTIVA SOBRE OS ATAQUES CIBERNÉTICOS AO SETOR ELÉTRICO EM UM CENÁRIO GLOBAL E NACIONAL

Emanuela Paranhos Lima

Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Vitaly Félix Rodríguez Esquerre

Universidade Federal da Bahia (UFBA)

RESUMO: Com o avanço da automação do setor elétrico, as concessionárias estão sendo alvos de ataques cibernéticos ao redor do mundo. Quanto maior a maturidade cibernética, menores são os prejuízos decorrentes desses tipos de incidentes. A confiabilidade da operação, seja por acesso remoto ou intrusão física, pode ter impactos significativos, incluindo perda de capacidade de geração ou distribuição de energia, danos físicos aos seus equipamentos e risco a vidas humanas. Este trabalho faz uma revisão com base de dados acadêmicos (*IEEE Xplore e ScienceDirect*) dos principais ataques ao setor elétrico dos últimos 25 anos no cenário internacional, destacando a importância da Rotina Operacional RO-CB. BR.01 do ONS no que tange a proporcionar mitigação de riscos, aumentar a proteção da infraestrutura crítica, salvaguardando a economia, a segurança pública e o bem-estar da sociedade brasileira.

PALAVRAS-CHAVE: Cibersegurança, ONS, Setor Elétrico, Redes Inteligentes, Energia.

INTRODUÇÃO

O setor elétrico de potência engloba geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Machado *et al.* (2016) afirmam que com as Redes Inteligentes ou *Smart Grids* houve modernização da infraestrutura de comunicação para possibilitar o gerenciamento do trânsito bidirecional de eletricidade de todas as fontes de geração, garantindo um fornecimento contínuo de energia elétrica. Para tal, é necessária a introdução de novos componentes de comunicação para automatizar relés e chaves seccionadoras instalados em postes das distribuidoras ou medidores de energia para microgeração de consumidores. Ainda segundo Machado *et al.* (2016), a escalada de novos dispositivos nas redes elétricas que na maioria dos casos dependem de soluções públicas e protocolos baseados na Internet, traz consigo maior incidência de ataques cibernéticos. Esses ataques podem causar danos físicos e financeiros, ocasionando a interrupção dos serviços do sistema de energia conforme abordado por Rekeraho *et al.* (2023).

A segurança cibernética para infraestruturas críticas, diferente da tradicional de TI (Tecnologia da Informação), deve priorizar a disponibilidade da operação dos sistemas da rede elétrica à confidencialidade e integridade das informações transmitidas de acordo com Machado *et al.* (2016). Reconhecendo que a segurança nacional e econômica de um país depende da funcionalidade confiável do setor elétrico, o ONS (2021) ou Operador Nacional do Sistema Elétrico publicou em 2021 a Rotina Operacional (RO) que traz controles de cibersegurança a fim de aumentar a proteção da rede dos agentes.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo realizar uma revisão dos principais ataques ao setor elétrico no mundo e seus impactos, estabelecendo uma análise de como os critérios impostos na Rotina Operacional do ONS poderiam ter mitigado esses incidentes.

METODOLOGIA

A metodologia empregada neste estudo para o levantamento dos principais incidentes cibernéticos no setor elétrico foi desenvolvida com base de dados acadêmicos, como *IEEE Xplore* e *ScienceDirect*, em uma abordagem de pesquisa em livros, relatórios técnicos e artigos científicos publicados nos últimos 25 anos, abrangendo incidentes reportados globalmente. A seleção dos casos foi limitada a documentos cujas palavras-chave incluíam combinações como “*cybersecurity incidents*”, “*cyber attacks*”, “*smart grids*”, “*renewable energy*”, “*hydropower*”, “*photovoltaic*” e “*solar wind*”. Na sequência, foi realizada a categorização por tipos de ataques. As considerações finais destacam como os controles da RO do ONS mitigariam os riscos cibernéticos, caso aplicadas corretamente.

Revisão dos principais ataques ao setor elétrico no cenário global

Dois dias antes do Natal de 2015, uma empresa de energia localizada no oeste da Ucrânia sofreu uma queda de energia que impactou cerca de 250 de mil ucranianos por até seis horas. De acordo com Hemsley e Fisher (2018), o ataque cibernético desarmou disjuntores em 30 subestações que incluíam a capital regional de Ivano-Frankivsk. Ainda segundo Hemsley e Fisher (2018), o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* - Controle de Supervisão e Aquisição de Dados) ficou inoperante e a restauração de energia teve que ser concluída manualmente, atrasando ainda mais a restauração. Um e-mail de *Spear Phishing* foi enviado para funcionários de TI e usando o *BlackEnergy Malware* para explorar macros no Microsoft Excel, os atacantes obtiveram acesso às credenciais de acesso ao sistema desses usuários. Segundo Jewkes e Vukmanovic (2017), os invasores haviam se infiltrado cerca de seis meses antes do incidente.

Freeman *et al.* (2024) informaram que um ataque *DDoS* (*Distributed Denial of Service* - Negação Distribuída de Serviço), no final de 2015, teve como alvo um *gateway* de Internet usado para controlar uma rede elétrica do Báltico, interrompendo as operações, mas não causando apagões.

Os invasores usaram o *Malware Industroyer* para controlar dispositivos em uma subestação localizada em Kiev em dezembro de 2016. Este *Malware* permitiu interação direta com dispositivos ICS (*Industrial Control Systems*) por meio de protocolos industriais e alterou seus estados (por exemplo, disjuntores de circuito fechado foram abertos), resultando em uma queda de energia. Os invasores também lançaram um ataque de Negação de Serviço Telefônico (TDoS) contra o *call center* da concessionária para impedir que os clientes relatassem a queda, prolongando a interrupção conforme informado por Hemsley e Fisher (2018). Na maioria dos casos, a energia foi restaurada em três horas, mas em outros, foi necessário ir até as subestações para fechar manualmente os disjuntores que os atacantes tinham aberto remotamente. Este segundo ataque na Ucrânia foi muito mais sofisticado do que o primeiro ocorrido em 2015.

O maior proprietário privado de ativos solares operacionais nos EUA sofreu um ataque de negação de serviço (DoS - *Denial of Service*) em março de 2019, de acordo com Dubasi et al. (2021). Semelhante ao incidente do Báltico, não houve interrupção, mas os operadores da rede perdem a comunicação com os locais de geração solar e eólica por cerca de cinco minutos com reinicialização contínua por um período de 12 horas. Isso impactou a visibilidade da empresa em cerca de 500 MW de energia eólica e fotovoltaica. Este ataque foi conhecido como o primeiro em empresas renováveis. A *North American Electric Reliability Corporation - NERC* (2019) recomendou fortemente que as concessionárias mantivessem os *firewalls* corrigidos e atualizados porque os invasores exploraram uma vulnerabilidade conhecida em um *firewall Cisco* não corrigido.

Em novembro de 2019, surge o *Ransomware Maze* que explora vulnerabilidades RDP (*Remote Desktop Protocol*) para acessar redes remotamente através da prática de força bruta e copia dados (informações legais, registros de recursos humanos, propriedade intelectual etc.) de sistemas antes de criptografá-los, mantendo os arquivos para resgate como informam Chimmanee e Jantavongso (2014). Com o início da pandemia de COVID-19 e a necessidade do trabalho remoto, as empresas em todo o mundo liberaram o uso do protocolo RDP para fornecer acesso aos seus funcionários e com o consequência abriram portas aos invasores. Como exemplo, Chimmanee e Jantavongso (2014) reportaram o caso de uma empresa estatal tailandesa responsável por fornecer eletricidade em 74 províncias do país por meio de usinas hidrelétricas, térmicas e de energia renovável teve seus arquivos criptografados pelo *Ransomware Maze* e expostos na dark web.

Brito (2020) do portal especializado em cibersegurança *Ciso Advisor* noticiou que em 2020, seis empresas de distribuição no Brasil revelaram ataques cibernéticos por *Ransomware*. Cerca de 10 TB de dados sensíveis foram criptografados e o valor do resgate chegou a quase dez milhões de dólares, como informa outra matéria da *Ciso Advisor* (2020). O maior grupo empresarial não governamental de eletricidade que atua em 11 estados brasileiros foi atacado pela exploração de uma vulnerabilidade no *JBoss*, um servidor de código aberto baseado em Java. Após criptografar todos os servidores da empresa, os atacantes teriam pedido um resgate equivalente a R\$5 milhões em Bitcoins. A empresa levou uma semana para restaurar os sistemas de TI conforme noticiado por Caram (2020).

A administração de um município dos EUA teve seus sistemas de rede elétrica desligados por um atacante, em agosto de 2020, possivelmente via um golpe de *Phishing* ou ataque de força bruta. O resgate foi pago no valor de US\$45.000 após a cidade não conseguir restaurar os sistemas a partir de seus backups, de acordo com o relatório da Kaspersky (2021).

Ainda segundo o mesmo relatório da Kaspersky (2021), em setembro de 2020, uma empresa de fornecimento de eletricidade no Paquistão foi alvo de um ataque de *Ransomware Netwalker* que disponibilizou 8,5 GB de arquivos de dados financeiros e de dados sensíveis de seus 2,5 milhões de clientes. Foram solicitados quase quatro milhões de dólares como resgate desses dados. Este incidente ocasionou uma interrupção do faturamento e dos serviços online da empresa, mas o fornecimento de energia e serviços críticos ao cliente estavam totalmente funcionais.

Um ataque cibernético paralisou cerca de 6 mil turbinas eólicas em toda a Europa em fevereiro de 2022, afetando uma potência total instalada de mais de 10GW. A rede de notícias *Wind Fair* (2022) noticiou que a operadora das turbinas havia relatado que o monitoramento remoto e o controle pararam de funcionar devido a uma falha na conexão via satélite com seus sistemas. Os serviços de comunicação fornecidos via satélite caíram simultaneamente quando as tropas russas invadiram a Ucrânia. De acordo com a agência governamental americana CISA (2022), os invasores russos exploraram uma configuração incorreta de VPN (*Virtual Private Network - Rede Privada Virtual*) que permitiu movimentação lateral pela rede e possibilitou sobreescrivar dados em mais de 40.000 modems de clientes.

Na madrugada do dia 12 de abril de 2022, o monitoramento remoto de turbinas de um parque eólico alemão sofreu um ataque cibernético, levando cerca de 02 dias para recuperar o sistema e as atividades operacionais conforme informativo da própria companhia Deutsche Windtechnikl (2022). Nessa mesma data, o órgão *Computer Emergency Response Team* da Ucrânia ou CERT-UA (2022) relatou que um agente malicioso da equipe russa *Sandworm* teve como alvo vários elementos críticos de infraestrutura, incluindo subestações elétricas de alta tensão, usando um *Malware* chamado *Industroyer2* (uma variante do *software* malicioso usado no ataque de 2016). O ataque foi mitigado antes de causar um apagão que poderia impactar aproximadamente dois milhões de pessoas como noticiado pela agência de notícias IronNet (2022).

O *Ransomware BlackBasta* foi utilizado para atacar uma empresa de energia italiana afetando os servidores do *software* de virtualização em 2 de fevereiro de 2023. De acordo com Hernandez (2023), o fabricante do *software* havia lançado *patches* para essa vulnerabilidade 02 anos antes. O sistema de TI da empresa caiu, mas a infraestrutura operacional não foi danificada. A exploração massiva dessa vulnerabilidade também ocorreu em corporações de outros países como França (188 instâncias), Alemanha (91 instâncias) e Estados Unidos (69 instâncias).

Freeman *et al.* (2024) informaram que 22 empresas dinamarquesas de energia foram comprometidas em maio de 2023 por vulnerabilidades não corrigidas e uma vulnerabilidade de zero-day em firewalls Zyxel que permite que invasores remotos obtenham controle total do sistema de segurança sem autenticação. Algumas organizações perderam visibilidade para conexões remotas. Este incidente na infraestrutura crítica da Dinamarca é considerado o maior ataque online do país, embora não tenha havido impacto material significativo nas operações de energia. Em alguns casos, as organizações afetadas foram forçadas a entrar em um modo de operação isolado.

Cenário nacional de segurança cibernética no setor elétrico

No Brasil, por suas dimensões continentais, as usinas geradoras de energia localizadas em áreas remotas se conectam aos centros de consumo através do Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com Branquinho e Leal (2022), são mais de 145 mil km de linhas de transmissão interligando os agentes de energia e a rede do ONS. Essa teia facilita a disponibilização de energia por todo o país, porém evidencia uma dependência entre o ecossistema: caso um desses agentes seja impactado, todo o SIN será afetado. Branquinho e Leal (2022) alertam sobre o risco sistêmico do SIN no que tange a segurança cibernética.



Figura 1 – Arquitetura definida pela Rotina Operacional do ONS com base no Modelo Purdue (ISA-99).

Fonte: Adaptado de Branquinho e Branquinho (2021, p. 43).

Dessa forma, o Operador Nacional do Sistema – ONS (2021) divulgou a Rotina Operacional RO-CB.BR.01 como um marco para a segurança cibernética do setor elétrico no Brasil em julho de 2021. O objetivo era garantir que os agentes executassem 18 controles de segurança no ambiente regulado cibernético chamado de ARCiber em duas ondas de implementação (18 e 24 meses após a entrada em vigor do documento). As seis categorias de controles são:

- Arquitetura Tecnológica para o Ambiente: redes segregadas de acordo com a *Purdue Reference Model* (Figura 1), acesso ao ARCCiber a partir de redes externas somente via VPN e não deve ser acessível através da internet e implementar soluções *Antimalware (Application Whitelisting)*;
- Governança de Segurança da Informação: definição de papéis e responsabilidades, além de um gestor e um suplente responsáveis pela segurança cibernética do ARCCiber;
- Inventário de Ativos: ativos devem ser inventariados a cada 24 meses, de forma segura e padrões de configuração segura (*hardening*) devem ser criados;
- Gestão de Vulnerabilidades: gestão de pacotes de correção de segurança (*patches*) com cronograma de implementação das correções para ativos novos e em operação;
- Gestão de Acessos: política de gestão de acessos e identidades individuais e aprovadas pela alçada competente deve seguir o princípio de minimização (sómente deve-se conceder o acesso mínimo necessário) e utilização de múltiplos fatores de autenticação (MFA);
- Monitoramento e Resposta a Incidentes: dispositivos de segurança como *Firewalls*, IDS (*Intrusion Detection System* - Sistema de Detecção de Intrusão), IPS (*Intrusion Prevention System* - Sistema de Prevenção de Intrusão) e *Antimalware* devem estar configurados para gerar logs de segurança e alertas, implementação de plano de resposta a incidentes com testes de ativação periódicos e notificação ao ONS em caso de incidentes cibernéticos que afetem ativos do ARCCiber.

Os controles da RO passeiam pelos três pilares da segurança cibernética: pessoas, processos e tecnologia. Há um tratamento de exceção para os casos em que os requisitos não podem ser implementados. Para cada exceção gerada, uma documentação detalhada deve ser criada.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os principais ataques cibernéticos no setor de energia elétrica no período de 2015 a 2023, descritos na Seção 2.1, são mostrados de forma geográfica na Figura 2. Observa-se a concentração de ataques em países com histórico de conflitos geopolíticos, como a Ucrânia. Branquinho e Branquinho (2021, p. 55) trazem o conceito de quinta dimensão da guerra, onde a ofensiva se dá em espaço cibernético através de descoberta de vulnerabilidades e exploração de falhas de segurança. Outro recorte, conforme Figura 3, aponta o crescente quantitativo de incidentes durante o período da pandemia de COVID-19 em decorrência do teletrabalho. O relatório geral de riscos da *World Economic Forum* de 2020 trouxe os ataques cibernéticos no top 10 de acordo com Branquinho e Branquinho (2021, p. 55).



Figura 2 – Os principais ataques cibernéticos no setor de energia no período 2015-2023.

Fonte: Produzido pelo autor.

A arquitetura do ARCiber é o primeiro ponto crucial abordado na RO e refere-se a segregação de redes, além de limitar a exposição de dispositivos voltados para a Internet. Um exemplo de incidente onde esse controle não foi bem aplicado, foi o *Spear Phishing* usando o *BlackEnergy Malware* na Ucrânia em 2015, descrito na Seção 2.1, onde o ataque tem origem na rede de TI devido a maior exposição às redes externas e a um maior número de usuários e servidores. Na Figura 1, é possível ver a segmentação das zonas em Sistemas de Controle, MES (*Manufacturing Execution System* - Sistema de Execução de Manufatura), MOM (*Manufacturing Operation Management* - Sistemas de Gestão de Operações) e DMZ (*Demilitarized Zone* - Zona Desmilitarizada) na TO (Tecnologia Operacional) e Sistemas Corporativos na TI. Essa segregação quando bem implementada impede que um ataque se espalhe da rede corporativa para rede operativa do sistema elétrico. Reduzir essa superfície de ataque auxilia significativamente na resposta e recuperação de incidentes.

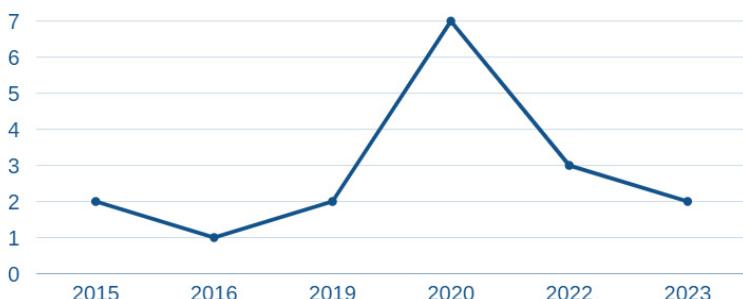


Figura 3 –Representação de ataques cibernéticos no setor de energia no período 2015- 2023.

Fonte: Produzido pelo autor.

A identificação de ativos (*hardware* e *software*) é um componente chave no gerenciamento de risco de segurança cibernética. Os principais ataques cibernéticos exploram vulnerabilidades previamente divulgadas, o que torna essencial a existência de estratégias de gestão de *patches* como descrito na RO. A política de segurança da organização para todas as tecnologias conectadas ao ARCCiber deve incluir pelo menos o mapeamento de ativos inventariados para os lançamentos de *patches* do fornecedor e um cronograma para implementar as correções. Exemplos de eventos onde esse controle não foi robusto o suficiente ou inexistente são os incidentes ocorridos com a empresa de energia italiana com a vulnerabilidade conhecida no *software* de virtualização e com as empresas de energia dinamarquesas e americana com vulnerabilidades em *firewalls*, como descrito na Seção 2.1.

De acordo com informações publicadas por Branquinho e Branquinho (2021, p. 319), em 2015, os cibercriminosos obtiveram acesso às credenciais do sistema da empresa de energia ucraniana. Se todos os controles exigidos na RO fossem implementados naquela organização, esse ataque não teria êxito, porque seria necessário que o invasor também possuísse o token MFA além da credencial. O mesmo se aplica aos casos de *Ransomware* das corporações da Tailândia, Paquistão e Brasil. Autenticação multifator é uma tecnologia de segurança que utiliza múltiplos métodos de autenticação para verificar a identidade do usuário conforme explicam Branquinho e Branquinho (2021, p. 265) no usando as seguintes premissas:

- Algo que você sabe: credencial ou PIN;
- Algo que você tem: token, smartphone ou uma chave USB segura;
- Algo que você é: impressão digital, escaneamentos de retina ou reconhecimento de voz / facial.

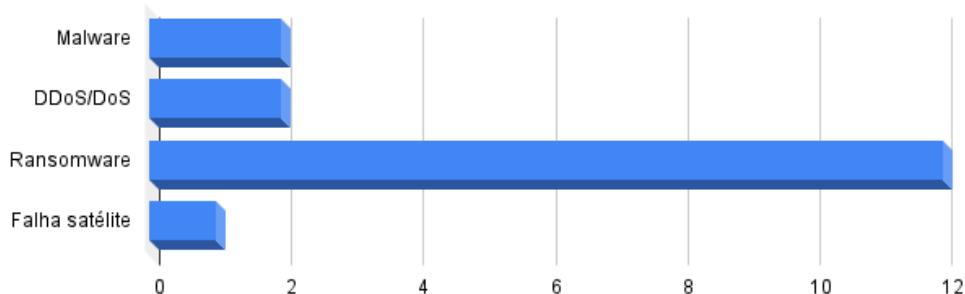


Figura 4 – Representação dos tipos de ataques cibernéticos no setor de energia no período de 2015 a 2023.

Fonte: Produzido pelo autor.

Para cumprir todos os controles da RO, Branquinho e Leal (2022) advertem que as empresas precisam investir em sua infraestrutura, políticas de segurança e conscientização dos funcionários. No entanto, a legislação atual não prevê a remuneração para as concessionárias na tarifa de energia para os investimentos realizados na RO. A falta de orçamento das empresas de energia em projetos de segurança se torna um grande desafio para a implementação dos controles. A situação é ainda pior quando se discute sobre empresas públicas.

Outro ponto de crítica a RO, é a ausência de controles referentes a gestão de acesso físico. Por se tratar de um setor ao qual as subestações são automatizadas e por consequência não há operadores locais, infraestruturas com baixa ou nenhuma segurança física facilitam que invasores tenham acesso aos sistema de controle e possam lograr um ataque cibernético. Controles como bloqueio de portas USB, utilização de *racks* com portas e chaves armazenadas em um clavículário com responsabilidade da alçada competente e bloqueio de portas *Ethernet* não utilizadas de elementos de rede (switches, roteadores e *firewalls*) são fundamentais para a robustez da gestão de acesso físico.

Alguns controles possuem pouco aprofundamento técnico ou ausência de detalhamento de como devem ser realizados. Um exemplo é o item de Monitoramento e Resposta a Incidentes que não inclui diretamente a realização de *backup*. Como abordam Branquinho e Branquinho (2021, p. 265), a realização da cópia de segurança deve ser realizada de forma periódica utilizando ferramenta automática ou de forma manual e deve ser estabelecido um cronograma de restauração para garantir a integridades da informação copiada. Outra recomendação de Branquinho e Branquinho (2021, p. 265) é o armazenamento dos *backups* em ambiente fora da unidade para casos de recuperação de desastres ou DRP (*Disaster Recovery Plan*).

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados evidenciaram que os ataques cibernéticos contra empresas de energia e seus *stakeholders* cresceram substancialmente com impactos significativos na operação, segurança e confiabilidade do sistema elétrico impulsionado pela crescente digitalização do setor. No período da pandemia de COVID-19, devido a necessidade de distanciamento social, muitas companhias liberaram acesso remoto sem estar completamente estruturada e acabaram abrindo portas de entrada para invasores mal-intencionados.

Como consequência, as empresas buscaram elevar o seu nível de maturidade se apoiando em *Frameworks* de segurança cibernética, além do uso de recursos tecnológicos para proteger seus ativos de ataques. Em alguns países, há regulamentações para o setor elétrico que impulsionam esse crescimento na conscientização e investimento em proteção cibernética, como exemplo dos EUA com NERC-CIP e da Europa com NIS2 (voltado para toda infraestrutura crítica, não apenas o setor elétrico).

Para o Brasil, a partir de 2021, os agentes do setor elétrico precisaram se ajustar à Rotina Operacional do ONS, que foi construída à luz dos principais *Frameworks* de segurança. Esse marco regulatório brasileiro gerou uma grande disruptão para aquelas empresas que não tinham a área de segurança cibernética de OT estruturada (pessoas, processos e tecnologias).

A análise dos casos estudados revelou que os incidentes poderiam ter sido mitigados ou evitados com o cumprimento dos critérios de segurança cibernética da RO do ONS, comprovando a efetividade desse marco regulatório brasileiro. No entanto, constatou-se que o grande desafio é a ausência de investimentos adequados em infraestrutura, políticas de segurança e conscientização dos funcionários.

REFERÊNCIAS

BRANQUINHO, T.; BRANQUINHO, M. **Segurança Cibernética Industrial: as infraestruturas críticas mundiais correm perigo. Aprenda a proteger redes e sistemas de controle com uma metodologia comprovada na prática.** Alta Books, Rio de Janeiro, 2021. p. 43-53.

BRANQUINHO, T.; BRANQUINHO, M. **Segurança Cibernética Industrial: as infraestruturas críticas mundiais correm perigo. Aprenda a proteger redes e sistemas de controle com uma metodologia comprovada na prática.** Alta Books, Rio de Janeiro, 2021. p. 55-69.

BRANQUINHO, T.; BRANQUINHO, M. **Segurança Cibernética Industrial: as infraestruturas críticas mundiais correm perigo. Aprenda a proteger redes e sistemas de controle com uma metodologia comprovada na prática.** Alta Books, Rio de Janeiro, 2021. p. 265-283.

BRANQUINHO, T.; BRANQUINHO, M. **Segurança Cibernética Industrial: as infraestruturas críticas mundiais correm perigo. Aprenda a proteger redes e sistemas de controle com uma metodologia comprovada na prática.** Alta Books, Rio de Janeiro, 2021. p. 319-327.

BRANQUINHO, M; LEAL, R. **Capítulo VII - Ambiente regulatório de segurança cibernética para empresas de energia no Brasil. O Setor Elétrico.** Fascículo Segurança cibernética, v. 190, p. 30–32, 2022. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/capitulo-vii-ambiente-regulatorio-de-seguranca-cibernetica-para-empresas-de-energia-no-brasil/> Acesso em: 10 jun. 2024.

BRITO, P. **Ransomware Maze anuncia invasão nas redes da CPFL e da LG.** *Ciso Advisor*, 2020. Disponível em: <https://www.cisoadvisor.com.br/Ransomware-maze-anuncia-invasao-nas-redes-da-cpfl-e-da-lg-electronics/>. Acesso em: 10 jun. 2024

CARAM, L. **Grupo Energisa, que fornece energia a 18 estados do Brasil, sofre ataque hacker pedindo R\$ 5 milhões em BTC.** *Cointelegraph*, 2020. Disponível em: <https://br.cointelegraph.com/news/energy-company-energisasuffers-hacker-attack-asking-for-r-5-million-in-bitcoin>. Acesso em: 10 jun. 2024.

CERT-UA. **Cyber attack of the Sandworm group (UAC-0082) on energy facilities of Ukraine using malware INDUSTROYER2 and CADDYWIPER (CERT-UA#4435).** CERT-UA, 2022. Disponível em: <https://cert.gov.ua/article/39518>. Acesso em: 10 jun. 2024.

CHIMMANEE, K.; JANTAVONGSO, S. **Digital forensic of Maze Ransomware: A case of electricity distributor enterprise in ASEAN.** *Expert Systems With Applications*, v. 249, Part B, 2024. doi.org/10.1016/j.eswa.2024.123652

CISA. U.S. Government Attributes Cyberattacks on SATCOM Networks to Russian State-Sponsored Malicious Cyber Actors. CISA, 2022. Disponível em: <https://www.cisa.gov/news-events/alerts/2022/05/10/us-government-attributes-cyberattacks-satcom-networks-russian-state>. Acesso em: 10 jun. 2024.

CISO ADVISOR. **EDP comunica oficialmente invasão e vazamento de dados de sua rede.** *Ciso Advisor*, 2020. Disponível em: <https://www.cisoadvisor.com.br/edp-comunica-oficialmente-invasao-e-vazamento-de-dados-de-sua-rede/>. Acesso em: 10 jun. 2024.

DEUTSCHE WINDTECHNIKL. **Cyber attack on Deutsche Windtechnik.** *Deutsche Windtechnikl*, 2022. Disponível em: <https://www.deutsche-windtechnik.com/nl/news/press-releases/detail/cyber-attack-on-deutsche-windtechnik/>. Acesso em: 10 jun. 2024.

DUBASI, Y.; KHAN, A.; LI, Q.; MANTOOTH, A. **Security Vulnerability and Mitigation in Photovoltaic Systems.** *IEEE 12th international Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Chicago, p. 1-7, Jun. 2021. doi: 10.1109/PEDG51384.2021.9494252

FREEMAN, S. G.; KRESS-WEITENHAGEN, M. A.; GENTLE, J. P.; CULLER, M. J.; EGAN, M. M.; STOLWORTHY, R. V. **Attack Surface of Wind Energy Technologies in the United States**; Idaho National Laboratory, Jan. 2024. <https://doi.org/10.2172/2297403>.

HEMSLEY, K. E.; FISHER, R. E. **History of Industrial Control System Cyber Incidents.** Idaho National Laboratory, Dez. 2018. <https://doi.org/10.2172/1505628>

HERNANDEZ, J. A. G.; TEODORO, P. G.; CARRION, R. M.; GOMEZ, R. R. **Crypto-Ransomware: A revision of the state of the art, advances and challenges.** *Electronics*, v. 12, n. 21, p. 1-39, 2023. doi: org/10.3390/electronics1221449.

IRONNET. **Industroyer2 malware targeting Ukrainian energy company.** *IronNet*, 2022. Disponível em: <https://www.ironnet.com/blog/industroyer2-malware-targeting-ukrainian-energy-company>. Acesso em: 10 jun. 2024.

JEWKES, S.; VUKMANOVIC, O. **Suspected Russia-backed hackers target Baltic energy networks.** *Reuters*, 2017. Available: <https://www.reuters.com/article/us-baltics-cyber-insight/suspected-russia-backed-hackers-target-baltic-energy-networks-idUSKBN1871W5>. Acessado 10 jun. 2024.

KASPERSKY. **Principais ataques de Ransomware.** *Kaspersky*, 2021. Disponível em: <https://www.kaspersky.com.br/resource-center/threats/top-ransomware-2020>. Acesso em: 10 jun. 2024.

MACHADO, T. G.; MOTA, A. A.; MOTA L.T. M.; CARVALHO M. F. H.; PEZZUTO, C. C. **Methodology for the Cybersecurity Maturity Level Identification in Smart Grids.** *IEEE Latin America Transaction*, v.14, n. 11, p. 4512–4519, Nov. 2016.

NERC. **Lesson Learned: Risks posed by firewall firmware vulnerabilities.** *NERC*, Set. 2019. Disponível em: https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/20190901_Risks_Posed_by_Firewall_Firmware_Vulnerabilities.pdf. Acessado em 10 jun. 2024.

ONS. **ONS Divulga Rotina Operacional Sobre Segurança Cibernética.** *ONS*. 2021. Disponível: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210702-rotina-operacional-seguranca-cibernetica.aspx>. Acesso em: 10 jun. 2024.

REKERÄHO, A.; COTFAS, D. T.; COTFAS, P. A.; BALAN, T. C.; TUYISHIME, E.; ACHEAMPONG, R. **Cybersecurity challenges in IoT-based smart renewable energy.** *International Journal of Information Security*, v. 23, p. 101-117, Ago. 2023. doi.org/10.1007/s10207-023-00732-9

WIND FAIR. **Over 95 per cent of WECs back online following disruption to satellite communication.** *Wind Fair*, 2022. Disponível em: <https://w3.windfair.net/wind-energy/pr/40316-enercon-wind-turbine-wind-farm-satellite-communication-converter-disruption-remote-monitoring-scada-ka-sat-russia-ukraine-europe-access>. Acesso em: 10 jun. 2024.

CAPÍTULO 10

MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO NOVO CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE DE CLUSTER DOS PLAYERS ABERTOS DO SETOR

Lívia Osti Gorini

Eduardo Augusto do Rosário Contani

ABSTRACT: The Free Energy Market is directly linked to ESG (Environmental, Social, and Governance) principles, considering its sustainable and developmental objectives for the energy sector in Brazil. For publicly traded electricity companies, it is important to adopt these practices and stay up-to-date with new market possibilities, such as the free energy sector, given that a company is not viewed in isolation but rather in a comparative scenario with the external market. This study aims to classify publicly traded companies in the Brazilian electric energy sector according to their practices in the Free Energy Market and their financial data. The methodology adopted is exploratory, quantitative, and descriptive. Regarding data treatment, the integrated reports of each organization listed in B3 and ISE were analyzed, evaluating their transparency concerning the Free Energy Market and their financial data on the "Status Invest" platform. A cluster statistical analysis was conducted to group companies

based on their similarities. The results demonstrated that companies associated with the Free Energy Market and ESG principles are viable for the sector's future, generating interest among stakeholders.

INDEX TERMS: Free Energy Market, Sustainability, Stock Exchanges, Investments, Renewable Energy.

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento socioeconômico, sustentando atividades essenciais e impulsionando a economia. No Brasil, o setor elétrico se destaca por sua matriz predominantemente renovável (MME, 2024). O avanço tecnológico e o aumento do consumo reforçam a necessidade de gestão eficiente da energia, especialmente para grandes consumidores, envolvendo ações técnicas e administrativas para otimizar custos e eficiência (Batista, 2013).

Nesse contexto, o Mercado Livre de Energia (MLE), instituído pela Lei nº 074/1995, permite a escolha de fornecedores, promovendo concorrência,

controle orçamentário e incentivo às energias renováveis (ABRACEEL, 2024). A Teoria dos *Stakeholders* (Freeman, 1984) ressalta a importância de considerar interesses diversos, alinhando-se aos princípios ESG (ambiental, social e governamental), que impactam a reputação e a performance financeira das empresas do setor elétrico listadas na Bolsa de Valores. Estratégias baseadas em transparência e sustentabilidade, alinhadas a padrões internacionais como o Pacto Global e a Agenda 2030 da ONU, agregam valor ao mercado. Estudos indicam que empresas com boa governança tendem a apresentar maior valor de mercado, embora ainda existam desafios na transparência dos relatórios (Fernandes et al., 2010).

Este estudo busca classificar as empresas de capital aberto do setor elétrico conforme suas práticas no MLE e indicadores financeiros, fornecendo uma visão clara de suas estratégias. A transição do mercado cativo para o MLE, iniciada em 2024 e com abertura total prevista para 2028, reforça a relevância dessa análise para investidores e *stakeholders*.

O mercado de energia elétrica no Brasil começou a se consolidar após a crise do petróleo de 1973, impulsionando investimentos em fontes alternativas, como hidrelétricas e o etanol. O setor teve grande avanço no governo de Juscelino Kubitschek, com a criação da Eletrobras em 1961 e a implementação da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso. Durante os anos 1970, o país expandiu a geração de energia renovável, destacando-se a construção da Usina de Itaipu. Nos anos 1980 e 1990, desafios econômicos levaram à privatização de empresas e à criação de órgãos reguladores, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Atualmente, a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, representando cerca de 93% da geração total, sendo complementada por termelétricas para atender às demandas em períodos de escassez hídrica.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), instituído pela Lei 9.074 em 1995, possibilita que consumidores escolham seus fornecedores de energia, promovendo concorrência e atraiendo investimentos privados (ABRACEEL, 2019). No ACL, consumidores podem negociar livremente as condições e preços de energia, evitando as variações do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Entre os benefícios estão a redução de custos e previsibilidade orçamentária.

Em 2001, o regime de cotas de racionamento de energia marcou o início da comercialização livre, culminando na criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004, que passou a regular o mercado, inclusive com leilões de energia supervisionados pela ANEEL. Em 2024, o setor alcançou 41,3% do consumo nacional de energia elétrica, com crescimento significativo no número de consumidores migrando para o mercado livre (EPE, 2024).

Em abril de 2002, a Lei Nº 10.438 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis, como eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 2004, o decreto nº 5.025 atribuiu ao Ministério de Minas e Energia (MME) a responsabilidade de administrar o Proinfa, visando promover a comercialização de energia incentivada e expandir a oferta dessas fontes alternativas.

Essa política faz parte da estratégia do governo de ampliar a participação de energias renováveis na matriz energética do Brasil, iniciada com o Proinfa, oferecendo descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para consumidores do Mercado Livre de Energia.

A responsabilidade social e ambiental das empresas transcende a busca pelo lucro, englobando suas interações com o meio em que operam. A gestão empresarial evoluiu ao incorporar preocupações socioambientais juntamente com a rentabilidade. O ESG tornou-se uma ferramenta essencial para gerar valor, impactando positivamente tanto a performance socioambiental quanto o desempenho financeiro.

Estudos indicam que empresas com altos índices ESG obtêm melhores resultados financeiros em comparação àquelas com baixos índices, evidenciando a importância da responsabilidade ecológica e social para o sucesso corporativo. Entre 1992 e 2004, empresas com altos índices de responsabilidade ecológica registraram um retorno financeiro anual 8,7% superior ao de empresas com baixos índices (Almeida, 2022). De forma semelhante, entre 1991 e 2012, empresas com menores índices ESG apresentaram desempenho financeiro inferior à média de mercado, enquanto aquelas com altos índices ESG superaram essa média no mesmo período (Halbritter, 2015).

PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho busca classificar empresas do setor de energia elétrica com base nos critérios de ESG e suas estratégias no Mercado Livre de Energia (MLE), utilizando uma abordagem exploratória e descritiva, com levantamento técnico e natureza quantitativa, com análise *cross section* para o ano de 2023. A análise envolve o estudo de relatórios de 2023, mais precisamente do 4º bimestre do ano, que unifica as informações, para avaliar o comportamento das empresas diante do desenvolvimento do MLE e sua adesão aos princípios ESG. O período do ano de 2023 foi escolhido por preceder a abertura parcial do MLE em 2024, permitindo uma análise das motivações e investimentos das empresas nesse contexto.

Definição da amostra

O setor de energia elétrica na Bolsa de Valores Brasil, Bolsa, Balcão (B3), no quarto trimestre de 2023 é representado por 75 empresas do Brasil inteiro. Destas, apenas 10 integram o ISE, índice de sustentabilidade empresarial da B3, segundo dados do dia 01/11/2024, representando o 4º trimestre de 2024. Para este trabalho, foram analisadas 9 empresas que constam na carteira ISE B3, sendo elas, Auren, CEMIG, COPEL, CPFL energia, ELETROBRAS, ENEVA, ENGIE Brasil, NEOENERGIA e Serena, e comparadas a 8 empresas intencionalmente escolhidas que estão na B3 mas não se classificam na ISE, sendo elas, AES Brasil, CELESC, CELGPAR, COELBA, CEB, ELEKTRO, ELETROPAULO e Light S.A.

A coleta de dados foi realizada também a partir dos relatórios integrados de cada uma das organizações, ou seja, procura pelas informações referentes as variáveis analisadas, das empresas que constam apenas na Bolsa e das que constam na Bolsa e possuem o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) simultaneamente.

Variáveis de estudo

Com o objetivo de entender a atuação de cada organização dentro da B3 e analisar o seu desenvolvimento ao longo do ano de 2023 foram colhidas as seguintes variáveis: se está ou não no Índice de Sustentabilidade Empresarial, o montante de energia MLE segregado do faturamento total, o grau de transparência do relatório, se possuía notas explicativas informando sobre MLE, o valor de mercado, e os indicadores financeiros P/VP, margem EBIT e EV/EBIT, conforme preconizado por Damodaran (1997).

Técnicas estatísticas

A metodologia utilizada foi a Análise de Agrupamentos (*Cluster Analysis*) para identificar padrões entre as empresas do setor de energia com base em características semelhantes. Foi aplicado o método hierárquico aglomerativo, com a abordagem de ligação única, agrupando empresas com a menor distância entre seus elementos mais próximos. Os agrupamentos foram representados por dendrogramas, representam os níveis de similaridade (Junior, 2021). A análise foi realizada no software IBM SPSS, focando empresas de capital aberto que estão na amostra.

Este estudo aplicou, de forma sequencial, a análise hierárquica e o método *K-means* (Hair, 2009) para a formação de *clusters* de empresas do Mercado Livre de Energia, com base em variáveis financeiras (Nascimento e Guardani, 2007). Inicialmente, a análise hierárquica utilizou a distância euclidiana quadrática e a técnica de ligação média para definir agrupamentos iniciais, posteriormente refinados pelo método *K-means*. Foram considerados indicadores como Preço/Valor Patrimonial (P/VP), Margem EBIT e EV/EBIT, permitindo identificar padrões de desempenho. A solução final foi validada com base nos relatórios integrados das empresas.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

A partir da coleta e análise de dados (referente ao 4º trimestre de 2023) financeiros dos *players* do setor elétrico, seu desempenho no ISE e B3, buscou-se associar essas informações ao desenvolvimento do setor elétrico livre em cada organização, para assim descobrir qual grupo, a partir de agrupamentos de empresas, seria o mais viável a se investir a longo prazo, pensando no cenário energético futuro.

Descrição dos resultados

A partir da análise de dados, buscou-se descrever os resultados a partir da análise de cada variável de forma individual e posteriormente em conjunto, trabalhando com proporções e médias dos resultados para definir os *clusters*, conforme estabelecido no Apêndice 1.

	Empresas	Montante de Energia MLE segregado em 2023	Grau de Transparência do Relatório
CONSTA NA ISE B3	AUREN	Sim	Alto
	CEMIG	Parcial	Alto
	COPEL	Sim	Alto
	CPFL ENERGIA	Sim	Médio
	ELETROBRAS	Sim	Baixo
	ENEVA	Não	Médio
	ENGIE BRASIL	Sim	Alto
	NEOENERGIA	Parcial	Baixo
NÃO CONSTA NA ISE B3	SERENA	Sim	Alto
	AES BRASIL	Parcial	Baixo
	CELESC	Sim	Alto
	CELGPAR	Não	Baixo
	COELBA	Parcial	Médio
	CEB	Não	Médio
	ELEKTRO	Parcial	Médio
	ELETROPAULO	Sim	Alto
	LIGHT S.A.	Sim	Baixo

Quadro 1 - Transparência dos relatórios e receita do MLE das empresas classificadas e não classificadas no ISE B3 no 4º trimestre de 2023

Observa-se no Quadro 1, quanto a análise das três primeiras variáveis, que as empresas do setor energético que compõem a carteira ISE B3 e as que não compõem. Na sequência, são verificados nos Relatórios Integrados de cada organização, no Demonstrativo Financeiro (DRE), quais delas possuíam uma Montante segregado para o Mercado Livre de Energia, demonstrando, quanto da energia vendida pela empresa é representada pelo Mercado Livre de Energia, compreendendo assim a força do subsetor dentro das empresas. A terceira variável, mostra o Grau de Transparência dos Relatórios em relação as informações sobre o Mercado Livre de Energia de cada empresa:

Grau de Transparência do Relatório	Alto	5	56%
	Médio	2	22%
	Baixo	2	22%
Montante de Energia MLE segregado em 2023	Sim	6	67%
	Parcial	2	22%
	Não	1	11%

Tabela 1 - Análise do grau de transparência dos relatórios e do montante de energia MLE segregado em 2023 das empresas que constam na ISE B3

Fonte: elaboração da autora.

Conforme apresentado na Tabela 1 relacionado as demais variáveis, constata-se que as empresas de energia do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, apresentam os relatórios integrados com alta transparência (56%), com transparência média e baixa (22% cada, respectivamente).—Isso demonstra o comprometimento da maioria das empresas em fornecer informações detalhadas aos *stakeholders*. Em relação à segregação da energia para o Mercado Livre de Energia (MLE) em 2023, 67% das empresas evidenciam essa parcela claramente, 22% de forma parcial e 11% não segregam. Os resultados indicam uma tendência positiva de transparência e preparação para a abertura total do setor elétrico em 2028.

Grau de Transparência do Relatório	Alto	2	25%
	Médio	3	38%
	Baixo	3	38%
Montante de Energia MLE segregado em 2023	Sim	3	38%
	Parcial	3	38%
	Não	2	25%

Tabela 2 - Análise do grau de transparência dos relatórios e do montante de energia MLE segregado em 2023 das empresas que constam apenas na B3

Como exposto na Tabela 2, a análise das empresas de energia listadas na B3 revelou que 76% apresentam média ou baixa transparência em seus relatórios, contrastando com as práticas mais avançadas das empresas do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), onde apenas 25% demonstram alto grau de transparência. Quanto à segregação do montante de energia para o Mercado Livre de Energia (MLE), 38% das empresas realizam essa segregação de forma integral, 38% de forma parcial, e 25% não segregam, sinalizando menor envolvimento com o MLE. A análise das notas explicativas mostra que todas as empresas da carteira ISE B3 fornecem informações detalhadas sobre o MLE, enquanto 63% das empresas fora do índice incluem essas notas, destacando a diferença no comprometimento com a transparência entre as empresas ISE e as demais. Esse cenário ressalta oportunidades de melhoria para as empresas fora do índice, especialmente com a expansão do MLE até 2028.

Empresas do setor de energia listadas na carteira ISE B3 apresentam maior frequência de notas explicativas sobre o Mercado Livre de Energia (MLE) em seus Relatórios Integrados, em comparação às empresas do setor que estão apenas na B3. Essa diferença pode estar relacionada às exigências do ISE, que incentivam práticas sustentáveis e de governança corporativa, promovendo maior transparência no uso de fontes de energia e eficiência energética. Por outro lado, empresas fora do ISE B3 demonstram menor detalhamento sobre o tema, sugerindo uma baixa priorização. Esse cenário reforça o papel do índice na promoção da sustentabilidade e transparência no setor de energia.

segunda-feira, 18 de novembro de 2024						
ISE?	EMPRESAS	SIGLA	VM	P/VP	MARGEM EBIT	EV/EBIT
CONTA NA ISE B3	AUREN ENERGIA	AURE3	R\$ 10.293.704.145,00	0,82	23,40%	8,67
	COPEL	CPLE6	R\$ 26.967.514.790,00	1,11	19,49%	8,23
	CPFL ENERGIA	CPFE3	R\$ 37.171.728.234,00	1,94	25,83%	5,76
	ENEVA	ENEV3	R\$ 22.456.716.333,00	1,50	30,67%	14,19
	CEMIG	CMIG4	R\$ 36.076.121.972,00	1,18	27,02%	4,18
	ELETROBRAS	ELET3	R\$ 83.226.661.934,00	0,72	48,35%	7
	ENGIE BRASIL	EGIE3	R\$ 31.902.774.634,00	2,95	70,99%	6,71
	NEOENERGIA	NEOE3	R\$ 23.693.322.281,00	0,73	20,39%	6,97
	SERENA ENERGIA	SRNA3	R\$ 4.377.795.809,00	0,82	39,65%	10,74
	AES BRASIL	AESB3	R\$ 4.904.883.418,00	1,17	21,64%	18,58
NÃO CONTA NA ISE B3	CELESC	CLSC4	R\$ 3.088.373.648,00	0,95	9,77%	5,50
	CELGPAR	GPAR3	R\$ 3.744.795.594,00	4,89	106,79%	28,43
	COELBA	CEEB3	R\$ 12.456.684.787,00	1,43	24,44%	6,83
	CEB	CEBR3	R\$ 1.320.495.057,00	1,24	60,99%	3,02
	ELEKTRO	EKTR4	R\$ 8.205.357.064,00	4,28	22,44%	7,03
	ELETROPAULO	ELPL3	R\$ 2.485.315.361,00	0,46	16,55%	2,94
	LIGHT	LIGT3	R\$ 1.635.517.872,00	0,57	9,04%	8,46

Tabela 3 - Dados financeiros

Fonte: Status Invest (2024, s.p.)

Na Tabela 3 apresenta-se a comparação dos indicadores financeiros de empresas do setor de energia, destacando diferenças entre as que integram a carteira ISE B3 e as que não fazem parte. As empresas do ISE, como Eletrobras (ELET3) e Cemig (CMIG4), apresentam maiores valores de mercado e margens EBIT mais consistentes, refletindo estabilidade e governança. Entre as empresas fora do ISE, observa-se maior variabilidade nos indicadores, com destaques positivos, como a CELGPAR (GPAR3), mas também resultados mais modestos, como os da Light (LIGT3). Esses dados reforçam a relação entre a adesão ao ISE e a melhor performance financeira e compromisso com práticas sustentáveis.

Analise de cluster

Na primeira etapa, foram analisados dados financeiros de 17 empresas, com padronização das variáveis em *Z-scores*. A análise hierárquica identificou a formação de quatro *clusters*, evidenciada pelo dendrograma gerado. A empresa CELGPAR foi identificada como um *outlier*, apresentando valores significativamente superiores nas métricas analisadas, o que poderia comprometer a interpretação dos resultados. Assim, na etapa seguinte, CELGPAR foi removida, e os dados foram padronizados novamente para reavaliar a estrutura dos *clusters*.

Os centros de *cluster* finais são calculados para cada variável, o que significa que os Z-scores médios das variáveis (P/VP, Margem EBIT, EV/EBIT) foram computados para cada *cluster*. Isso ajuda a descrever as características médias de cada grupo de empresas.

	Cluster		
	1	2	3
Zscore(PVP) P/VP	-,20665	1,47871	-,38162
Zscore(MARGEMEBIT) MARGEM EBIT	,07122	1,26988	-,40233
Zscore(EVEBIT) EV/EBIT	1,67520	-,55333	-,33656

Tabela 4- Centros de *cluster* finais

Após a formação dos *clusters*, é possível interpretar os grupos com base nos centros de *cluster* finais, que representam o posicionamento relativo do centróide de cada *cluster* em relação aos demais (Tabela 4).

Cluster 1: Empresas valorizadas com alta eficiência operacional.

Reúne empresas valorizadas com alta eficiência operacional, apresentando múltiplo EV/EBIT superior à média, o que indica que o mercado reconhece seu fluxo de caixa operacional. O P/VP próximo à média sugere que não estão superavaliadas em relação ao patrimônio líquido, enquanto a Margem EBIT acima da média reforça a estabilidade operacional. São atrativas para investidores que buscam previsibilidade nos lucros, apesar do risco associado a altas expectativas de crescimento.

Cluster 2: Empresas altamente rentáveis

Compreende empresas altamente rentáveis, com margens EBIT muito superiores à média, refletindo eficiência operacional e vantagens competitivas. O P/VP elevado indica reconhecimento do mercado, enquanto o EV/EBIT abaixo da média sugere que seu lucro operacional pode não estar totalmente precificado, criando oportunidades para investidores interessados em rentabilidade.

Cluster 3: Empresas Subavaliadas

Estas empresas possuem indicadores abaixo da média em todos os aspectos, sendo eles P/VP, Margem EBIT e EV/EBIT. Isso pode refletir negócios em setores desafiadores, com pouca atratividade para o mercado e rentabilidade inferior, sugerindo dificuldades operacionais ou falta de perspectivas claras de crescimento. Este *cluster* é composto por empresas “turnaround” ou de valor profundo, que atraem investidores dispostos a correr mais riscos na expectativa de recuperação futura.

MÉDIAS	ANALISE DOS CLUSTERS		
	CLUSTER 1	CLUSTER 2	CLUSTER 3
MÉDIA MARGEM EBIT	30,65%	51,47%	22,43%
MÉDIA VALOR DE MERCADO	R\$ 10.579.798.520,00	R\$ 13.809.542.251,67	R\$ 23.709.794.502,40
GRAU DE TRANSP. RELATÓRIOS	ALTO 33,33% MÉDIO 33,33% BAIXO 33,33%	ALTO 33,33% MÉDIO 66,67% BAIXO 0%	ALTO 50% MÉDIO 20% BAIXO 30%
MÉDIA EV/EBIT	14,50	5,59	6,45
MÉDIA P/VP	1,16	2,82	0,99

Tabela 5 – Análise média dos *clusters*

A análise dos três *clusters* de empresas de energia, conforme a Tabela 5, revela diferenças significativas em termos de desempenho financeiro, valor de mercado e transparência nos relatórios.

Cluster 1 (Serena Energia, AES Brasil e ENEVA): Com uma margem EBIT média de 30,65%, com o menor valor de mercado (R\$ 10,57 bilhões) e diversidade nas práticas de governança, sendo o menos envolvido no Mercado Livre de Energia (MLE).

Cluster 2 (ENGIE Brasil, CEB e ELEKTRO): Com a maior margem EBIT (51,47%), alta lucratividade, e transparência consistente, com 66,67% das empresas apresentando transparência média e um P/VP elevado, sugerindo maior avaliação de mercado.

Cluster 3 (10 empresas): Tem a menor margem EBIT (22,43%), mas o maior valor de mercado (R\$ 23,71 bilhões), com 50% das empresas com alta transparência. Empresas como COPEL, Auren Energia e CPFL Energia, dentro desse grupo, se destacam por sua participação no ISE B3 e seu foco no MLE. No geral, as empresas do ISE B3 tendem a ser mais transparentes e focadas no MLE, enquanto as fora do índice exibem maior variabilidade, indicando menor desenvolvimento em governança e estratégias para o MLE.

A análise revelou que as empresas do ISE B3 tendem a se destacar em práticas de governança e divulgação de informações, apresentando maior transparência e segregação de energia no MLE, o que demonstra alinhamento com boas práticas corporativas e uma preparação robusta para a abertura total do mercado livre prevista para 2028. Empresas fora do ISE exibem maior variabilidade, com menor desenvolvimento em termos de transparência e foco estratégico no MLE. A análise de *clusters* complementa essa visão, segmentando as empresas com base em indicadores financeiros e desempenho no MLE.

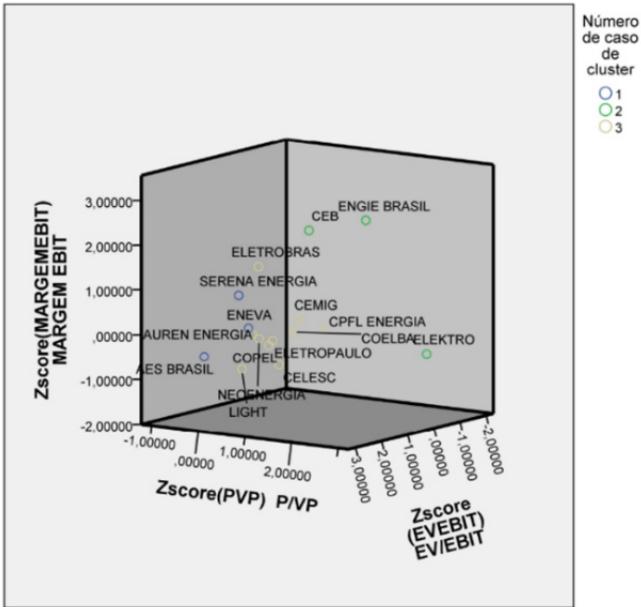


Gráfico 1 - *Clusters*

O Gráfico 1, apresentado de forma tridimensional, mostra a distribuição das empresas do setor, agrupadas em três *clusters* com base nas variáveis financeiras P/VP, Margem EBIT e EV/EBIT. O *Cluster* 1 (azul) contém empresas com desempenho moderado em todos os indicadores; o *Cluster* 2 (verde) destaca-se pela alta rentabilidade, com margens EBIT elevadas e P/VP alto; e o *Cluster* 3 (amarelo) reúne empresas com menores margens EBIT e avaliações de mercado mais conservadoras, refletindo desafios operacionais. O gráfico visualiza as diferenças entre os *clusters*, facilitando a análise do desempenho financeiro relativo das empresas.

CONCLUSÃO

Este trabalho analisou a classificação das empresas do setor de energia elétrica conforme suas práticas no Mercado Livre de Energia (MLE) e dados financeiros, visando compreender seu nível de desenvolvimento e preparação para o futuro do setor. Através da análise dos Relatórios Integrados (RI) e Demonstrações do Resultado do Exercício (DRE), foi possível identificar três *clusters*: “Empresas valorizadas com alta eficiência operacional”, “Empresas altamente rentáveis” e “Empresas subavaliadas”. A pesquisa revelou que, apesar das empresas do *Cluster* 2 apresentarem maior rentabilidade, empresas do *Cluster* 3, como COPEL, CPFL e CELESC, também oferecem oportunidades de investimento, destacando-se por sua alta transparência e comprometimento com o MLE.

Os resultados práticos deste estudo são relevantes tanto para investidores quanto para gestores e analistas do setor elétrico, ao indicar que a transparência nos relatórios e a alocação estratégica de recursos para o MLE podem ser um diferencial competitivo. Além disso, a pesquisa identifica que o desenvolvimento dessas práticas no setor de energia pode gerar mais confiança entre os investidores e *stakeholders*.

Sugere-se a continuidade dos estudos para analisar a correlação entre transparência, resultados financeiros de longo prazo e impacto da adoção do MLE na valorização das empresas. Expansão para empresas fora do ISE também poderia ampliar a compreensão do cenário energético nacional.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Mercado Livre de Energia**. Disponível em: <https://www.abraceel.com.br/>. Acesso em: 10 jul 2024.

ALMEIDA, João Vitor Santiago. **ESG no setor elétrico brasileiro: relação entre desempenho financeiro e desempenho socioambiental**. 2022. 56 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

BATISTA, Oureste Elias. **Redução do custo da energia elétrica em ambientes industriais por meio de uma estratégia de baixo custo em gestão energética**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18153/tde-29042013-113138/>. Acesso em: 18 jan. 2025.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 1997. 627 p

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Atlas da Eficiência Energética Brasil 2023 - Relatório de Indicadores**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-788/Atlas%20da%20Efici%C3%A3ncia%20Energ%C3%A9tica%20Brasil%202023.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

FERNANDES, F. C.; SOUZA, J. A.; FARIA, A. C. **Evidenciação de Riscos e Captação de Recursos no Mercado de Capitais: um Estudo do Setor de Energia Elétrica**. Contabilidade, Gestão e Governança, v. 13, 2010.

FREEMAN, R. Edward. **Strategic Management: A Stakeholder Approach**. Boston: Pitman, 1984.

HAIR, Joseph F. et al. Análise multivariada de dados. Porto Alegre: Bookman, 2009.

HALBRITTER, G.; DORFLEITNER, G. The wages of social responsibility — where are they? A critical review of ESG. **Review of Financial Economics**, v. 26, p. 25-35, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rfe.2015.03.004>.

MME, Ministério De Minas E Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. MME, 2024. Disponível em: EPE, Empresa De Pesquisa Energética. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. EPE, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topicos-697/Resenha%20Mensal%20-%20Maio%202024%20\(base%20Abril\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topicos-697/Resenha%20Mensal%20-%20Maio%202024%20(base%20Abril).pdf). Acesso em: 22 ago. 2024.

APÊNDICE 1 – VARIÁVEIS ANALISADAS

Código da Variável	Caracterização da Variável	Valores	Descrição / Características	Referências
ISE	A empresa esta classificada no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3)?	SIM / NÃO	Análise se a empresa consta na Carteira de índice de Sustentabilidade Empresarial da Bolsa de Valores (ISE B3)	Índice de Sustentabilidade Empresarial. (ISE B3)
MONTANTE DE ENERGIA MLE SEGREGADO EM 2023	Valor do montante de energia segregado do total, apenas referente ao que foi direcionado apenas ao Mercado Livre.	SIM PARCIAL NÃO	Análise se existe um valor segregado de montante de energia do MLE no relatório da empresa. Sim - Possui um montante referente apenas ao MLE; Parcial - possui um montante segregado do MLE junto a outras segregações; Não - não possui montante segregado.	(Definição da autora)
GRAU	Grau de Transparência do relatório	Baixo Médio Alto	Análise se assume distintos valores, sendo eles, baixo, médio e alto, a partir de uma análise da autora sobre a transparência do relatório sobre o Mercado Livre de Energia. Baixo - baixa frequencia de palavras referentes ao mercado livre; sem fornecimento segregado ao MLE; Médio - informações breves sobre MLE; segregação para o MLE. Alto - alta frequencia de palavras voltadas ao MLE; fornecimento segregado ao MLE; parte do relatório dedicado ao MLE.	(Definição da autora)
NOTA EXPLICATIVA	O Relatório Integrado possui nota explicativa sobre MLE?	SIM PARCIAL NÃO	Análise dos Relatórios Integrados das empresas e percepção se possuem nota explicativa sobre o Mercado Livre de Energia. Sim - possuem nota explicativa sobre o MLE; Parcial - possuem alguma citação pequena sobre o MLE; Não - não possuem citação alguma sobre o MLE.	(Abreu; Filho, 2017)
VALOR DE MERCADO	Preço que o mercado está pagando por uma determinada empresa	Valor em Reais (R\$)	Através da análise do valor de mercado, será possível verificar o posicionamento de uma organização, perante diversas variáveis que podem influenciar de forma positiva ou negativa o valor das ações.	(Neto, 2010; Falcini, 1995)
P/VP	Preço sobre Valor Patrimonial	Indicador	Valor contábil de uma empresa, descoberto através do seu patrimônio líquido (PL) total. Por conta disso, demonstra o seu valor real.	(Damodaran, 1997)
MARGEM EBIT	Lucro da empresa antes do reconhecimento de suas despesas com juros e impostos.	Indicador	Análise para identificar o real lucro da empresa em seus resultados operacionais.	(Status Invest, 2020)
EV/EBIT	Compara o Valor da Firma (EV ou Enterprise Value) com o Lucro Antes de Impostos e Taxas, o EBIT.	Indicador	EV representa o valor de mercado da empresa somado à sua dívida líquida. Enquanto isso, o EBIT representa o nível de lucro operacional que a empresa produz em seu tamanho atual.	(Status Invest, 2020)

CAPÍTULO 11

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DA PRESSÃO DE VAPOR DE PETRÓLEO: INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Thallyta Fogaça

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Vanessa Piroupo Melchior

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rodrigo Santana

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rui Lima

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

ABSTRACT: A pressão de vapor é uma propriedade termodinâmica essencial na indústria de petróleo e gás, influenciando diretamente o armazenamento, transporte e processamento desses fluidos. Esse parâmetro está diretamente relacionado à temperatura e à composição química da mistura, sendo crucial para o equilíbrio de fases dos hidrocarbonetos. Alterações nas condições termodinâmicas podem induzir a vaporização de componentes voláteis,

resultando na liberação de gás dissolvido e no fenômeno de encolhimento do petróleo, o que pode impactar a estabilidade das operações e comprometer a eficiência dos processos industriais. Neste estudo, a determinação experimental da pressão de vapor de amostras de petróleo foi realizada em diferentes temperaturas, com o objetivo de caracterizar o comportamento de volatilização do fluido. O experimento foi conduzido em um gasômetro, onde a amostra foi submetida a condições controladas de temperatura, enquanto a pressão de equilíbrio do vapor foi registrada com precisão. Os dados obtidos permitiram a construção de curvas de pressão de vapor, evidenciando a relação entre temperatura e volatilização dos componentes do petróleo. Os resultados fornecem informações quantitativas importantes para a previsão de perdas por evaporação e para a otimização das condições de armazenamento e manuseio do petróleo e seus derivados. Além disso, o entendimento da pressão de vapor auxilia no desenvolvimento de estratégias para mitigar emissões de hidrocarbonetos voláteis, contribuindo para a eficiência operacional e para a redução de impactos ambientais na indústria petrolífera.

PALAVRAS-CHAVE: Pressão de vapor verdadeira, equilíbrio de fases, flash, petróleo, estudo experimental.

INTRODUÇÃO

A medição precisa da pressão de vapor é fundamental para garantir a segurança e a eficiência no transporte de petróleo bruto, especialmente quando este é transportado através de oleodutos. Esses sistemas desempenham um papel essencial na movimentação do petróleo das áreas de extração até os centros de processamento e distribuição, sendo vitais para a cadeia de abastecimento global. O controle da volatilidade do petróleo durante o transporte minimiza riscos, como danos às instalações e perda de integridade do sistema. Por isso, os operadores de oleodutos determinam a pressão de vapor verdadeira (PVV) do petróleo antes de seu transporte, a fim de evitar problemas como cavitação e aumento de vapor no meio de transporte. A pressão de vapor é um parâmetro chave, pois controla a volatilidade do petróleo, prevenindo perdas e danos durante variações de temperatura e exposição solar (Pichler & Hense, 2012).

A pressão de vapor corresponde à pressão exercida pelas moléculas de uma substância no estado gasoso quando estão em equilíbrio com sua fase líquida. Essa pressão reflete a tendência do líquido em evaporar, isto é, a facilidade com que as moléculas se desprendem para a fase gasosa. A temperatura influencia diretamente essa pressão, tornando-a um indicador crucial da volatilidade do líquido. A pressão de vapor do petróleo bruto pode variar significativamente conforme a composição dos compostos leves, como metano, etano e propano, que possuem pressões de vapor mais altas. Consequentemente, quanto maior a concentração desses compostos, maior será a pressão de vapor, especialmente em temperaturas elevadas (Pichler & Hense, 2012).

No transporte de petróleo, o conceito de fator de encolhimento é particularmente relevante. Durante o escoamento nos oleodutos, ocorrem variações volumétricas devido à evaporação dos componentes mais leves, bem como a mudanças de temperatura e pressão. Essas alterações impactam diretamente o volume de petróleo entregue ao destino final. Esse fenômeno é observado principalmente devido à diminuição da pressão de vapor ao longo do transporte, o que pode resultar na liberação de gases dissolvidos no petróleo bruto. Além disso, as variações térmicas afetam a densidade e o volume do fluido, exigindo correções volumétricas para garantir a precisão da medição. Essas correções são especialmente críticas em transferências de custódia, onde discrepâncias no volume entregue podem resultar em perdas financeiras para fornecedores e clientes.

A variação volumétrica também afeta medições em tanques de armazenamento, que frequentemente utilizam medidores de trena de profundidade. Nessas situações, a diferença de volume pode gerar discrepâncias nas medições, exigindo ajustes para garantir um controle mais preciso. Além das implicações logísticas, esse fenômeno possui consequências econômicas, uma vez que pode alterar o valor monetário das transações, resultando em discrepâncias contratuais e prejuízos financeiros.

Em relação ao petróleo bruto de cabeça de poço, a remoção de gás é essencial para atender às especificações de oleodutos, armazenamento e petroleiros. O excesso de gás pode ser separado ou queimado para regular a pressão de vapor, evitando danos ao sistema de transporte. O petróleo “vivo”, com maior concentração de gases voláteis, apresenta riscos adicionais devido ao aumento da pressão de vapor, demandando monitoramento e controle rigorosos para prevenir vazamentos. Já o petróleo “morto”, com menor concentração de voláteis, possui menor pressão de vapor e, consequentemente, apresenta riscos reduzidos durante o transporte.

A determinação da pressão de vapor do petróleo bruto é, portanto, uma análise crítica, pois reflete a tendência de evaporação do líquido a uma temperatura específica. Este estudo tem como objetivo avaliar o impacto das variações de temperatura sobre a pressão de vapor em amostras de petróleo bruto, fornecendo uma compreensão mais detalhada do comportamento do fluido e dos fatores que influenciam o processo de encolhimento. Para garantir a precisão e reproduzibilidade dos resultados, a análise segue os procedimentos padronizados pela ASTM D-6377, uma norma amplamente reconhecida para a medição de pressão de vapor em óleos brutos. De acordo com a ASTM D6377-03 (2003), as condições experimentais exigem uma faixa de temperatura de 5 a 80°C e uma relação vapor-líquido que varia de 4:1 a 0,02:1, assegurando que os resultados sejam consistentes e atendam aos rigorosos requisitos da indústria petrolífera.

O objetivo deste artigo é avaliar o impacto da variação de temperatura sobre a pressão de vapor do petróleo bruto, analisando como essas mudanças afetam a volatilidade e o fator de encolhimento com equipamentos mais precisos. O estudo segue os padrões estabelecidos pela ASTM D-6377 para analisar a relação entre a pressão de vapor do petróleo bruto e suas propriedades físico-químicas..

METODOLOGIA

Equipamentos e Materiais

- Garrafa de amostragem PVT: Para coleta de amostras.
- Cilindro de transferência: Para tratamento e desidratação da amostra.
- Balança semi-analítica: Para pesar a massa inicial e final do picnômetro.
- Densímetro digital: Equipamento para medir a densidade das amostras de petróleo.
- Picnômetro: Recipiente hermético para amostra de petróleo.
- Aparato Trap de vidro: Utilizado em caso de arraste do óleo através do gás.
- Banho termostatizado: Para controle de temperatura.
- Gasômetro: Câmara de medição de volume de gás.

Descrição da Amostra e Equipamentos

A amostra de petróleo foi obtida utilizando uma garrafa isobárica, conforme ilustrado na Figura 1, com o objetivo de garantir que a pressão e o volume permanecessem constantes durante o processo de coleta. Os pontos de amostragem foram previamente identificados e fornecidos pelas operadoras produtoras de petróleo. A amostra foi manipulada de forma adequada, assegurando a preservação de suas condições originais, sem exposição ao contato atmosférico, e preparada para os experimentos subsequentes.



Figura 1 – Amostragem de petróleo em estação coletora de petróleo.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o preparo das medições de pressão de vapor na amostra coletada, foram utilizados equipamentos laboratoriais adequados, como um cilindro de transferência equipado com pistão flutuante. Nesse processo, a amostra retirada da garrafa de amostragem é cuidadosamente transferida para o cilindro, garantindo que a composição da amostra, a pressão e o volume permaneçam constantes durante a transferência. Logo após, o cilindro foi aquecido na estufa a uma temperatura de 120°C, mantendo a pressão constante, como representado na Figura 2. Em seguida, ocorreu a separação interna por gravidade. A água, ainda em emulsão, foi separada e adquirida em um béquer. A balança semi-analítica (Figura 3) foi utilizada para a pesagem precisa das amostras, e um

densímetro Anton Paar (Figura 4) foi empregado para a determinação da densidade das amostras, essencial para o cálculo do volume e para a obtenção do fator de encolhimento. Um gasômetro (DB Robinson, Canadá) foi utilizado para medir dados de pressão de vapor na faixa de 0,02 a 14,99 psi.



Figura 3: Cilindros de Transferência.

Fonte: Elaborado pelo autor.



Figura 3: Balança semi-analítica utilizada para a pesagem precisa das amostras de petróleo.

Fonte: Elaborado pelo autor.



Figura 4: Densímetro Anton Paar empregado para a determinação da densidade das amostras de petróleo, essencial para os cálculos do volume e fator de encolhimento.

Fonte: Elaborado pelo autor.



Figura 5 – Gasômetro DB Robinson.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma alíquota de óleo, na proporção de 4:1 ml, foi cuidadosamente carregada no picnômetro com o auxílio de uma bomba de deslocamento positivo, garantindo precisão na adição do fluido para as medições.

O sistema foi evacuado utilizando uma bomba de vácuo para remover qualquer gás residual, assegurando que apenas o fluido da amostra estivesse presente. O banho termostatizado foi aquecido gradualmente, ajustando-se à medida que a pressão lida no display se estabilizava, com a temperatura sendo alterada dentro do intervalo de 303,15 K a 333,15 K até atingir o equilíbrio térmico.

A válvula do picnômetro é aberta de forma controlada, permitindo a liberação dos gases dissolvidos, um fenômeno conhecido como “flashing”. Durante essa liberação, observa-se um aumento na pressão do sistema, sendo essa variação registrada como a pressão de vapor da amostra para a temperatura específica em questão. O procedimento é repetido para diferentes valores de temperatura, controlada pelo banho termostatizado, garantindo que, em cada ciclo, o sistema atinja o equilíbrio termodinâmico antes de cada medição. Após a coleta dos dados, as informações são organizadas em uma tabela e, a partir delas, é gerado um gráfico de pressão de vapor versus temperatura para análise e interpretação dos resultados.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir das medições realizadas em uma única amostra de petróleo bruto, foi determinada a curva de pressão de vapor. Para esse cálculo, foram utilizados métodos de medição da massa utilizando um picnômetro, bem como a densidade da amostra a temperaturas específicas. A partir dos dados de massa e densidade, foi possível calcular o volume da amostra e, posteriormente, determinar a pressão de vapor correspondente.

A pressão de vapor de um líquido é a pressão exercida por seus vapores quando estão em equilíbrio dinâmico com o respectivo líquido, numa dada temperatura. Esta é dependente da temperatura e não depende do volume do líquido, como observado na Figura 5.

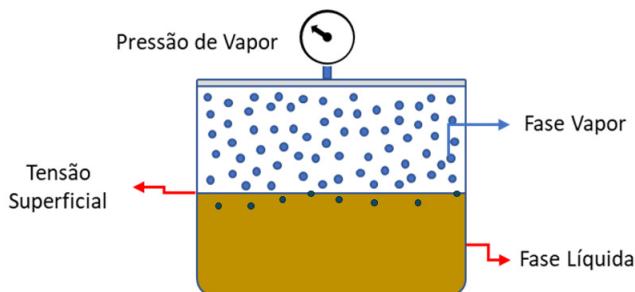


Figura 5 – Equilíbrio Líquido-Vapor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de pressão de vapor gerada revela como a pressão de vapor do petróleo bruto varia à medida que a temperatura aumenta. A pressão de vapor aumentou de forma consistente com o aumento da temperatura, comportamento esperado devido às propriedades termodinâmicas do petróleo, como mostrado no gráfico da Figura 6. Os dados obtidos no gráfico indicam que a regressão linear apresenta um valor de R^2 próximo de 1, o que significa que a linha de regressão se ajusta muito bem aos dados observados.

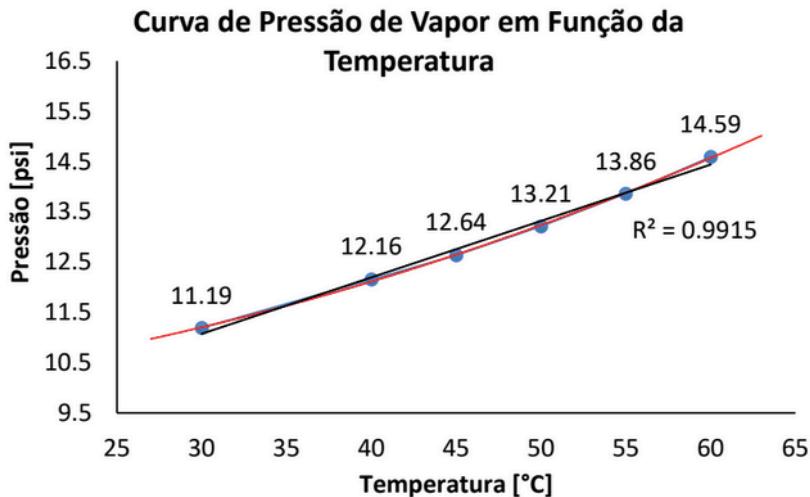


Figura 6 – Análise da amostra de óleo

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na medição da massa e volume da amostra, foi possível calcular o fator de encolhimento do petróleo bruto. O fator de encolhimento descreve a mudança relativa no volume do petróleo quando exposto a variações na pressão de vapor. Esse fator é essencial para compreender a quantidade de volume que será perdido devido à liberação de voláteis durante o processo de transporte ou armazenamento.

Ao determinar a pressão de vapor, foi possível calcular o fator de encolhimento, considerando o volume inicial e o volume final da amostra sob condições específicas de pressão de vapor, conforme a Tabela 1. O valor obtido para o fator de encolhimento forneceu informações detalhadas sobre a quantidade de gás dissolvido na amostra e sua contribuição para a pressão de vapor.

Volume inicial da amostra (ml)	Volume após o "flash" (ml)	Densidade da amostra (g/cm³)	Fator de encolhimento (FE) (m³/m³)
25,954	25,613	0,8270	0,987

Tabela 1: Determinação do Fator de Encolhimento.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fator de encolhimento é particularmente relevante para o transporte e armazenamento do petróleo bruto, pois ele fornece uma estimativa da quantidade de gasosos (voláteis) que podem ser liberados do petróleo sob determinadas condições de pressão e temperatura. Esse comportamento pode afetar diretamente o volume de petróleo disponível para transporte, além de impactar a capacidade de armazenamento e as operações de bombeamento.

Nos resultados obtidos, como observado na tabela 1, foi observado que o fator de encolhimento da amostra foi relativamente alto, indicando que uma significativa quantidade de gases dissolvidos poderia ser liberada sob condições específicas de pressão. Este é um dado relevante para a indústria de petróleo, pois pode ser utilizado para projetar sistemas de transporte e armazenamento mais eficientes, minimizando perdas de produto e garantindo a segurança durante o processo.

Embora a medição da pressão de vapor tenha sido realizada com base em uma amostra única, a precisão dos resultados depende fortemente da exatidão das medições de massa e densidade. A utilização do picnômetro para determinar a massa foi fundamental, pois qualquer erro nesta medição poderia impactar significativamente os cálculos do volume e, consequentemente, da pressão de vapor e do fator de encolhimento. A densidade também foi cuidadosamente verificada para garantir que não houvesse variações significativas nas propriedades da amostra durante o processo.

CONCLUSÕES

Apesar dos dados apresentados, é importante notar que a análise foi realizada com uma amostra única, o que limita a generalização dos resultados para diferentes tipos de petróleo bruto, que podem ter composições variadas. Para estudos futuros, seria interessante realizar medições adicionais com diferentes amostras de petróleo para comparar as curvas de pressão de vapor e os fatores de encolhimento, bem como investigar o comportamento de variedades de petróleo bruto em condições variadas de temperatura e pressão.

Além disso, é recomendável realizar uma análise mais detalhada sobre os efeitos das impurezas e compostos voláteis no fator de encolhimento, o que poderia fornecer uma compreensão ainda mais profunda das variações na pressão de vapor e na densidade do petróleo sob condições específicas.

REFERÊNCIAS

- 1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Manual of Petroleum Measurement Standards, API MPMS, chapter 20, section 1.7.4. Washington, DC: API, setembro de 2011.
- 2. ASTM INTERNATIONAL.** ASTM D323-20a: Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method). West Conshohocken, PA: ASTM International, 2020. Disponível em: <https://www.astm.org/d0323-20a.html>. Acesso em: 10 mar. 2025.
- 3. ASTM INTERNATIONAL.** ASTM D6377-20: Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure of Crude Oil: VPCRx (Expansion Method). West Conshohocken, PA: ASTM International, 2020. Disponível em: <https://www.astm.org/d6377-20.html>. Acesso em: 10 mar. 2025.
- 4. Determinação da Densidade e Grau API:** As propriedades foram determinadas de acordo com a norma ASTM D5002, “Standard Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter”. O medidor utilizado foi o Anton Paar DMA 4101;
- 5. PICHLER, H.; HENSE, K.** Crude oil vapour pressure testing. PTQ Quarterly Journal of Petroleum Technology, Q1. Grabner Instruments, a subsidiary of Ametek, 2012.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG) por disponibilizar a sua infraestrutura para realização deste estudo.

PRINCIPLE AND APPLICATIONS OF MICROBUBBLE FLOODING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY

Li Yisong

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Li Ying

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Lyu Weifeng

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Guan Modi

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Zhang Qun

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Ding Bin

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Wu Jiazhong

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

Chen Xinglong

Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, China
National Petroleum Corporation
RIPED,CNPC

ABSTRACT: Microbubble flooding technology has proven significant potential for enhancing oil recovery in low permeability reservoirs. In the pilot test of Changqing Oilfield (16 injection wells and 68 production wells), microbubble flooding led to a 2.8% increase in the dynamic recovery factor over 4 years. The cumulative incremental oil production reached 17,085 tons, with a net increase of 7,225 tons, accounting for 43.6% of total production. The oil recovery improved by 14.6% compared to conventional water flooding. Microbubble flooding technology is able to enhance fluid mobility, reduces oil viscosity, and increases sweep efficiency, effectively displacing the residual oil droplet trapped in smaller pore

throats. The pilot test demonstrated substantial economic benefits, with an internal rate of return (IRR) of 14.94% and a net present value (NPV) of 10.42 million USD. These results highlight the long-term effectiveness and sustainability of microbubble flooding for enhancing oil recovery in low permeability reservoirs.

KEYWORDS: Enhanced oil recovery (EOR), Low permeability reservoir, Microbubbles, Bubble generation, Mechanisms

INTRODUCTION

In recent years, many oilfields in China (particularly those with low permeability reservoirs) have reached high or extra-high water-cut stages. The strong heterogeneity, fractures, and significant permeability differences lead to complex micro pore-throat network distributions and oil-water seepage mechanisms (Fang et al., 2019). Traditional water and gas flooding in low permeability reservoirs frequently face limitations such as poor sweep efficiency, difficulty in penetrating low-permeability zones, formation energy loss, and the tendency for injected fluids to preferentially flow through high-permeability channels (Ding et al., 2022). These issues lead to uneven oil displacement and ineffective flooding cycles, which result in low oil recovery rates. Therefore, it is crucial to develop a new technology to improve the displacement profiles and block the large pore throat, thereby expanding the sweep efficiency and increasing the oil recovery.

Microbubble flooding technology has emerged as a promising method for enhanced oil recovery (EOR), offering significant potential in improving sweep efficiency and mobilizing residual oil in a variety of reservoir conditions. It operates without the need for chemical agents, making it a cost-effective and environmentally friendly solution. In Changqing Oilfield (16 injection wells and 68 production wells), it delivered a remarkable result as a 2.8% increase in dynamic recovery factor over four years compared to conventional water flooding.

Microbubbles, defined as gas bubbles with diameters ranging from 50 to 250 micrometers, exhibit unique properties such as increased surface area, high gas retention capacity, and the ability to generate local pressure gradients within porous media (Agarwal et al., 2011). These characteristics enable microbubbles to enhance fluid flow and significantly alter the dynamics of oil displacement, particularly in challenging reservoirs with low permeability and high oil viscosity. The principle of microbubble flooding revolves around the injection of microbubbles into the reservoir, where they interact with the reservoir fluids, promoting oil displacement through a combination of mechanisms (Li et al., 2024). These include the reduction of residual oil saturation, increased emulsification of crude oil, and the improvement of fluid mobility. The presence of microbubbles within the reservoir significantly alters the flow behavior by inducing pressure fluctuations, creating a dynamic interface between the oil and water phases, which facilitates more efficient oil displacement. Furthermore, microbubbles serve to lower the viscosity of the oil phase, increase the injectivity of fluids, and improve the overall sweep efficiency during flooding operations (Q. Liu et al., 2024). This paper introduces the microfluidic experiments and application status in low permeability reservoirs.

MATERIALS AND METHODS

Materials

The experimental setup consists of several key components: 1) a Quixiz 5210 displacement pump, which precisely controls the injection rate with an accuracy of 0.0001 mL/min, ensuring precise fluid management within the model's pores; 2) ZEISS V8 stereomicroscope provides magnification of images within the pores, with a maximum objective magnification of 16x under wide-field conditions; 3) FASTCAM Mini high-speed camera captures dynamic flow patterns within micron-scale pores, operating at a collection frequency of 8,000 fps and a resolution of 1,024×1,024 pixels; 4) the effective area of visualization microfluidic model is 40 mm × 40 mm, with pore throats ranging from 80 to 300 μm , withstanding temperatures up to 120°C and pressures up to 20 MPa; 5) deionized (DI) water at room temperature ($24 \pm 1^\circ\text{C}$), with a conductivity of 1.5 $\mu\text{S}/\text{cm}$ and pH of 6.5, was used to prepare the aqueous dispersions of microbubbles; 6) methylene blue, sourced from Sigma (St. Louis, MO, USA), was utilized as a contrast agent for microbubble fluid; 7) oil sample is aviation kerosene, with a viscosity of 1.25 mPa·s at 25°C and atmospheric pressure; 8) gas medium is CO₂, with a purity of 99.99%; 9) the gas source of microbubble generation is CO₂ and the microbubbles were generated by orifice plate method, with bubble diameters of $(35 \pm 10) \mu\text{m}$ as Figure 2 and Figure 3; 10) liquid to gas ratio is 3:1.

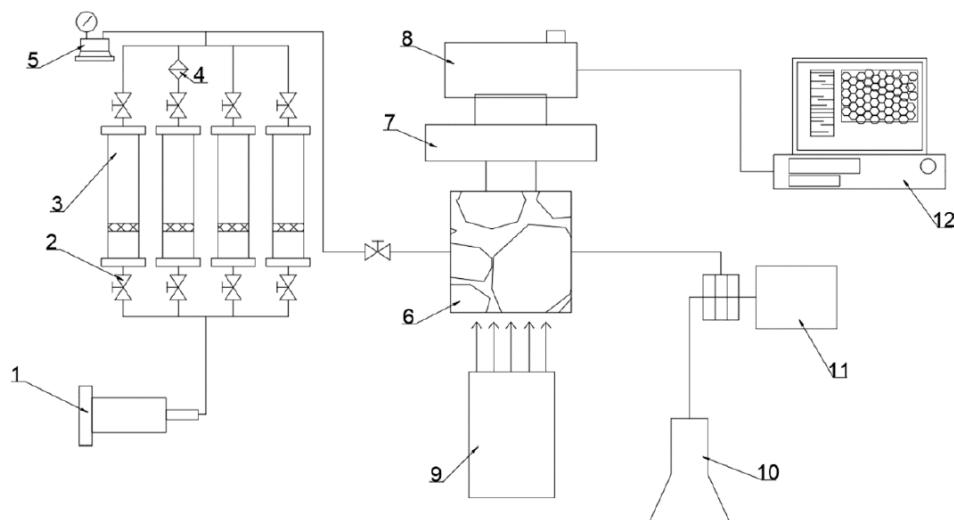


Figure 1 – Microfluidic visual oil displacement experimental setup

1. Displacement pump;
2. Switch valve;
3. Intermediate container (from left to right: oil, water, CO₂, microbubble fluid);
4. Filter;
5. Pressure gauge;
6. Microfluidic etched glass model;
7. ZEISS microscope;
8. High-speed camera;
9. Light source;
10. Conical flask;
11. Backpressure valve;
12. Computer

Source: produced by the author

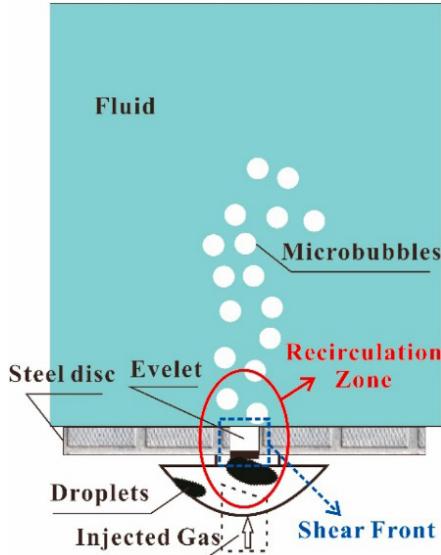


Figure 2 – Microbubble generation method - orifice plate

Source: produced by the author

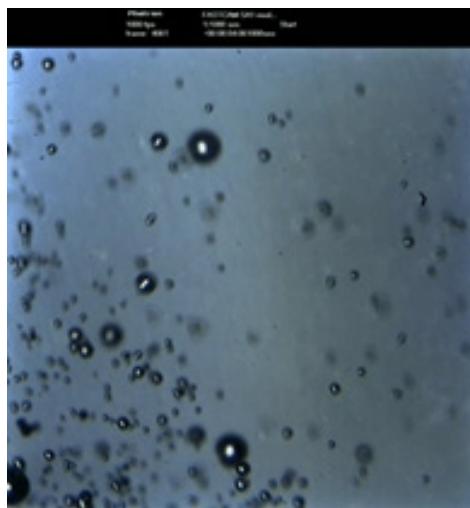


Figure 3 – Microbubble image captured by a high-speed camera

Source: produced by the author

Methods

- 1) Experimental preparation: connect the experimental setup as shown in Figure 1 and conduct a pressure test to verify the integrity of the seals. Adjust the light source to ensure sufficient intensity and uniform light distribution across the illuminated area of the model. Set the microscope magnification and adjust the focus until clear images are obtained by the high-speed camera.

- 2) Vacuum and saturation of the etched model: apply a vacuum to the microfluidic model and saturate it with water. Connect the vacuum device and verify the sealing integrity. Start the vacuum pump, and once the vacuum pressure stabilizes at 0.1 MPa for one hour, proceed with water saturation. After continuing the evacuation for an additional 10 minutes, turn off the pump and valve, then begin video recording to document the water saturation status of the etched glass model.
- 3) Oil saturation and bound water creation: perform oil saturation and bound water formation through flooding. Ensure that no water exits the model's pores and that the model becomes filled with the oil sample. Simultaneously, collect at least 1 mL of oil in the collection bottle. Image data will be intermittently captured during the flooding process, and the final results will be recorded.
- 4) Water flooding: carry out water flooding at a constant flow rate, capturing images throughout the entire process to monitor the progression of the flooding.
- 5) CO₂ miscible flooding and microbubble flooding: similarly, perform CO₂ immiscible flooding and microbubble flooding. Repeat steps 3 and 4 for each method. The flooding speed and operational parameters for each technique are detailed in Table 1.
- 6) Experimental analysis: visual observation and analysis of the captured images. Image processing software, ImagePro Plus 6.0, is used to identify and classify the oil, water, and gas phases in the model.

Operation name	Oil saturation	Water flooding	Gas flooding	Microbubble flooding
Flooding speed (mL·min ⁻¹)	0.03	0.1	0.1	0.1
High speed camera frequency (fps)	400	400	800	1800

Table 1 – Flooding speed and operational parameters

Source: produced by the author

RESULTS AND DISCUSSION

Microfluidic visual oil displacement experimental

Water flooding is conducted after the oil saturation process. As shown in Figure 4, the water displaces oil in the affected pore throats in a piston-like manner during the water flooding process, which effectively displaces oil from the smaller pores. However, in larger pores, only a portion of the oil is displaced, leaving a significant amount of columnar residual oil in the smaller pore throats. In contrast, during CO₂ immiscible flooding, the CO₂ displaces oil in a non-piston-like manner along the center of the pores and throats, resulting in a higher residual oil accumulation in a membrane-like form along the pore walls. According to Table 2, the comparison between water flooding and CO₂ immiscible flooding shows that the oil recovery from water flooding reaches 79.2%, and CO₂ immiscible flooding

improves the recovery by an additional 9.2% compared to water flooding (reached 88.4%). Specifically, CO_2 immiscible flooding can lower interfacial tension, reduce oil viscosity, improve displacement efficiency, and increase pressure to mobilize trapped oil (Fang et al., 2019). These combined mechanisms make CO_2 flooding more effective, especially in reservoirs with high residual oil saturation conditions.

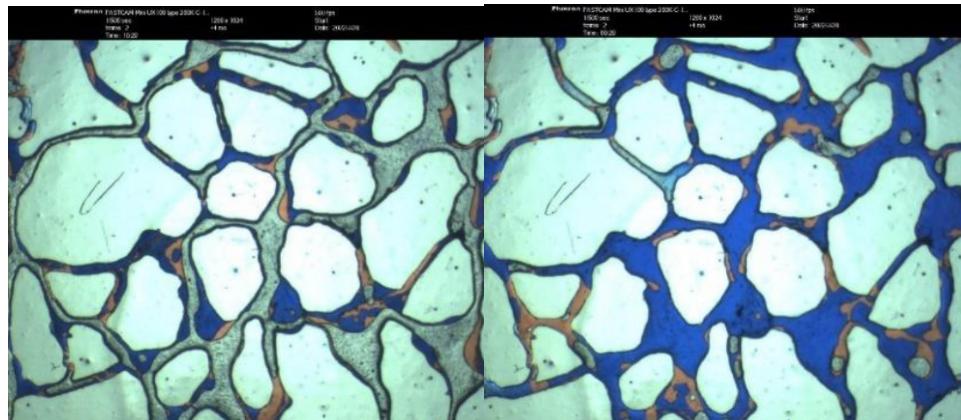


Figure 4 – Comparison between water flooding and CO_2 immiscible flooding (left: water flooding; right: CO_2 immiscible flooding)

Source: produced by the author

	Oil phase area/pixel points	Oil recovery (%)
End of oil saturation	231821	-
End of waterflooding	43950	79.20%
End of CO_2 immiscible flooding	26115	88.40%

Table 2: The results of water flooding and CO_2 immiscible flooding

Source: produced by the author

As mentioned above, CO_2 was the gas medium to generate microbubble. As shown in Table 3, upon a comparison between water flooding and microbubble flooding, the recovery from water flooding reaches 81.5% while microbubble flooding enhances the recovery by 14.6%.

	Oil phase area/pixel points	Oil recovery (%)
End of oil saturation	228029	-
End of waterflooding	39460	81.50%
End of CO_2 immiscible flooding	10582	96.10 %

Table 3: The results of water flooding and microbubble flooding

Source: produced by the author

During water flooding, water displaces oil in a piston-like manner (Al-Saedi et al., 2020). However, the oil becomes “water-locked” in smaller pore throats once the dominant flow channels are formed, which is one of the primary reasons for the low efficiency of water flooding. In contrast, microbubble flooding leverages the merging of small bubbles to form larger bubbles, as shown in Figure 5. These larger bubbles temporarily block the flow channels, increasing flow resistance and causing the subsequent displacing fluids to redirect toward smaller pore throats (N. Liu et al., 2021; Telmdarreie et al., 2016). This process displaces the residual oil trapped in the un-swept areas, ultimately improving oil recovery efficiency.

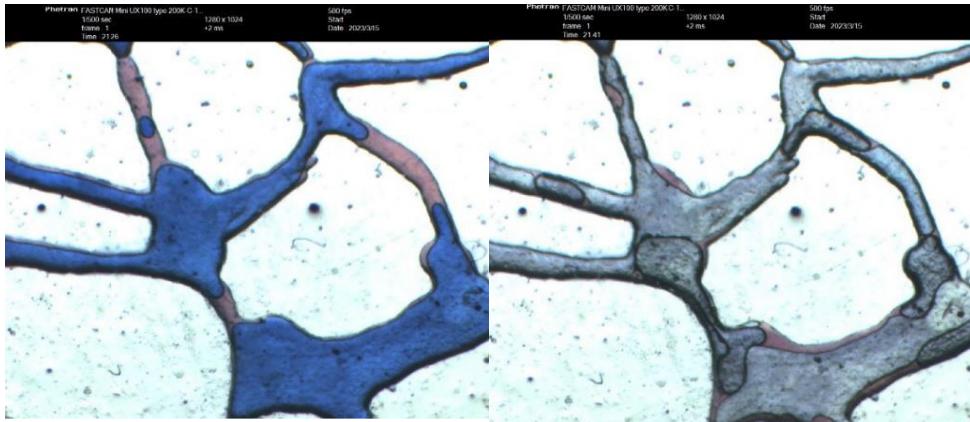


Figure 5: Comparison between water flooding and microbubble flooding (left: water flooding; right: microbubble flooding)

Source: produced by the author

Specifically, the microbubble fluid flows along the path initially created by water flooding. During the displacement process, the microbubbles merge to form larger bubbles, as shown in Figure 6 - Images 1 and 2. When these larger bubbles form, they temporarily block the pores. During the subsequent flow process, the bubbles deform, as depicted in Figure 6 - Images 3 and 4. The deformation of the bubbles, along with the capillary effect and the temporary “blocking” action in the pores, increases flow resistance in the dominant flow channels established by water flooding (Zhang et al., 2024). As a result, the displacing fluids redirect into smaller pores, helping to mobilize and displace the columnar residual oil, thereby expanding the swept volume (Telmdarreie et al., 2016).

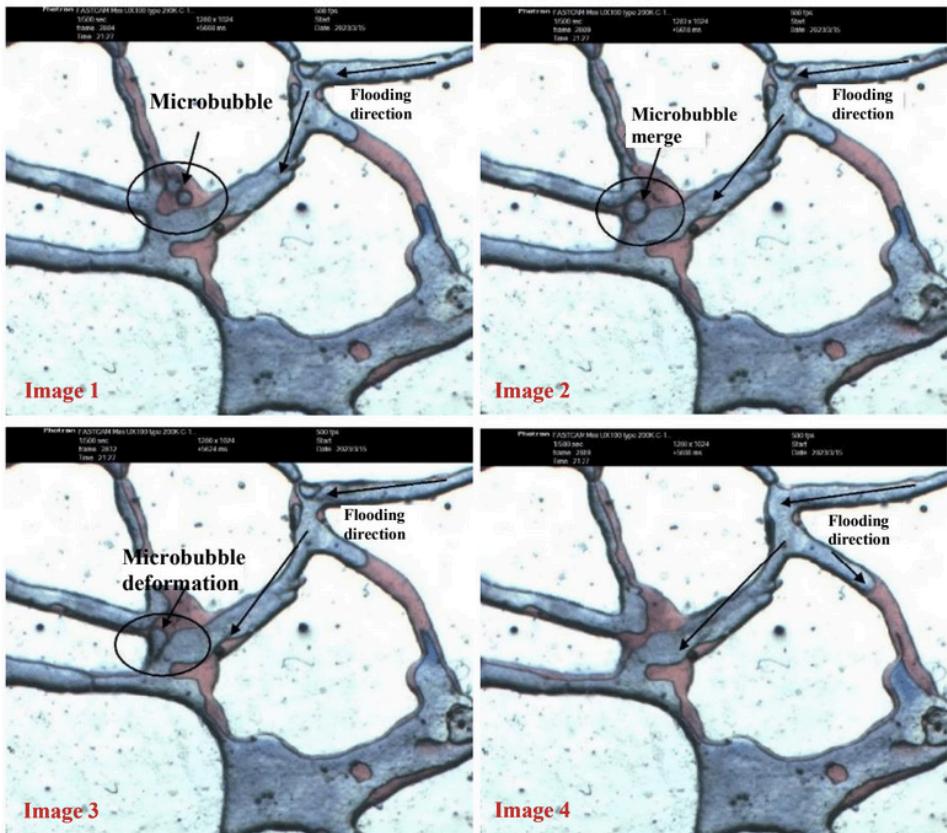


Figure 6: Microbubble oil displacement process

Source: produced by the author

Oilfield application

The microbubble flooding technology implemented in the Changqing oilfield pilot test area has been operational for 52 months. The pilot project in Wuliwan Block 1, which involves 16 injection wells and 68 production wells, represents the first large-scale demonstration of this technology. Since its inception in 2020, the dynamic recovery factor has increased by 2.8%, achieving an output-to-input ratio of 1.54, indicating the significant effectiveness of the method. To date, the cumulative incremental oil production has reached 17,085 tons, with a net oil increase of 7,225 tons, accounting for 43.6% of the total production. The internal rate of return (IRR) stands at 14.94%, and the financial net present value (NPV) is 10.42 million US\$.

The pilot test was carried out in two phases: Phase I (Figure 7), which began in October 2020 with 4 injection wells, produced 11,063 tons of incremental oil, including a net increase of 5,554 tons. During this phase, the natural decline rate decreased by 17.6%

to 4.5%, and the water cut rate decreased by 2.3% to 2.1%. Phase II (Figure 8), initiated in December 2022 with 12 injection wells, resulted in 6,022 tons of incremental oil, including a net increase of 1,725 tons. During this phase, the natural decline rate decreased by 14.2% to 1.9%, and the water cut rate dropped by 9.9% to 1%. Over 3.7 years, the dynamic recovery factor has risen by 2.8%, demonstrating the technology's long-term effectiveness and substantial contribution to enhanced oil recovery in the region.

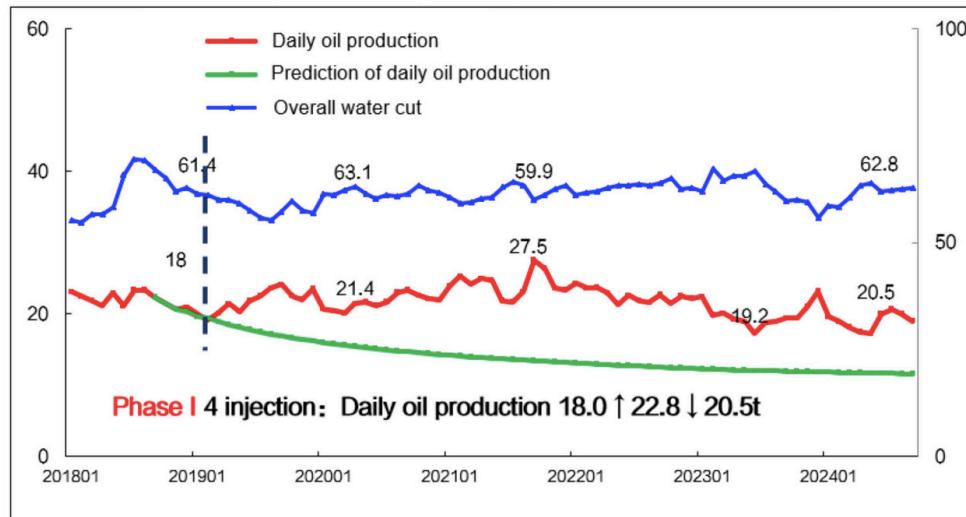


Figure 7: Phase I pilot well group production curve

Source: produced by the author

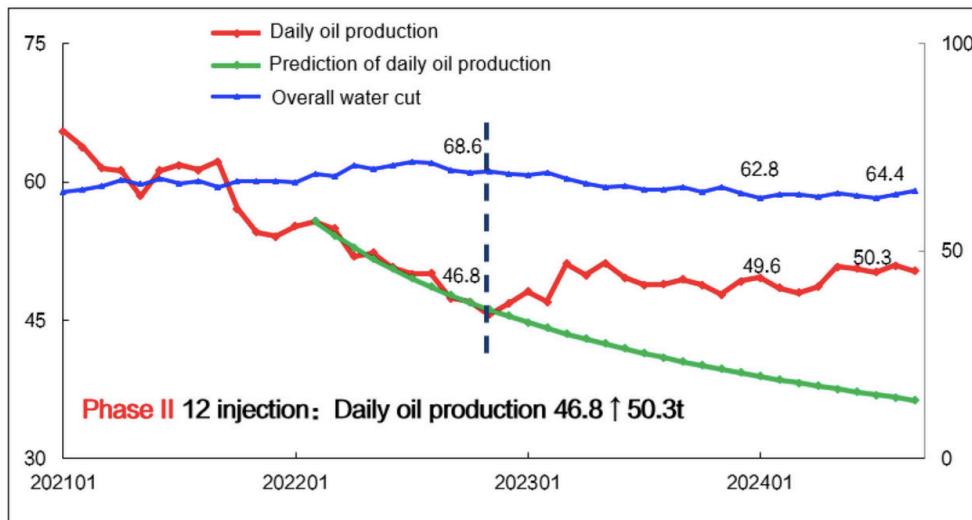


Figure 8: Phase II pilot well group production curve

Source: produced by the author

CONCLUSION

In conclusion, microbubble flooding technology represents a promising approach for enhancing oil recovery, particularly in low permeability reservoirs where conventional methods have limited success. The technology's ability to reduce capillary pressure and significantly improve sweep efficiency. Laboratory experiments and field case studies have demonstrated the potential of microbubbles to improve recovery rates, particularly in reservoirs with low permeability or high water cut. However, challenges such as bubble stability, reservoir heterogeneity, and cost-effectiveness must be addressed. Further research is needed to optimize the generation of microbubbles, improve their stability, and refine injection strategies to maximize recovery. Additionally, numerical simulations will continue to play a critical role in predicting and optimizing the performance of microbubble flooding in a variety of reservoir conditions.

REFERENCES

- 1) Agarwal, A., Ng, W. J., & Liu, Y. (2011). Principle and applications of microbubble and nanobubble technology for water treatment. *Chemosphere*, 84(9), 1175–1180. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2011.05.054>
- 2) Al-Saedi, H. N., Qubian, A., Al-Bazzaz, W., & Flori, R. (2020, January 13). *Experimental Study of Low Salinity Water Flooding: The Effect of Polar Organic Components in Low-Permeable Sandstone Reservoir*. International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19740-MS>
- 3) Ding, M.-C., Li, Q., Yuan, Y.-J., Wang, Y.-F., Zhao, N., & Han, Y.-G. (2022). Permeability and heterogeneity adaptability of surfactant-alternating-gas foam for recovering oil from low-permeability reservoirs. *Petroleum Science*, 19(3), 1185–1197. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.018>
- 4) Fang, T., Wang, M., Gao, Y., Zhang, Y., Yan, Y., & Zhang, J. (2019). Enhanced oil recovery with CO₂/N₂ slug in low permeability reservoir: Molecular dynamics simulation. *Chemical Engineering Science*, 197, 204–211. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2018.12.016>
- 5) Li, S., Wang, X., Wang, S., Zhang, Y., Chen, C., Jiang, L., Wang, L., Liang, F., Sun, H., & Song, Y. (2024). Optimizing oil recovery with CO₂ microbubbles: A study of gas composition. *Energy*, 302, 131836. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131836>
- 6) Liu, N., Chen, X., Ju, B., He, Y., Yang, Y., Brantson, E. T., & Tian, Y. (2021). Microbubbles generation by an orifice spraying method in a water-gas dispersion flooding system for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108196>
- 7) Liu, Q., Liu, S., Li, Y., Liu, Y., Wang, N., Yang, Q., & Lu, H. (2024). Microbubble-based process for the enhancement of microfine and heavy oil droplets swirl separation in axial inlet hydrocyclone. *Separation and Purification Technology*, 332, 125642. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2023.125642>
- 8) Telmadarrie, A., Doda, A., Trivedi, J. J., Kuru, E., & Choi, P. (2016). CO₂ microbubbles – A potential fluid for enhanced oil recovery: Bulk and porous media studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 160–173. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.035>
- 9) Zhang, M., Chen, X., Lyu, W., & Han, H. (2024). Mechanisms of microbubble vibration in water-gas dispersion system enhancing microscopic oil displacement efficiency. *Petroleum Exploration and Development*, 51

NICOLÁS HONORATO: é um profissional de desenvolvimento de negócios internacionais que possui mais de duas décadas de experiência nas principais indústrias de energia das Américas. Possui sólida formação técnica como Engenheiro de Minas com especialização em Engenharia de Petróleo e Mestrado em Gestão Ambiental. Como consultor, sua principal experiência inclui a realização de pesquisas de mercado internacionais sobre produtos e serviços específicos do setor de energia, bem como a organização de eventos técnicos, missões comerciais internacionais e rodadas de negócios. Nicolás é proficiente em inglês, espanhol, português e francês.

ROBERTO CÂMARA: possui graduação em Engenharia de Minas pela Universidade Federal da Bahia (2000) e é mestre em Regulação da Indústria de Energia pela Universidade Salvador (2004), especialista em Engenharia de Petróleo pela UFBA (2012) e doutor em Engenharia Industrial pela UFBA (2019) com Tese na área de armazenamento energético em larga escala. Foi sócio-diretor da empresa Câmara Consultoria Ltda, desenvolvendo projetos e serviços de consultoria para empresas e instituições do setor petrolífero e energético. Atualmente é Professor Adjunto da Universidade Federal do Recôncavo da Bahia. Tem experiência nas áreas de energia, mineração e petróleo e gás.

Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting - iBEM25

- 🌐 www.atenaeditora.com.br
- ✉️ contato@atenaeditora.com.br
- 📷 [@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora)
- ⬇️ www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Anais do Congresso Científico do International Brazil Energy Meeting - iBEM25

- 🌐 www.atenaeditora.com.br
- ✉️ contato@atenaeditora.com.br
- 📷 [@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora)
- ⬇️ www.facebook.com/atenaeditora.com.br