



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Leonardo Barroso Bezerra

Estudo e conceitos sobre a geração de energia elétrica por hidrogênio verde

CARAÚBAS-RN

2025

Leonardo Barroso Bezerra

Estudo e conceitos sobre a geração de energia elétrica por hidrogênio verde

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antônio Alisson Alencar Freitas, Prof. Dr.

CARAÚBAS-RN

2025

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

B574e Bezerra, Leonardo Barroso.
Estudo e conceitos sobre a geração de energia elétrica por hidrogênio verde / Leonardo Barroso Bezerra. - 2025.
61 f. : il.

Orientador: Antônio Alisson Alencar Freitas.
Monografia (graduação) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia Elétrica, 2025.

1. hidrogênio verde. 2. eletrólise. 3. fontes renováveis. 4. eletrolisadores. I. Freitas, Antônio Alisson Alencar , orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Caraúbas
Bibliotecária: Dalvanira Brito Rodrigues
CRB: 15/700

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

Leonardo Barroso Bezerra

Estudo e conceitos sobre a geração de energia elétrica por hidrogênio verde

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Defendida em: 21 / 03 / 2025.

BANCA EXAMINADORA



Documento assinado digitalmente
ANTONIO ALISSON ALENCAR FREITAS
Data: 25/03/2025 22:32:43-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Antônio Alisson Alencar Freitas, Prof. Dr. (UFERSA)
Presidente



Documento assinado digitalmente
ERICA MANGUEIRA LIMA
Data: 25/03/2025 22:18:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Érica Manguiera Lima, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador



Documento assinado digitalmente
HUGO MICHEL CAMARA DE AZEVEDO MAIA
Data: 25/03/2025 18:07:48-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Hugo Michel Câmara de Azevedo Maia, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

RESUMO

O presente trabalho explora o potencial do hidrogênio verde como uma solução para auxiliar na redução da instabilidade das fontes renováveis de energia, sendo que, para fazer jus ao nome, esse hidrogênio deve ser produzido por meio de fontes renováveis. A instabilidade dessas fontes, que dependem de condições climáticas, pode ser suavizada utilizando o hidrogênio como combustível em usinas térmicas. Quando comparado a outros tipos de combustível, ele se destaca por ter o maior poder calorífico e sua combustão não emite gases poluentes na atmosfera. O grande impasse dessa tecnologia é o armazenamento, pois ele deve ser mantido em temperaturas extremamente baixas e/ou em alta pressão. Buscando pontuar mais os obstáculos enfrentados na implantação dessa tecnologia, o trabalho elucidou as características da eletrólise dos eletrolisadores Alcalinos, PEM, e Óxido Sólido (SOE) bem como sua modelagem elétrica visando destacar os elementos que contribuem para a atenuação da eficiência. Além disso, foram apresentados os circuitos de acionamentos de eletrolisadores de potência demonstrando que a redução de perdas elétricas deve ser considerada desde os estágios iniciais de fornecimento de energia.

Palavras-chave: hidrogênio verde; eletrólise; fontes renováveis; eletrolisadores;

ABSTRACT

This paper explores the potential of green hydrogen as a solution to help reduce the instability of renewable energy sources. To live up to its name, this hydrogen must be produced from renewable sources. The instability of these sources, which depend on climatic conditions, can be softened by using hydrogen as a fuel in thermal power plants. When compared to other types of fuel, it stands out for having the highest calorific value and its combustion does not emit polluting gases into the atmosphere. The major stumbling block for this technology is storage, as it must be kept at extremely low temperatures and/or high pressure. In an effort to further highlight the obstacles faced in implementing this technology, the work elucidated the characteristics of the electrolysis of alkaline, PEM and solid oxide electrolyzers, as well as their electrical modeling, with a view to highlighting the elements that contribute to efficiency attenuation. In addition, power electrolyzer drive circuits were presented, demonstrating that the reduction of electrical losses must be considered from the initial stages of energy supply.

Keywords: green hydrogen; electrolysis; renewable sources; electrolyzers;

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama do Ciclo Rankine.....	24
Figura 2: Eletrolisador Alcalino.....	39
Figura 3: Modelo elétrico do eletrolisador alcalino.	41
Figura 4: Eletrolisador PEM.....	47
Figura 5: Modelo elétrico - Eletrolisador PEM.	47
Figura 6: Eletrolisador Óxido Sólido.	49
Figura 7: Circuito Equivalente do Eletrolisador Óxido Sólido.	50
Figura 8: Cadeia de produção do hidrogênio.	52
Figura 9: Retificador 12 pulsos.....	53
Figura 10: Retificador 12-DRMC.	54
Figura 11: Retificador 12-TRASPF.....	54
Figura 12: Retificador AFE.	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Participação das energias renováveis.	11
Gráfico 2: Capacidade de Renováveis adicionada em 2023.	12
Gráfico 3: Projeção de capacidade instalada no Brasil.	13
Gráfico 4: Poder Calorífico dos combustíveis.....	17
Gráfico 5: Densidade x Temperatura x Pressão.....	18
Gráfico 6: Capacidade instalada de Usinas Geotérmicas no mundo.	26
Gráfico 7: Geração de energia renovável na Austrália, 2025-2050.....	29
Gráfico 8: Capacidade instalada da matriz elétrica dos Estados Unidos.	31
Gráfico 9: Capacidade instalada da matriz elétrica da Índia.	32
Gráfico 10: Geração instantânea da região NNE.	34
Gráfico 11: Geração instantânea da região SSE.....	34
Gráfico 12: Vertimento de energia elétrica no período diurno.	35
Gráfico 13: Vertimento de energia elétrica no período noturno.	36
Gráfico 14: Comparação de eletrólitos.	39
Gráfico 15: Região das tensões.	46
Gráfico 16: Comparativo de tensões dos eletrolisadores.	51
Gráfico 17: Análise das tensões de saída.	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Tipos de tanques de hidrogênio gasoso.....	19
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEM	Proton Exchange Membrane
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Objetivos.....	14
1.1.1	Objetivo Geral.....	14
1.1.2	Objetivos Específicos	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Hidrogênio.....	16
2.1.1	Hidrogênio Verde.....	20
2.2	Eletrólise	22
2.3	Plantas Térmicas	23
2.3.1	Usinas Térmicas a Carvão	25
2.3.2	Usinas Geotérmicas	25
3	O PROBLEMA ENERGÉTICO MUNDIAL	27
3.1	Vertimento de energia na Austrália.....	29
3.2	Progressão da capacidade instalada nos Estados Unidos e Índia.....	30
3.3	Vertimento de energia elétrica no Brasil	32
4	ELETROLISADORES.....	37
4.1	Eletrolisadores e Circuitos Elétricos.....	37
4.1.1	Eletrolisadores Alcalinos	38
4.1.2	Eletrolisador de Membrana por troca de prótons (PEM)	46
4.1.3	Eletrolisadores Óxido Sólido	48
4.2	Acionamentos dos Eletrolisadores de Potência.....	51
5	CONCLUSÃO	56
5.1	Trabalhos futuros	56
6	REFERÊNCIAS	57

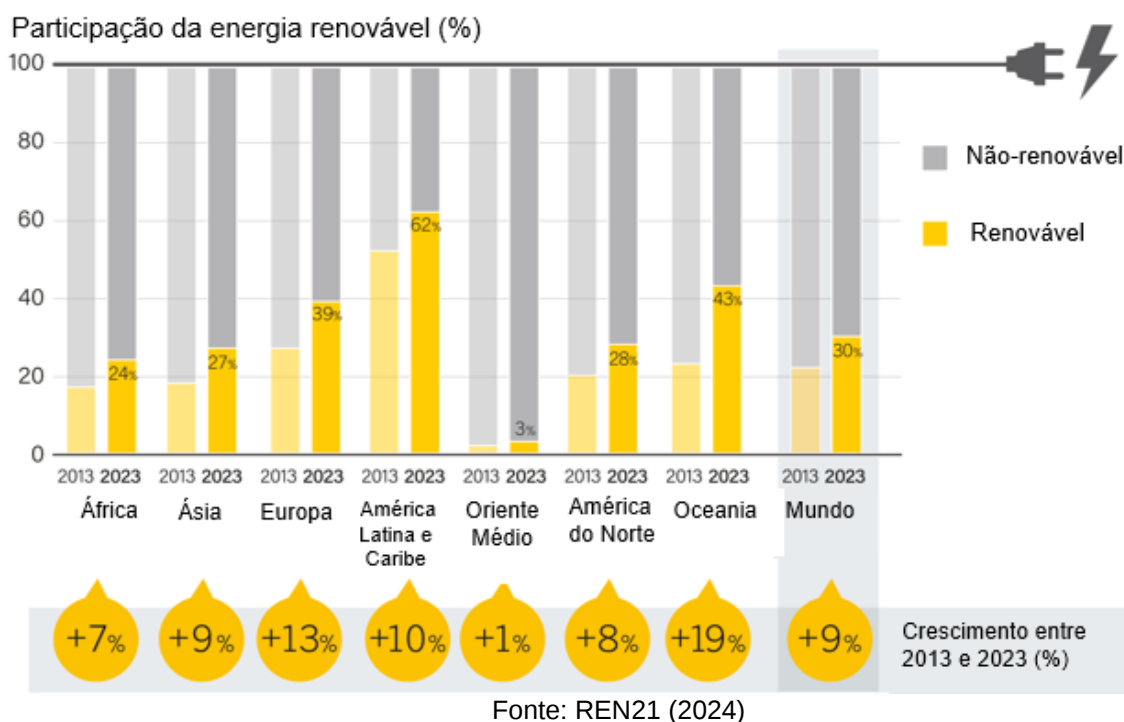
1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento da população mundial e o surgimento constante de inúmeras tecnologias, a demanda por energia elétrica aumenta diariamente. A expansão das cidades, o desenvolvimento de máquinas, eletrodomésticos, transportes, entre outros, são fatores que impulsionam o consumo de energia elétrica a patamares mais elevados.

Diante disso, busca-se manter o nível de produção de energia elétrica em escala superior à demanda solicitada. Para isso são empregadas muitas formas de geração de energia elétrica, sejam elas renováveis, como a eólica e fotovoltaica, ou não-renováveis, como a energia derivada de combustíveis fósseis.

No Gráfico 1 é mostrado a participação das energias renováveis e não-renováveis entre os anos de 2013 e 2023. É notório que houve um crescimento global das energias renováveis, sendo a Oceania com o maior percentual de avanços com essas fontes de energia.

Gráfico 1: Participação das energias renováveis.

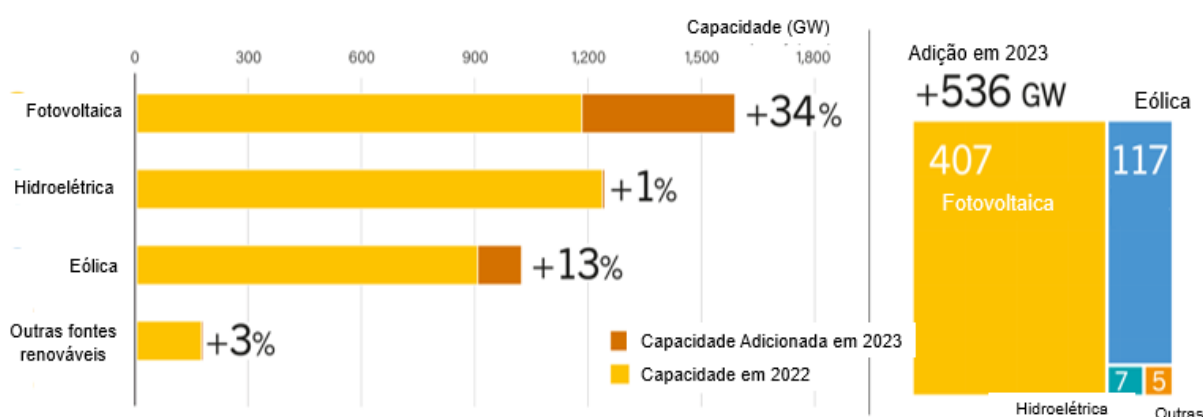


Visando a sustentabilidade do planeta, as fontes renováveis tornam-se prioridades em face das fontes não-renováveis. A necessidade de fontes limpas devido ao aquecimento global e os avanços das novas tecnologias facilitam a

implementação de projetos renováveis, pois o custo diminui e, com isso, a sua participação no mercado de energia elétrica mundial ganha destaque.

No Gráfico 2 é informado o percentual adicionado de energias renováveis dando destaque as mais consolidadas: fotovoltaicas, eólicas e hidráulica. Nota-se que, a fotovoltaica lidera em capacidade instalada com 34% de crescimento de 2022 a 2023.

Gráfico 2: Capacidade de Renováveis adicionada em 2023.

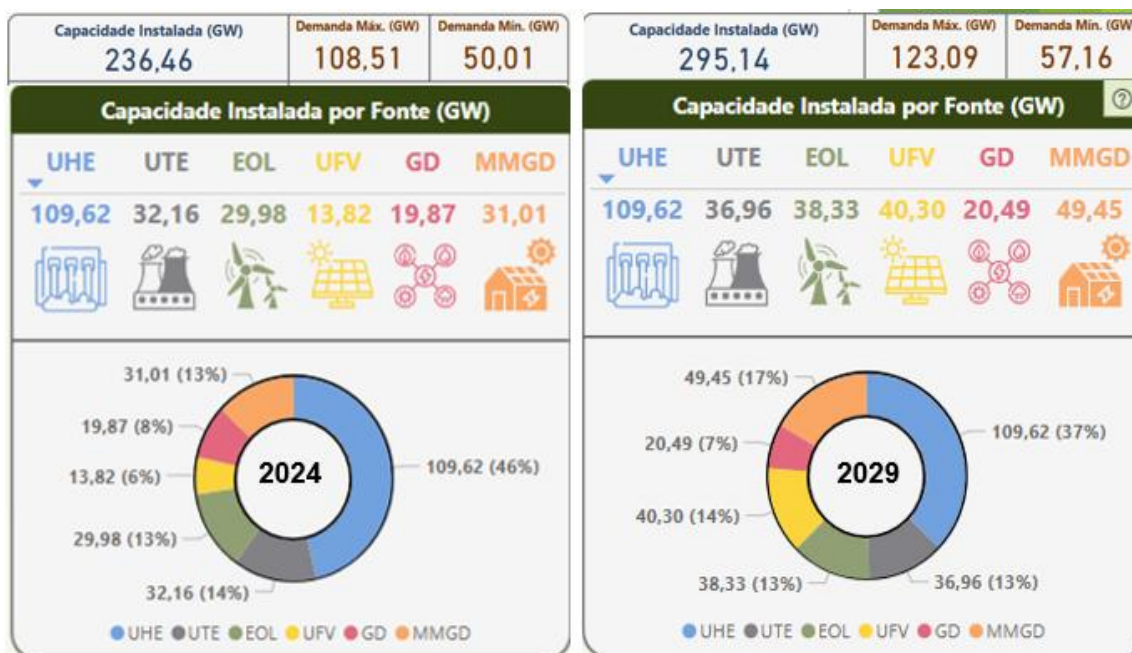


Fonte: REN21 (2024)

O Brasil, por exemplo, possui boa parte da matriz elétrica composta de energias renováveis. A hidrelétrica possui a capacidade instalada mais significativa. Apesar da predominância da hidrelétrica, as projeções apontam que as fotovoltaicas e eólicas terão alto crescimento nos próximos anos enquanto as hidrelétricas permanecem estagnadas.

No Gráfico 3 refere-se a uma projeção realizada pela ONS. É possível perceber o quando as energias renováveis tendem a aumentar com o passar os anos. À esquerda está compreendendo o ano de 2024 e na direita o ano de 2029. A única que permaneceu sem alteração foram as hidrelétricas que por sua vez, possui uma vantagem perante as outras renováveis, o poder de armazenamento de energia potencial.

Gráfico 3: Projeção de capacidade instalada no Brasil.



Fonte: ONS.

Embora almeje-se que as fontes de energias renováveis predominem cada vez mais na matriz elétrica, elas possuem a característica intrínseca de instabilidade, o que impede sua instalação de forma unânime no sistema elétrico. Dessa forma, por ora, a viabilidade de um sistema totalmente renovável é prejudicada.

A causa de instabilidade do sistema remete ao fato das fontes de energias renováveis estarem relacionadas a fenômenos ambientais. A energia hidrelétrica, por exemplo, depende de um rio perene e chuvas; as eólicas dependem do vento em velocidades adequadas; já as fotovoltaicas dependem da incidência dos raios solares, ou seja, neste último caso, em dias nublados ou durante a noite o rendimento é bastante reduzido.

Como forma de compensação de geração devido à instabilidade das fontes renováveis, são introduzidos ao sistema energia elétrica proveniente de fontes não-renováveis utilizando combustíveis fósseis. Com esse recurso é possível injetar energia elétrica na rede sempre a demanda solicitar, pois os combustíveis estarão sempre a disposição como forma de armazenamento de energia. Por outro lado, sempre que essas fontes estiverem em funcionamento, várias toneladas de CO₂ são expelidas para o ambiente causando poluição.

Pensando nisso, espera-se que seja viabilizado uma forma de armazenar e gerar energia elétrica sem comprometer o meio ambiente. Nesse contexto, o

hidrogênio surge como uma válvula de escape para solucionar os problemas de instabilidade de geração, desafogando os sistemas de produção de energia elétrica e proporcionando a entrega de eletricidade sem meios poluentes.

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro introduz o problema enfrentado pelo sistema de geração e transmissão de energia elétrica causado pela instabilidade das renováveis. O segundo capítulo compreende no referencial teórico onde são ressaltadas as características do hidrogênio e os conceitos da eletrólise. O terceiro capítulo justifica a preocupação com a inserção global de energias renováveis sem mecanismos de armazenamento. O quarto capítulo apresenta três tipos de eletrolisadores e suas características do ponto de vista elétrico bem como seus circuitos de acionamentos. O quinto capítulo traz as conclusões adquiridas com o estudo do hidrogênio verde.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Estudo dos principais conceitos e das principais tecnologias de hidrogênio verde.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudar os principais conceitos acerca do tema da geração de hidrogênio verde;
- Analisar o impacto das energias renováveis quanto à oferta de energia;
- Interpretar as tecnologias dos eletrolisadores do ponto de vista elétrico;
- Apresentar os circuitos de acionamento dos eletrolisadores de potência.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A humanidade vive há tempos sob a dependência de combustíveis fósseis cuja utilização se dá, principalmente na indústria automobilística. Com a demanda crescente desse setor, há preocupações não só por se tratar de um recurso escasso que vem sendo extraído continuamente, mas também por conta das emissões de gases provenientes desses combustíveis.

Acerca do tema, Muttitt (2020) enfatiza que “a extração de combustíveis fósseis historicamente forneceu suprimentos de energia baratos e seguros, tanto para atender às necessidades básicas quanto para alimentar o desenvolvimento econômico”.

Visando a diminuição dessas taxas elevadas de gases na atmosfera, muitos países tomam providências com a elaboração de normas que tratam da redução desses gases expelidos, independente se estes gases são liberados por veículos automotores ou pela indústria em geral.

Com relação às normas de emissão, Brasil (2022) expõe que

com a implementação do Proconve/Promot pelo Ibama, observa-se redução na fonte móvel (veículo) de 98% na emissão de poluentes. Antes dos programas, a emissão média, por exemplo, de monóxido de carbono (CO) de um veículo leve era de 54g/km. Na atualidade essa emissão está por volta de 0,4 g/km.

Diante disso, apesar das reduções, alternativas mais sustentáveis são constantemente estudadas a fim de que as taxas de poluição reduzam drasticamente. Uma das alternativas potenciais para essa redução consiste no Hidrogênio.

Comentando sobre problemática Bezerra (2021) aponta que

visando conter o aquecimento global e, dessa forma, viabilizar um futuro sustentável para o planeta, é necessário diminuir as emissões de gases de efeito estufa, particularmente o CO₂, de forma expressiva. Para tanto, faz-se necessário substituir os combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia. Um dos caminhos para viabilizar essa transição energética, com o intuito de alcançar uma economia de baixo carbono é através do uso do hidrogênio (H₂) em processos industriais e como combustível alternativo aos derivados de fontes fósseis.

2.1 Hidrogênio

O hidrogênio está presente no universo de forma abundante. Em virtude dessa qualidade, diversas pesquisas têm sido realizadas com o intuito de explorar esse elemento como uma fonte de energia mais sustentável.

Dessa forma, Neves, Corrêa e Cardoso (2015) corrobora que “o hidrogênio (do grego (Hydro) = água e (gen) = criar, gerar) é o elemento mais abundante compondo 88,6% de todos os átomos do universo e 92% da massa solar”.

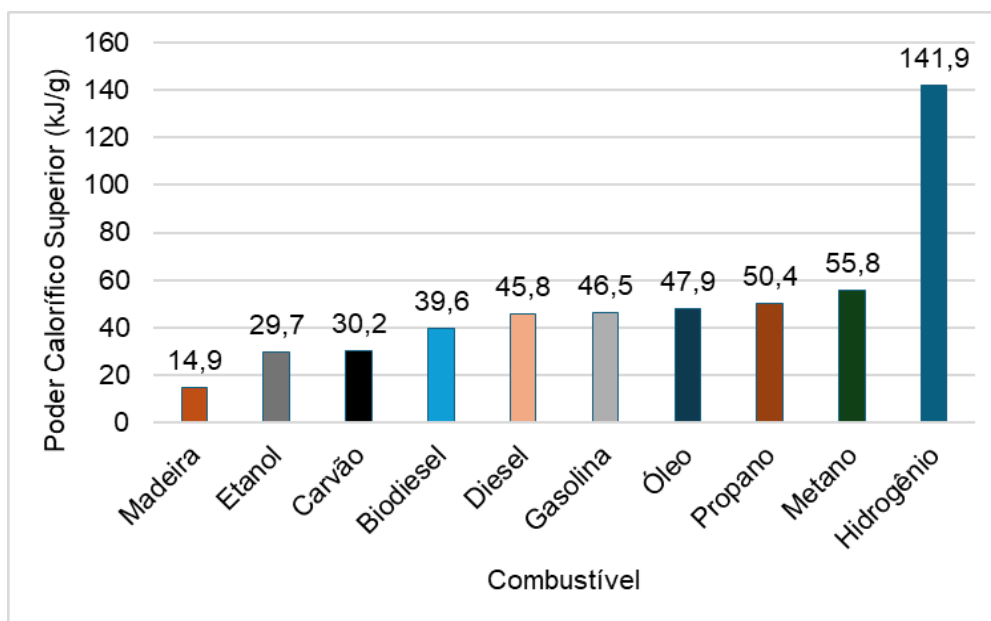
O grande potencial do hidrogênio pode ser mensurado pelo seu poder calorífico quando comparado a outros combustíveis. O poder calorífico pode ser compreendido como a quantidade de energia interna de um combustível cuja liberação é realizada na sua combustão.

Diante do trecho supracitado, Suleman (2015) aborda que

“foi tecnicamente demonstrado que o hidrogênio é viável para aplicações em transporte, aquecimento e geração de energia, podendo substituir os combustíveis convencionais. O hidrogênio possui o mais alto poder calorífico por massa entre os combustíveis químicos, além de ser regenerativo e ecologicamente sustentável. Ademais, o hidrogênio conta com uma propriedade eletroquímica favorável, que pode ser aproveitada em células a combustível”.

No Gráfico 4 é permitido realizar a comparação do poder calorífico de vários combustíveis. Analisando o gráfico, destaca-se a grande diferença entre o poder calorífico do hidrogênio com relação aos outros combustíveis, principalmente quando comparado à madeira; já que o hidrogênio tem o poder calorífico quase 10 vezes maior.

Gráfico 4: Poder Calorífico dos combustíveis.



Fonte: Suleman (2015), adaptada.

O grande impasse da utilização do elemento está na sua forma de extração. Essa dificuldade está presente devido à escassez do hidrogênio puro na natureza pois quase sua totalidade faz parte da composição de produtos como gás natural, metanol, etanol e água.

De acordo com KALAMARAS e EFSTATHIOU (2013), “o hidrogênio pode ser extraído de diversas fontes como o gás natural, biomassa, gasolina, etanol, água, entre outros”.

O hidrogênio, após extraído, pode ser usado como combustível ou como elemento de outros compostos na indústria. Dessa forma, no cenário atual, embora o hidrogênio tenha o potencial bem maior, é conveniente investir em aplicações pontuais, como a produção de fertilizantes.

O trabalho de VON ZUBEN et al. (2022) aborda que o hidrogênio pode ser utilizado em muitas áreas como na produção de produtos químicos, fertilizantes, processos sustentáveis e, como foco do presente trabalho, em energia. Por essa razão ele desperta muito interesse de governos e empresas, pois é uma solução que pode ajudar a reduzir as emissões de carbono em muitos setores, inclusive nos mais difíceis em atenuar a poluição. Em suma, o hidrogênio tem sido usado bastante na indústria, ganhando lugar de forma crescente ao longo da cadeia de produção.

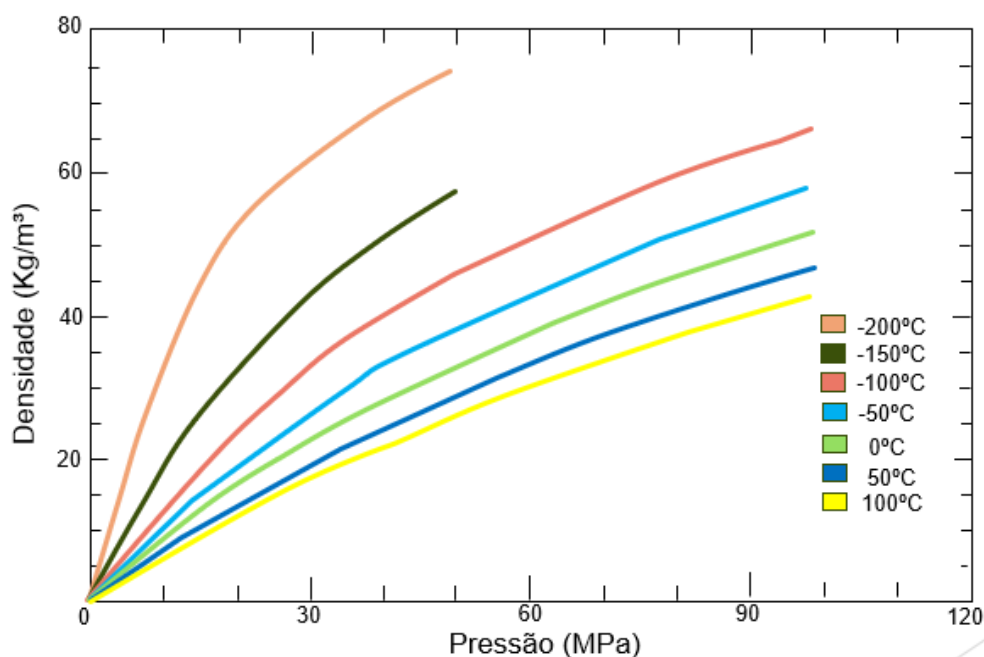
Após a separação das moléculas de água em oxigênio e hidrogênio, há a necessidade de que esse hidrogênio seja armazenado antes que seja transportado para as devidas aplicações.

Com isso, Wang E Zhang (2023) enfatiza que “para a crescente demanda por energia de hidrogênio, o armazenamento e o transporte são segmentos cruciais no mercado de energia de hidrogênio”.

O armazenamento do hidrogênio é um dos desafios enfrentados pela indústria, pois o gás é muito leve, logo para que ele fique no estado líquido, o gás deve ser submetido a uma temperatura extremamente baixa, podendo inviabilizar o projeto. Ambas as formas, líquida ou gasosa, de armazenamento de hidrogênio possuem vantagens e desvantagens.

No Gráfico 5 é mostrado que a densidade do hidrogênio armazenado depende da temperatura e pressão. É possível notar que quanto menor a temperatura, menor será a pressão necessária para atingir determinada densidade. Dito de outra forma, para aumentar a densidade de hidrogênio no tanque é necessário reduzir a temperatura e/ou aumentar a pressão.

Gráfico 5: Densidade x Temperatura x Pressão



Fonte: Rotas de produção de hidrogênio e os principais tipos de eletrolisadores (adaptado).

A respeito disso, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY explica que

“o hidrogênio pode ser armazenado fisicamente como um gás ou um líquido. O armazenamento de hidrogênio como um gás normalmente requer tanques de alta pressão (pressão do tanque de 350–700 bar). O armazenamento de hidrogênio como um líquido requer temperaturas criogênicas porque o ponto de ebulição do hidrogênio a uma pressão atmosférica é de $-252,8^{\circ}\text{C}$. O hidrogênio também pode ser armazenado nas superfícies de sólidos (por adsorção) ou dentro de sólidos (por absorção)”.

Sabendo que no estado líquido há a necessidade de reduzir a temperatura do hidrogênio, há uma preocupação com a necessidade equipamentos de elevada potência pois isso demanda muita energia. Além disso, os tanques responsáveis pelo armazenamento devem possuir a menor transferência de calor possível.

No trabalho de Coutinho (2023) foram elencadas as dificuldades para o armazenamento de hidrogênio no estado líquido. Ele pontua uma sequência de causa e consequência acerca desse tipo de armazenamento destacando a importância de monitorar o hidrogênio que está numa temperatura extremamente baixa, (22K). Logo, haverá transferência de calor do ambiente para o reservatório fazendo com que o hidrogênio aqueça. E assim, é necessário utilizar mais energia para manter o tanque refrigerado. Portanto, essa forma de armazenamento necessita de um bom isolamento térmico e um sistema de refrigeração adequado.

Na forma de armazenamento do hidrogênio no estado gasoso a densidade volumétrica é menor que o produto no estado líquido, compreendendo em um valor de 0,03 Kg/L para o gasoso e 0,07 Kg/L para o estado líquido.

Acerca do armazenamento de hidrogênio na forma gasosa, Barthelemy, Weber e Barbier (2017) e Ahmed e Barua (2023) apresentam os tipos de tanques de armazenamento cuja características estão dispostas no Quadro 1:

Quadro 2: Tipos de tanques de hidrogênio gasoso.

TIPO I	Recipientes de pressão totalmente metálicos. Destaca-se pelo seu baixo custo e ampla disponibilidade. Podem suportar pressões de até 50 MPa e são comumente fabricados em alumínio ou aço.
TIPO II	Um recipiente de pressão de aço revestido com um compósito de fibra de vidro. Embora os recipientes do Tipo II sejam 30–40% mais leves que os do Tipo I, seu custo de fabricação é cerca de 50% maior. Esse tipo de compressão possui a maior resistência ao estresse.

TIPO III	Construção totalmente composta, com uma estrutura interna metálica. A maior parte das cargas é suportada pela estrutura de compósito de fibra de carbono, enquanto o revestimento de alumínio atua como vedação. Esses recipientes são consistentes em compressões de 45 MPa, ainda enfrentam dificuldades para atender aos requisitos de envelhecimento em pressões superiores a 70 MPa
TIPO IV	Totalmente composto. O polietileno de alta densidade é amplamente utilizado como material de revestimento, enquanto os componentes de fibra de carbono ou carbono-vidro são responsáveis por suportar a carga operacional. Embora seja o mais leve, esse tipo de recipiente de contenção é extremamente caro. Os recipientes de pressão do Tipo IV podem suportar estresses de até 100 MPa.
TIPO V	Um recipiente de pressão composto sem revestimento, que ainda está na fase pré-comercial de desenvolvimento. A Composites Technology Development Inc. desenvolveu o primeiro desse tipo em 2010. Seu primeiro recipiente tinha uma pressão operacional de 1,37 MPa, ainda muito inferior à necessária para armazenar hidrogênio em aplicações além do laboratório. Ele era 20% mais leve que um recipiente padrão do Tipo IV.

Fonte: Ahmed e Barua (2023), adaptada.

Outra forma de armazenamento compreende na inserção do hidrogênio em outros elementos formando compostos que posteriormente pode ser dissociado conforme a necessidade.

2.1.1 Hidrogênio Verde

Conforme dito anteriormente, o hidrogênio deve ser segregado de outras moléculas. Para realizar esse trabalho, a fonte de energia poderá vir de muitas formas e cada uma delas com seus respectivos impactos.

Acerca dessas fontes, caracterizadas como renováveis e não renováveis, Lima (2019) aborda que

“as fontes de energias podem ser renováveis, que incluem eólica, solar, biomassa, hídrica são utilizadas de maneira sustentável e de uma forma que impacta o mínimo possível o ambiente. Por outro lado, as energias não renováveis são aquelas que, apesar de existirem em grande quantidade, podem ser esgotadas como as fontes provenientes dos combustíveis fósseis, petróleo e gás natural, além da energia nuclear”.

Em capítulos posteriores será compreendido que um dos principais intuitos de geração de hidrogênio verde é aproveitar a energia excedente das energias renováveis que deixam de gerar por falta de demanda em determinados horários.

Nesse sentido, WIDERA (2020) explica essa estratégia afirmando que

“ela baseia-se na geração e no armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda e alta disponibilidade, para que possa ser utilizada quando a demanda for maior e a oferta mais restrita. O ajuste temporal da eletricidade contribui para a estabilização do fornecimento de energia, reduzindo variações na rede. Além disso, permite a captação de energia renovável que, de outra maneira, seria desperdiçada, possibilitando sua inserção no sistema conforme a necessidade”.

O anseio em tornar as fontes de energia mais sustentáveis faz com que os governantes estabeleçam diretivas e tratados, fixando objetivos a médio e longo prazo, com o intuito de mitigar a dependência de combustíveis fósseis. Uma dessas diretivas, definida como 2009/28/CE, foi elaborada pelo parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia propondo a meta de pelo menos 20% da energia na Europa fosse proveniente de energia renovável até 2020.

No contexto das fontes de energia renovável a Diretiva (2009)

“cumpre apoiar a demonstração e comercialização das tecnologias de produção descentralizada de energia renovável. É necessário fixar regras transparentes e inequívocas para calcular a quota de energia proveniente de fontes renováveis. Conforme a comissão, os objetivos nacionais obrigatórios são de 20% da energia vinda de fontes renováveis até 2020. Esses objetivos têm a principal finalidade de proporcionar certeza aos investidores e fomentar o desenvolvimento dessas tecnologias”.

Visando constatar o cumprimento do objetivo fixado na diretiva, foram realizados novos levantamentos que demonstraram êxito no valor percentual estabelecido, totalizando 23% em 2022.

Segundo o *Eurostat*, site oficial da união europeia (2023),

“23% da energia consumida em 2022 na união europeia (EU) veio de fontes renováveis, representando um aumento de 1,1 pontos percentuais com relação ao ano de 2021. Após a revisão da Diretiva de Energia Renovável, foi definida a meta de 42,5% (com o objetivo de aumentá-la para 45%) para 2030. Isto significa que os países devem intensificar ainda mais seus esforços para cumprir coletivamente o que foi proposto. A Suécia (66%) lidera entre os países da UE seguida pela Finlândia (47,9%) e em terceiro, a Letônia com 43,3% do consumo energia vinda de fontes renováveis”.

Diversas conferências, reuniões, acordos internacionais são realizados como meio de estabelecer regras de produção de hidrogênio. Geralmente, estas regras abordam a forma de extração, transporte, armazenamento, utilização do hidrogênio, incentivos fiscais, grau de poluição etc.

A união europeia, por exemplo, lançou, em 2022, o plano *EUpowerUE* cujo intuito é eliminar a importação de combustíveis fósseis com a diversificação de novas fontes de energia renováveis. Uma das medidas tomadas pelo plano consiste em acelerar a implantação do hidrogênio no continente.

De acordo com Europe Commission (2022)

“o hidrogênio renovável será fundamental para substituir o gás natural, o carvão e o petróleo em indústrias e transportes difíceis de descarbonizar. São necessárias ações aceleradas para implantar infraestruturas de hidrogênio destinadas à produção, à importação e ao transporte de 20 milhões de toneladas de hidrogênio até 2030. As parcerias facilitarão as importações de hidrogênio verde, apoiando simultaneamente o processo de descarbonização nos países parceiros. O plano será concretizado com pessoas qualificadas, matérias-primas e um quadro regulamentar completo, além de colaborar com a indústria para expandir as capacidades de produção dos eletrolisadores”.

Como forma de classificação, a fonte de energia para produção de hidrogênio, bem como seus impactos, é relacionada a cores. Por exemplo, o hidrogênio cinza refere-se ao método de extração do hidrogênio presente no gás natural sem a captura do CO₂, já o hidrogênio azul consiste em sua extração do gás natural, porém, com a captura do CO₂.

De acordo com Veiga (2022) as cores apresentam-se

“em razão da necessidade de distinguir o processo através do qual o hidrogênio foi produzido. Apesar de não haver universalidade, geralmente, as cores mais escuras são usadas para designar que o hidrogênio foi produzido com maior intensidade de emissão de CO₂. Embora não seja unânime, as designações das cores são indicadas, por exemplo: como cinza, para produção de hidrogênio por reformação a vapor expelindo sete toneladas de CO₂ para cada tonelada de hidrogênio; azul que utiliza as técnicas do cinza, porém, com o armazenamento do CO₂; como hidrogênio rosa cuja extração é feita por eletrólise na água utilizando energia nuclear; e, entre outros, o hidrogênio verde que consiste na extração realizada por eletrólise, mas que as fontes de energia utilizadas são provenientes de fontes renováveis, como eólica e solar”.

2.2 Eletrólise

O processo de eletrólise da água para a extração do hidrogênio, em sua estrutura básica, é composto de dois terminais distanciados entre si cujas cargas elétricas se opõem. Em outras palavras, os terminais são conectados a uma fonte de

energia elétrica fazendo com que um terminal tenha cargas positivas e o outro, cargas negativas.

A respeito do processo de eletrólise, Gomes (2022) detalha que

“a eletrólise compreende na reação química de oxirredução provocada pela passagem de corrente elétrica contínua, correspondente à dissociação da molécula de água nos seus constituintes, a saber, o hidrogênio e o oxigênio, na presença de um eletrólito. Após o processo de eletrólise é notório que o hidrogênio produzido é o dobro do oxigênio”.

A nível industrial, a eletrólise é executada por um equipamento denominado eletrolisadores. Eles possuem algumas variações principais como os alcalinos unipolares e bipolares, os de membrana polimérica condutora de prótons e óxido sólidos. Todos seguem o mesmo princípio, porém, a eletrólise alcalina tende a ser mais utilizada.

O hidrogênio vindo desse tipo de tecnologia possui algumas vantagens como a obtenção de hidrogênio de forma pura, boa escalabilidade, zero emissões de poluentes no local e de fácil adaptação a diversos locais, além da conexão com as fontes renováveis. (MABRAK et al., 2023)

Apesar da eletrolise aquosa ser a tecnologia mais difundida para a obtenção do hidrogênio, há outra técnica de obtenção de hidrogênio verde. Essa forma de obtenção tem origem na Biomassa. Embora a Biomassa libere também gases de efeito estufa, esses gases são capturados de forma que não haja poluição atmosférica.

2.3 Plantas Térmicas

Apesar que o intuito mundial seja a expansão das energias renováveis visando a sustentabilidade, ainda não há métodos de armazenamento eficazes que consigam suprir a demanda do planeta com energia elétrica nos períodos em que as renováveis estão indisponíveis. Nesse sentido faz-se valer dos métodos de geração convencionais utilizando usinas térmicas que, em grande parte, são poluentes.

A respeito disso, Varghese et al. (2021) afirma que

“historicamente, essa flexibilidade era necessária para manter o equilíbrio entre oferta e demanda durante flutuações de demanda e falhas de geradores ou equipamentos de transmissão. Mais recentemente, a demanda por flexibilidade adicional está aumentando para lidar com a maior flutuação na carga líquida causada por maiores participações de geração renovável, que é variável, intermitente, não despachável e difícil de prever sem algum erro”.

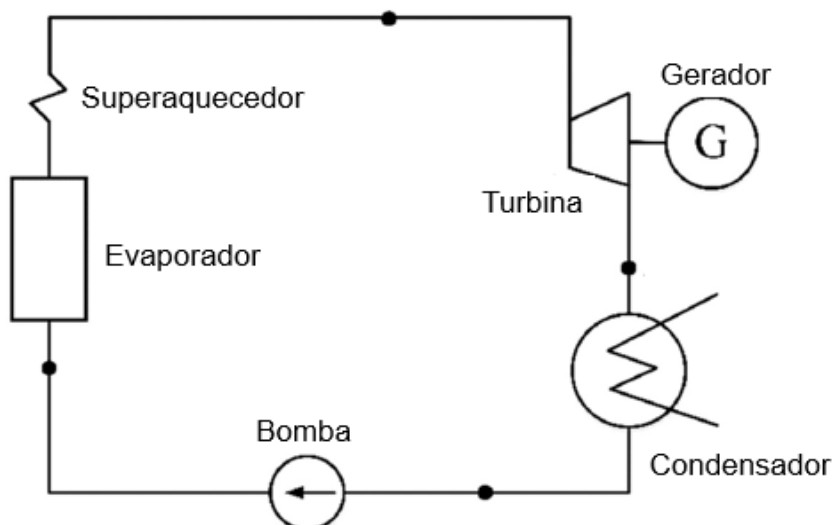
As usinas térmicas normalmente utilizam o Ciclo Rankine para a geração de energia mecânica capaz de rotacionar um eixo conectado a um gerador elétrico.

Levando em conta o Ciclo Rankine e sua relevância para a geração de energia elétrica mundial, Elahifar; Assareh; Moltames (2019) enfatiza que

“anualmente, cerca de 2,4% da geração mundial de eletricidade é aumentada. Além disso, o ciclo Rankine é um ciclo no qual o calor é convertido em trabalho e esse ciclo fornece até 90% da eletricidade no mundo. Usinas térmicas, solares, de biomassa e nucleares são algumas das usinas que atuam com base nesse ciclo.

Na Figura 1 é apresentado o Ciclo Rankine sintetizado com seus equipamentos. A partir da combustão, a água evapora e após o vapor passar por um superaquecedor chega à turbina realizando sua rotação. A turbina está conectada ao eixo do gerador que, ao ser acionado, gera energia elétrica. Ao sair da turbina, o vapor d'água passa por um condensador para ser resfriada. Em seguida, utiliza-se uma bomba para aumentar a pressão do líquido para o reinício do ciclo.

Figura 1: Diagrama do Ciclo Rankine.



Fonte: Huo; Xin; Wang (2022), adaptada.

Existem alguns tipos de plantas térmicas tais como: usinas a carvão, a gás, a óleo, nuclear, termossolar, entre outras. Independente dos tipos de plantas térmicas,

elas possuem o mesmo princípio de geração, consistindo na geração de eletricidade convertida por meio da energia térmica. A peculiaridade entre elas, advém dos próprios combustíveis usados na produção de energia térmica.

2.3.1 Usinas Térmicas a Carvão

As usinas térmicas a carvão utilizam da queima do carvão mineral para a geração de energia térmica. Mesmo com o alto grau de poluição, essas usinas térmicas a carvão são amplamente utilizadas no mundo.

Embora tenha presença marcante nos países, essa forma de obter energia térmica causam prejuízos à saúde humana e ao meio ambiente. Nessa linha, ETILER et al. (2024) informa que

a combustão de carvão tem vários subprodutos, incluindo mercúrio, SO₂, NO_x, material particulado (PM), óxidos de carbono, compostos orgânicos voláteis (VOCs), arsênio, chumbo, cádmio e outros metais tóxicos. Além disso, a extração e o transporte de carvão levam a emissões de poeira. Esses compostos tóxicos podem se espalhar por milhares de quilômetros. As usinas de carvão causam uma miríade de outros problemas nas regiões em que são construídas, incluindo poluição do solo e da água e deterioração da produção agrícola.

2.3.2 Usinas Geotérmicas

As usinas Geotérmicas utilizam do calor proveniente do interior da Terra para movimentar a referida turbina. Elas possuem alguns tipos como as de vapor dominante (*dry steam*), água dominante (*flashs*) e ciclo binário.

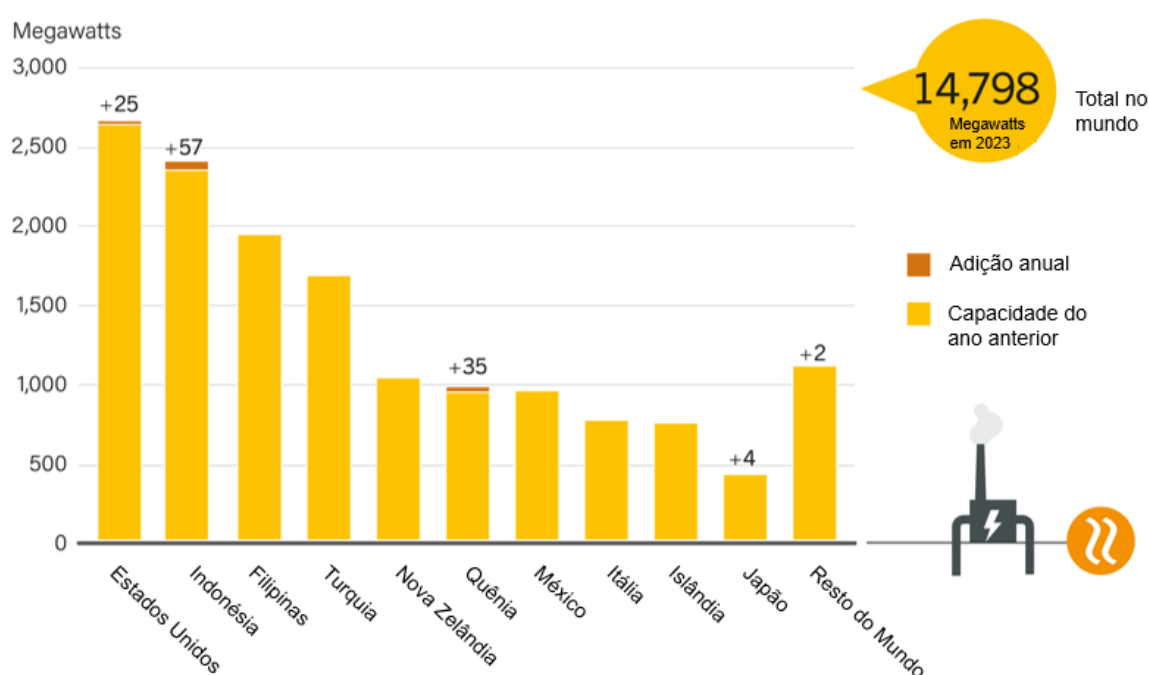
As *dry steam* são as mais difundidas que utilizam do vapor em temperaturas de 235°C para movimentar as turbinas. As *flash* usam a água vinda dos poços entre 150°C e 170°C que, ao chegar na superfície, boa parte é convertida em vapor e o restante é direcionada novamente ao poço. No ciclo binário, a água do poço é usada apenas como combustível para aquecer um outro fluido que, por sua vez, passará na turbina.

De acordo com Zarrouk (2014) e Hekim (2021) a eficiência das usinas geotérmicas está entre 10% e 15%.

Conforme o REN21 (2024), “o uso direto da energia geotérmica (que não inclui bombas de calor) atingiu uma estimativa de 205 TWh em 2023, cerca de um terço a mais que a estimativa do ano anterior (155 TWh)”.

O Gráfico 6 mostra a capacidade instalada de usinas geotérmicas no mundo. É possível notar que em muitos países não houve acréscimo desse tipo de fonte de energia. Nota-se também que os Estados Unidos, Indonésia e Filipinas lideram o Ranking com maiores capacidades instaladas.

Gráfico 6: Capacidade instalada de Usinas Geotérmicas no mundo.



Fonte: REN21 (2024), adaptada.

Visando o potencial das usinas geotérmicas como uma das possíveis fontes, já há pesquisas associando a produção de hidrogênio com a utilização de fontes de energia geotérmicas, como expõe Ghazvini et. al. (2019) elucidando que “a produção de hidrogênio pode ser considerada uma escolha excepcional para fazer a utilização completa da energia renovável. Entre diversas tecnologias, a produção de hidrogênio baseada em energia geotérmica oferece grande promessa.”

3 O PROBLEMA ENERGÉTICO MUNDIAL

Boa parte das emissões de dióxido de carbono na atmosfera é proveniente da queima de combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia elétrica. Embora haja esforços para que sua utilização seja mitigada, eles ainda estão presentes em boa parte das fontes de geração de energia elétrica mundial.

De acordo com DHASS et. al. (2022),

“nas últimas duas décadas, tem sido persistentemente enfatizado o desenvolvimento de sistemas de geração de energia livres de emissões de gases de efeito estufa, uma vez que esses gases causam o aquecimento global e levam a monções imprevisíveis. Consequentemente, pode não ser um ambiente propício para seres humanos e animais habitarem. Para garantir o ambiente verde para as próximas gerações e reduzir o uso de combustíveis fósseis, fontes de energia renováveis são altamente sugeridas para gerar energia elétrica”.

Assim como DHASS et. al. (2022), outros autores defendem que as fontes de energia renováveis é a chave para o futuro sustentável. Logo, ABANADES et. al. (2022) justifica essa migração para as fontes renováveis afirmando que “a alta demanda de energia com rápida industrialização e mecanização combinada com poluição ambiental devido à queima de combustíveis fósseis impulsionou uma mudança em direção à energia renovável”.

Outras análises são realizadas, não apenas sob o ponto de vista da poluição ambiental, e sim, relacionada ao aspecto de incerteza da disponibilidade dessas fontes. Nessa óptica, KHAN et. al. (2025) aborda que

“os combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo) são recursos limitados. Ainda há reservas significativas de carvão, petróleo e gás natural, mas como esses recursos são limitados e a demanda está aumentando, eventualmente o suprimento acabará. Encontrar fontes alternativas de energia é, portanto, altamente importante”.

As fontes não-renováveis, também tituladas como convencionais, embora apresente as desvantagens ambientais, são fundamentais para a estabilização da rede elétrica devido a sua facilidade de armazenamento e geração instantânea. Em outras palavras, é possível dar resposta à demanda por eletricidade de forma rápida. Por outro lado, as fontes de energia renováveis, como eólica e solar, dependem de fatores climáticos.

Corroborando com o exposto, ALAM et. al. (2020) afirma que

“embora a penetração das energias renováveis de alto nível reduza o impacto ambiental negativo em comparação com a geração de energia convencional baseada em combustíveis fósseis, os problemas de controle se tornam mais complexos à medida que a inércia do sistema diminui significativamente devido à ausência de geradores síncronos convencionais.

Energias renováveis como solar e eólica são altamente incertas devido à natureza intermitente do vento e da luz solar”.

Diante disso, devido às incertezas de geração das fontes de energia renováveis, compreende-se que o fato de aumentar a capacidade instalada dessas fontes, por si, não conseguem atingir as metas de disponibilidade de energia elétrica de forma estável. Logo, há a necessidade de buscar maneiras de armazenamento de energia para os picos de demanda que as fontes renováveis não estejam suprimindo a necessidade.

Acerca dessas incertezas, Zhao et al. (2022) afirma, como consequência, que

“isso pode exigir mais reservas girantes para garantir o equilíbrio de potência e a estabilidade da frequência. Como resultado, as técnicas de controle de frequência existentes, que dependem apenas do controle da potência de saída dos geradores síncronos, podem não ser mais capazes de garantir a estabilidade da frequência em um sistema de potência moderno”.

Outra solução para a oferta de energia elétrica é o aumento da capacidade instalada de fontes renováveis muito acima da demanda requisitada. Isso faz com que a geração fique tão superior à demanda que mesmo em momentos de pico de demanda, as fontes renováveis são capazes de suprir.

Analisando do ponto de vista ambiental, o crescimento acelerado da capacidade instalada de energia renovável no mundo pode ser considerado positivo, pois obtém-se uma grande oferta de energia renovável para uma demanda baixa. Porém, há outros fatores que devem ser levados em consideração, como o ponto de vista econômico.

Do ponto de vista econômico, esse excesso de oferta de energia traz problemas financeiros aos investidores que produzem essa energia renovável. Esses problemas ocorrem por conta dos altos investimentos realizados para a produção de eletricidade que serão pagos somente com a plena geração de energia elétrica. Dessa forma, se há muita oferta para pouca demanda, muitos ativos ficam parados e consequentemente as empresas responsáveis começam a perder dinheiro.

Intuitivamente percebe-se que se a capacidade de ofertar energia elétrica em um determinado instante for maior que a demanda instantânea e essa capacidade não puder ser reservada para outro momento, então há um desperdício de potencial

de geração. Esse excesso acontece comumente com as energias renováveis, especialmente eólica e solar.

Caso essa sobra de energia não possa ser aproveitada, por exemplo, por meio de uma exportação então ela será vertida. Esse vertimento tende a ser maior quanto maior for a capacidade instalada de energia renovável.

O termo energia vertida pode ser considerado como um desperdício do potencial de geração de energia elétrica quando não for possível o armazenamento para uma geração futura.

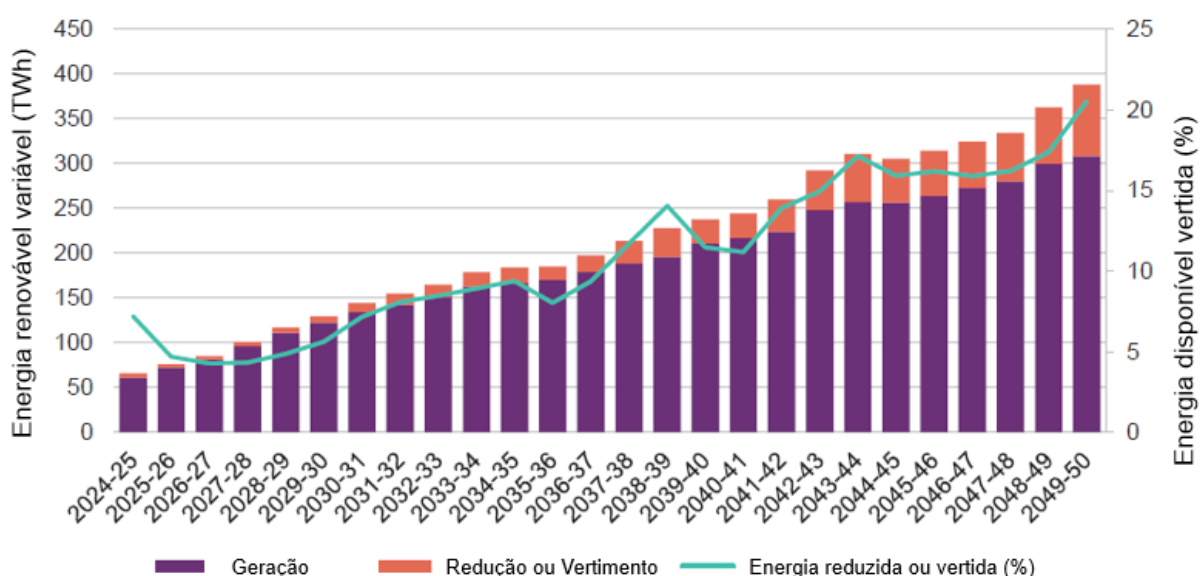
Casos de vertimento de energia podem ser notados em território brasileiro como também no restante do mundo, principalmente nos locais onde as energias renováveis predominam.

3.1 Vertimento de energia na Austrália

Um estudo realizado pelo operador de mercado de energia da Austrália apontou que, em 2050, 20% da energia renovável disponível será vertida.

O Gráfico 7 mostra a geração de energia elétrica, em TWh, da Austrália entre os anos de 2025 e 2050. As colunas na cor roxa, representando a energia efetivamente gerada enquanto seu complemento, em laranja, representa a quantidade de energia produzida, caso houvesse demanda no respectivo ano.

Gráfico 7: Geração de energia renovável na Austrália, 2025-2050.



Fonte: AUSTRALIAN (2022).

É possível notar no Gráfico 7 que a capacidade de gerar energia bem como a própria geração de energia elétrica aumentam com o passar dos anos. De acordo com a projeção, fica claro no gráfico que a diferença entre a capacidade de geração com fontes renováveis e a energia efetivamente gerada é bem maior quando comparada com os anos iniciais.

Para uma melhor comparação, o Gráfico 7 apresenta uma linha contínua, em azul, representando o percentual de energia vertida. Percebe-se que nos anos iniciais, de 2025 a 2028, a curva do percentual de energia vertida decresce até atingir seu ponto inferior, em torno de 5% de vertimento. A partir daí, a curva, apesar das oscilações, tende a subir até atingir, no ano de 2050, o percentual de 20% de vertimento.

O Gráfico 7 faz compreender que o fato de a capacidade instalada das energias renováveis estarem sempre à frente da demanda não implica dizer que haverá energia excedente para ser utilizada quando houver necessidade. O gráfico mostra que essa disparidade entre oferta e demanda causa o vertimento de energia, logo, sem um sistema de armazenamento, o crescimento dessas fontes limitam-se a demanda.

3.2 Progressão da capacidade instalada nos Estados Unidos e Índia

Ainda no contexto mundial, a Agência Nacional de Energia expôs em relatório a capacidade instalada e os picos de demanda dos Estados Unidos e da Índia. A análise inicia em 2000 apresentando a capacidade instalada histórica e finaliza com as projeções em 2040.

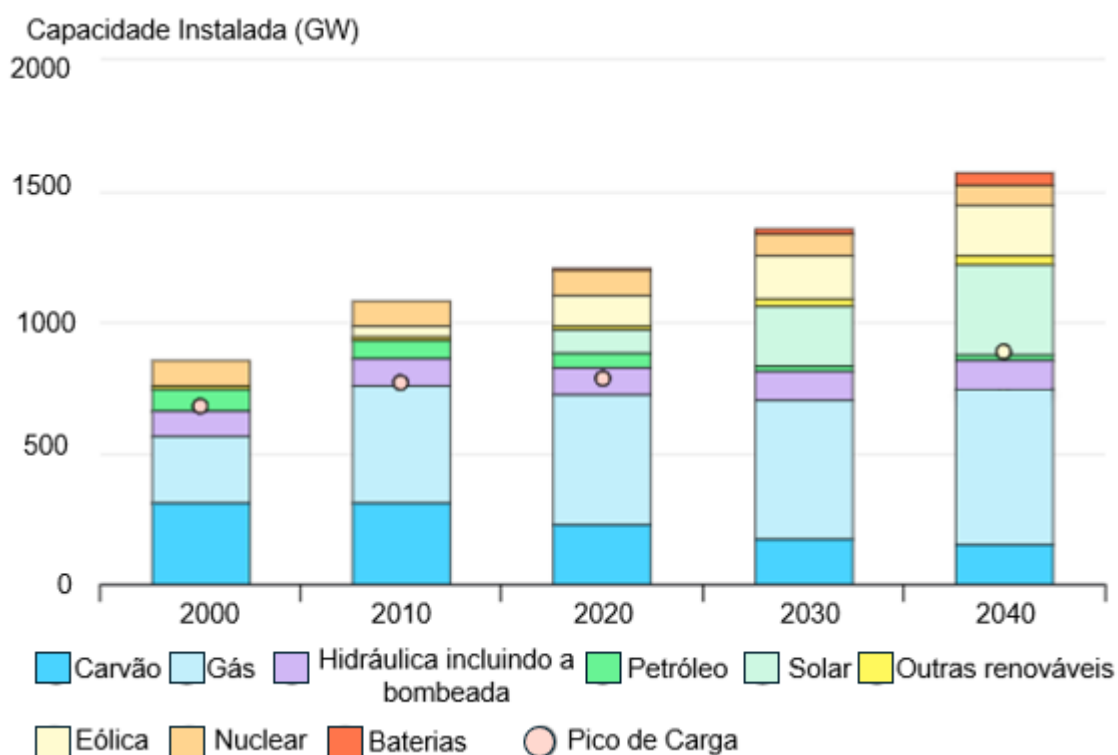
O Gráfico 8 apresenta a distribuição da matriz elétrica dos Estados Unidos. As barras representam a capacidade instalada e estão seccionadas conforme a variedade de fontes de geração para um determinado ano.

Nota-se que nos anos de 2000 a 2010, o carvão e o gás dominavam a geração com mais da metade da capacidade total. Com o passar dos anos as fontes foram diversificadas; as fontes a carvão foram perdendo força, porém as usinas a gás ainda mantiveram com uma parcela significativa. Assim como o carvão, o petróleo também reduziu sua participação dando lugar as fontes renováveis.

Ainda sobre o Gráfico 8, os pontos circulares representam os picos de demanda em cada ano analisados. Os três primeiros pontos mostram o pico de

demanda histórico nos anos de 2000, 2010 e 2020; já o último ponto mostra a demanda esperada para o ano de 2040. É possível perceber que não foi analisada um futuro pico de demanda para 2030, deixando determinado apenas a demanda de 2040. Todavia, espera-se que esse valor seja um intermediário entre 2020 e 2040.

Gráfico 8: Capacidade instalada da matriz elétrica dos Estados Unidos.



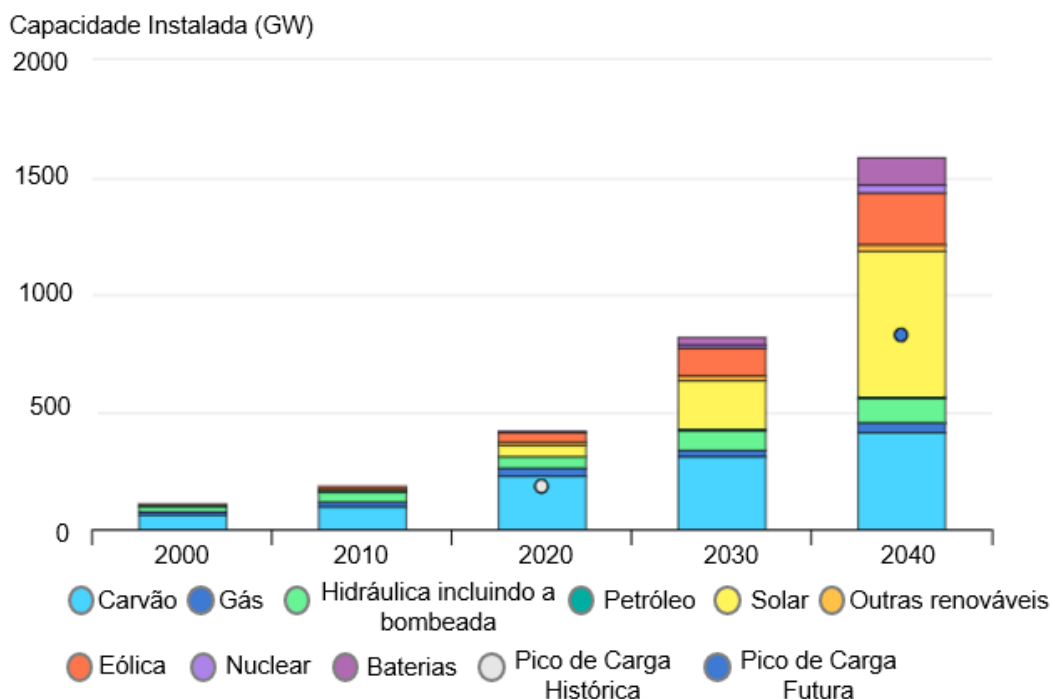
Fonte: IEA (2020).

No Gráfico 9 são apresentadas as fontes de energia elétrica da Índia. Ele segue a mesma linha de raciocínio do Gráfico 8 acerca das diversificações das fontes e dos anos analisados, porém há outros detalhes que devem ser pontuados.

Analisando o Gráfico 9, observa-se que, assim como o Gráfico 8, também há predominância do carvão como fonte de energia nos anos iniciais, entretanto, as fontes a carvão tiveram um grau de importância inversa à dos Estados Unidos. Dito de outra forma, o carvão sofreu uma queda na matriz elétrica dos Estados Unidos e uma ascensão na matriz da Índia ao longo dos anos.

É visto também no Gráfico 9 que foram apresentados apenas dois picos de demanda: um pico histórico no ano de 2020 e um pico futuro para o ano de 2040.

Gráfico 9: Capacidade instalada da matriz elétrica da Índia.



Fonte: IEA (2020).

Nos Gráfico 8 e Gráfico 9 apresentados, abordando as matrizes dos Estados Unidos e Índia, respectivamente, mostram os picos de demanda consideravelmente abaixo da capacidade instalada. É perceptível também que a capacidade instalada tem aumentado muito devido às participações das renováveis. Assim, é possível que haja em muitos horários do dia, um excesso de capacidade de geração e outros horários em que as renováveis são insuficientes, demandando o uso dos combustíveis fósseis nas usinas não-renováveis.

3.3 Vertimento de energia elétrica no Brasil

Trazendo para o cenário brasileiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico realizou um estudo acerca das gerações de energia elétrica nas regiões brasileiras explorando a quantidade de energia gerada e o potencial de geração caso houvesse demanda.

O estudo foi realizado tomando como base um dia típico de cada mês dos anos de 2024 a 2028. Foi considerada para a análise dados dois horários desses dias típicos: 13h e 20h. A justificativa desses horários está na maior ou menor participação das fontes renováveis, especialmente a fotovoltaica. Ou seja, às 13 horas compreende um horário em que as usinas fotovoltaicas estão veementes injetando potência na rede. Por outro lado, às 20 horas, não há participação das energias fotovoltaicas.

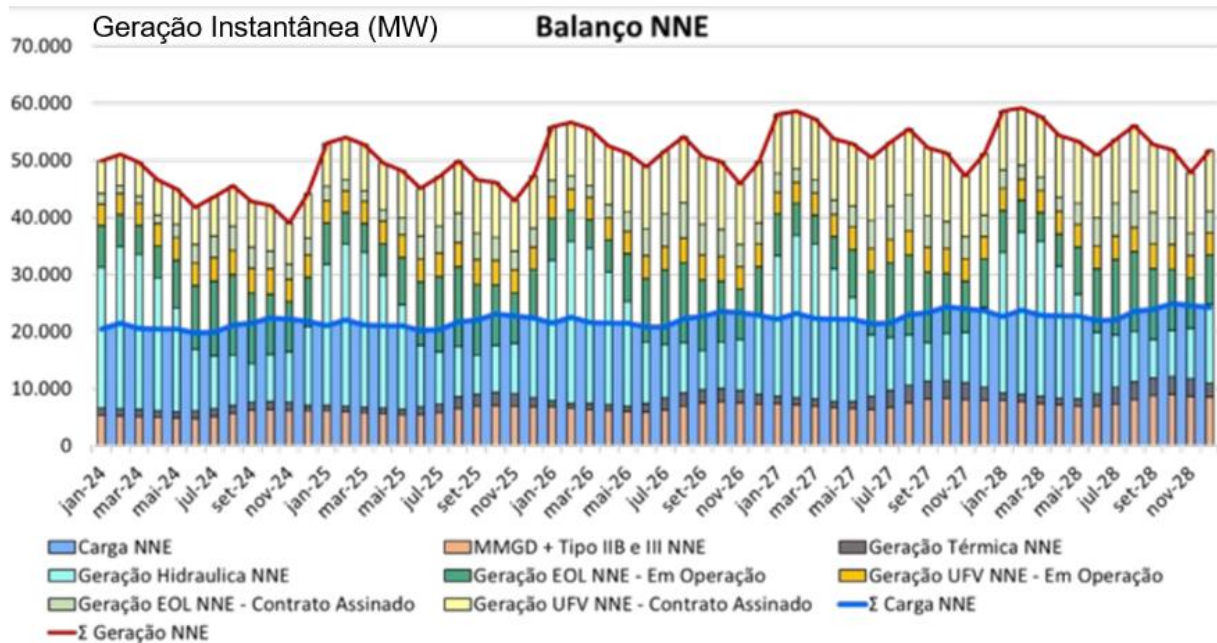
No Gráfico 10 é apresentado o referido estudo para as regiões norte e nordeste, denominado como balanço NNE. Cada barra representa um dia típico de cada mês de janeiro de 2024 a dezembro de 2028 no período diurno, às 13 horas. Cada barra está subdividida informando a participação de cada tipo de fonte na geração.

No Gráfico 10 também possui duas linhas contínuas, vermelha e azul. A linha vermelha que toca no topo de cada barra representa a quantidade de energia gerada ou que poderia ser gerada, ou seja, sua capacidade de geração às 13 horas de um determinado dia de cada mês. Já a linha contínua em azul representa a demanda instantânea da região.

Comparando a capacidade de geração com a demanda utilizada pela região no Gráfico 10, é verificado que há uma disparidade entre os valores. Isso mostra que toda essa eventual geração deve ser exportada para outras regiões ou serão vertidas. A oscilação na curva de geração entre os meses se dá principalmente por conta da capacidade de geração das hidrelétricas, nos meses mais secos do ano elas diminuem a geração de eletricidade.

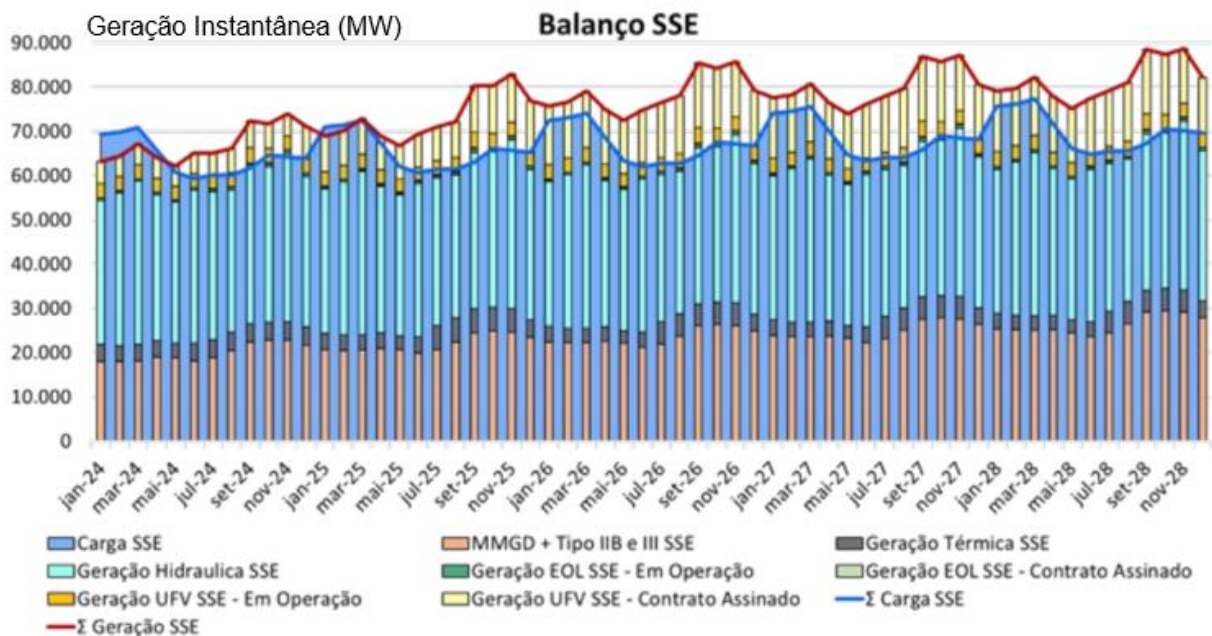
O Gráfico 11, referente as regiões sul, sudeste e centro-oeste - SSE, permanece na mesma ideia do Gráfico 10; o horário continua às 13 horas. Contudo, no Gráfico 11, a curva de demanda é muito elevada, chegando a ultrapassar a curva de geração em alguns meses. Essa ultrapassagem significa dizer que houve importação de energia da região norte/nordeste. A demanda torna-se tão elevada devido à região possuir uma alta quantidade de habitantes, como a grande São Paulo.

Gráfico 10: Geração instantânea da região NNE.



Fonte: BRASIL (2023).

Gráfico 11: Geração instantânea da região SSE



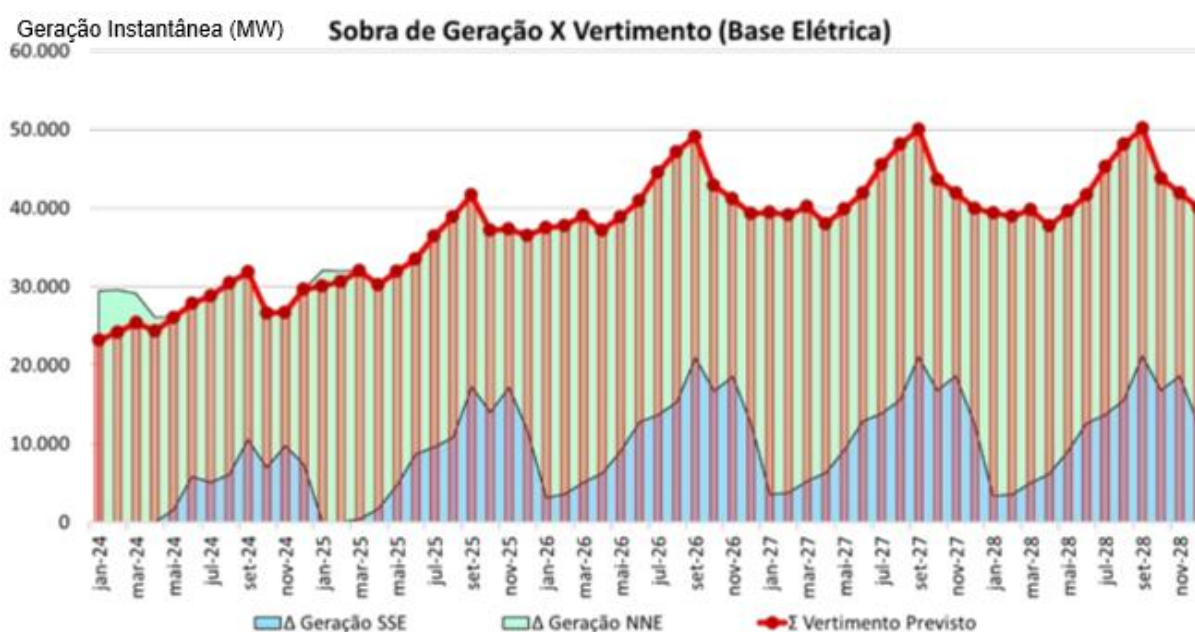
Fonte: BRASIL (2023).

No Gráfico 12 é mostrado o acumulado das duas sobras de geração, da SSE e NNE. Nesse gráfico, foi considerado as capacidades de geração e demanda no período diurno, 13 horas. Pode-se extrair do gráfico que de janeiro a abril de 2024

não houve sobra de energia elétrica para a região SSE, deixando o preenchimento do gráfico por conta da sobra na região NNE.

É visto também no Gráfico 12 que o acumulado de sobra de geração tende a atingir valores cada vez maiores ao longo dos anos e todas essas sobras mensais verteram-se pois não havia destinação para que sejam exportadas. Observa-se no gráfico que há projeções de vertimentos acima de 30 GW em setembro de 2025, chegando a 50 GW em setembro dos anos 2027 e 2028.

Gráfico 12: Vertimento de energia elétrica no período diurno.

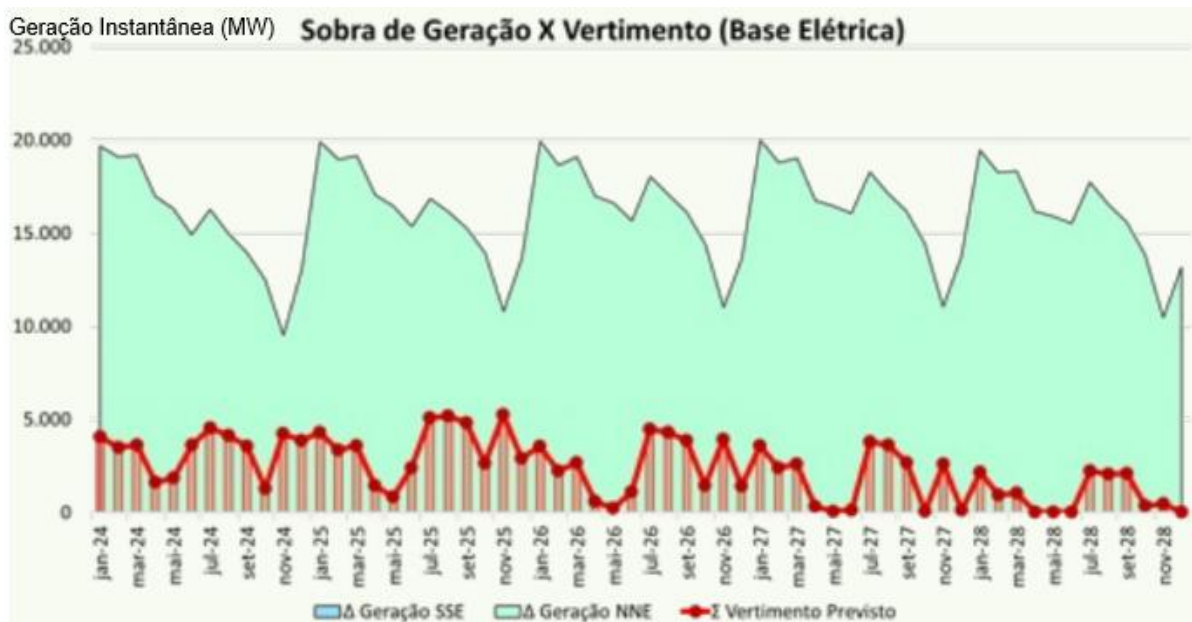


Fonte: BRASIL (2023).

No Gráfico 13 é abordado a sobra de geração e vertimento das regiões SSE e NNE, mas dessa vez no período noturno, 20 horas. O Gráfico 13 mostra uma situação bem diferente do ocorrido no período diurno em que havia um excesso de vertimento em todo o gráfico e sempre em ascensão com o passar dos anos. No Gráfico 13, a sobra de geração é exportada em massa e o vertimento se torna bem menor quando comparado ao período diurno.

É notório no Gráfico 13 que no decorrer do tempo, embora haja oscilações, os vertimentos tendem a diminuir drasticamente. Caso essa situação se concretize, o sistema pode trabalhar no limite de operação ou recorrer a algum meio secundário de geração de energia, possivelmente os provenientes de combustíveis fósseis.

Gráfico 13: Vertimento de energia elétrica no período noturno.



Fonte: BRASIL (2023).

Conclui-se com essa análise que o impacto energias renováveis, em especial a solar, necessita de fenômenos climáticos para a geração de eletricidade. A mudança de turnos causa modificações extremas na oferta de energia devido à falta de geração das usinas fotovoltaicas durante a noite. Um mecanismo para armazenar o excesso de energia no período diurno para ser utilizado no período noturno é uma solução para alterar a tendência da curva de vertimento de energia elétrica.

4 ELETROLISADORES

4.1 Eletrolisadores e Circuitos Elétricos

Atualmente, há algumas tecnologias de eletrolisadores disponíveis no mercado para a extração do hidrogênio. A ideia principal de dispor duas hastes condutoras com sinais opostos permanece a mesma, mas são distintas devido a algumas características. Essas características podem interferir no consumo de energia elétrica, na periodicidade das manutenções, nas faixas de potência trabalhadas etc.

Nesse sentido, UEKERT, T. et. al. (2024) explica que

“os eletrolisadores e células de combustível serão cruciais para atingir as metas globais de hidrogênio limpo e descarbonização industrial. No entanto, o setor emergente de hidrogênio limpo enfrenta incertezas em torno das cadeias de suprimentos de materiais e do gerenciamento do fim da vida útil da tecnologia.”

As tecnologias mais conhecidas no mercado são os eletrolisadores alcalinos, os de membrana por troca de prótons – PEM e os eletrolisadores de óxido sólido. Os eletrolisadores alcalinos necessitam de um eletrólito para realizar a quebra da molécula de água, os eletrolisadores PEM não necessitam de eletrólito, porém precisam da membrana sempre hidratada, enquanto o óxido sólido, como o próprio nome já idealiza, realiza os procedimentos sem a necessidade do eletrólito. Logo, são três tecnologias pertinentes a serem estudadas.

Visto isso, CHENG (2023), expõe que

“em eletrolisadores alcalinos, os eletrodos de ânodo e cátodo são imersos em um eletrólito alcalino líquido, mais comumente hidróxido de potássio. Um diafragma permeável para OH^- entre os dois eletrodos serve para separar os gases do produto. Nos eletrolisadores SOE e PEM, os eletrólitos sólidos, cerâmicos e polímeros desempenham a função de separadores de gases.”

Existem estudos que realizam comparações ou buscam melhorias para essas tecnologias visando elevar a eficiência dos eletrolisadores a partir da adição de novos materiais.

LIN et. al. (2022) afirma que “comparado ao eletrolisador alcalino, que é a tecnologia mais desenvolvida e aplicada para eletrólise da água, o eletrolisador de

membrana de troca de prótons (PEM) está passando por uma rápida adoção devido à sua maior eficiência.

4.1.1 Eletrolisadores Alcalinos

Esses tipos de eletrolisadores são mais comuns no mercado. O princípio básico dele constitui-se de duas hastes condutoras imersa em um eletrólito. O eletrólito utilizado é o hidróxido de potássio ou, mesmo que de forma secundária, o hidróxido de sódio.

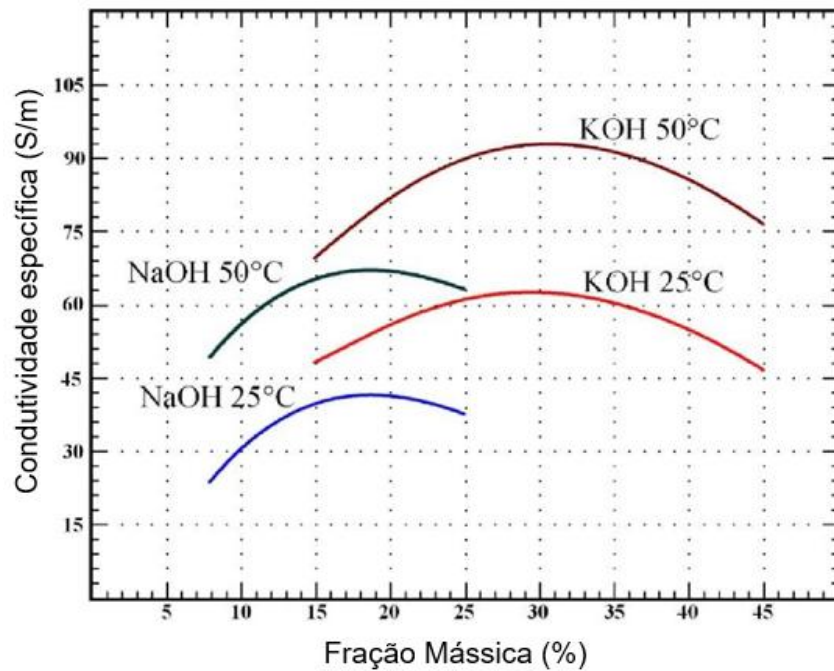
Antes de adentrar no funcionamento dos eletrolisadores alcalinos, cabe discorrer acerca da justificativa de utilizar o hidróxido de potássio ao invés do hidróxido de sódio. Apesar das duas substâncias apresentarem propriedades adequadas, o hidróxido de potássio é preferível pelos fabricantes devido à sua melhor condutividade quando comparado ao hidróxido de sódio, permanecendo com essas características mesmo com variações de temperatura.

O Gráfico 14 apresenta a curva da condutividade específica dos dois eletrólitos em função da temperatura e da fração mássica. As temperaturas analisadas foram 25°C e 50°C em concentrações de até 50% do produto.

É visto no Gráfico 14 que, independentemente dos produtos, a condutividade tende a melhorar com a temperatura pois a curva é transferida para regiões onde a condutividade específica é mais elevada. A curva característica apresenta um formato semelhante a uma parábola com concavidade para baixo, dessa forma, pode-se observar que há uma concentração ideal para cada produto com sua respectiva temperatura.

Analisando o Gráfico 14 percebe-se que o hidróxido de sódio atinge sua condutividade específica máxima em concentrações de 15% a 20%, para ambas as temperaturas. Em 25°C o NaOH atinge cerca de 42 S/m e 69 S/m para temperaturas de 50°C. Já o KOH atinge o valor de 63 S/m em uma temperatura menor, 25°C, e chega a 93 S/m a 50°C. Entretanto, diferente do NaOH, o hidróxido de potássio necessita de uma concentração maior para chegar ao pico de condutividade, cerca de 30%.

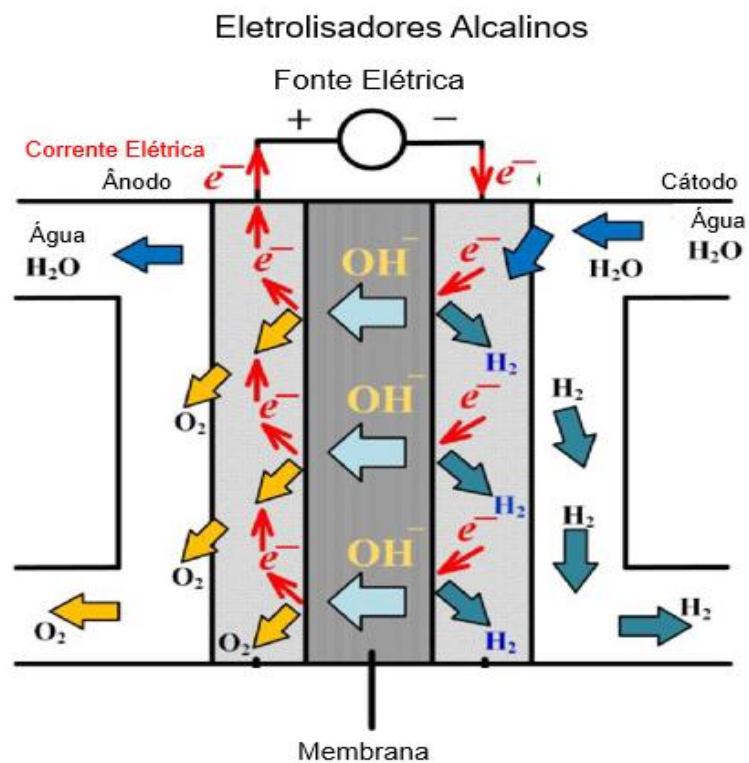
Gráfico 14: Comparação de eletrólitos.



Fonte: Gambou, adaptado. (2022).

Na Figura 2 é apresentado o modelo da eletrólise alcalina que consiste em eletrodos porosos mergulhados em um eletrólito mais água. As moléculas de água presentes na estrutura são posteriormente quebradas formando o hidrogênio e oxigênio.

Figura 2: Eletrolisador Alcalino.



Fonte: Gambou et. al., adaptado. (2022).

Área porosa na superfície do eletrodo permite a vaporização e o borbulhamento rápido do hidrogênio. O elétron entra na estrutura molecular da água e quebra a molécula, produzindo hidrogênio e duas moléculas de OH^- . O hidrogênio é gasoso e sobe, enquanto o OH^- circula pelo diafragma, que permite apenas a passagem dele. O OH^- doa o seu elétron no eletrodo para que o elétron circule e quebre a molécula da água no outro lado. Esses 2OH^- se combinam formando oxigênio, um pouco de água e elétrons.

O funcionamento dos eletrolisadores pode ser modelado do ponto de vista elétrico comparando suas características a propriedades elétricas. Assim, os efeitos, como perdas e sobretensões, ocorridos durante seu funcionamento podem ser analisados em forma de circuitos elétricos.

Acerca do exposto, Rodrigues et. al. (2023) menciona que

“o comportamento dos eletrolisadores é intrinsecamente governado por princípios físicos complexos. Do ponto de vista elétrico, esses eletrolisadores podem ser definidos como um circuito, onde cada componente contribui para seu funcionamento geral”.

O circuito elétrico equivalente do eletrolisador alcalino compreende em uma modelagem de resistências em série, capacitores e fontes de tensão reversa arranjados de forma a representar o caminho, bem como os obstáculos, da corrente elétrica entre os terminais do eletrolisador.

A Figura 3 mostra o esquema elétrico de um eletrolisador alcalino. A princípio, modelando a resistência do sistema, tem-se a presença de quatro resistores conectados em série simbolizando as perdas no sistema devido a resistência no terminal do cátodo (R_c) e ânodo (R_a), na membrana (R_{mem}) e a resistência do eletrólito (R_{ele}).

Essas resistências são um fator primordial que estabelece o custo de produção de hidrogênio. O avanço em tecnologias que minimizem essas perdas são fundamentais na evolução dos eletrolisadores alcalinos.

Acerca dos fatores que otimizam o processo, EGERT (2025) expõe que

“para reduzir o custo da produção de hidrogênio a partir das tecnologias alcalinas, é crucial aumentar a densidade de corrente operacional enquanto mantém ou diminui a tensão para aumentar o rendimento de hidrogênio e

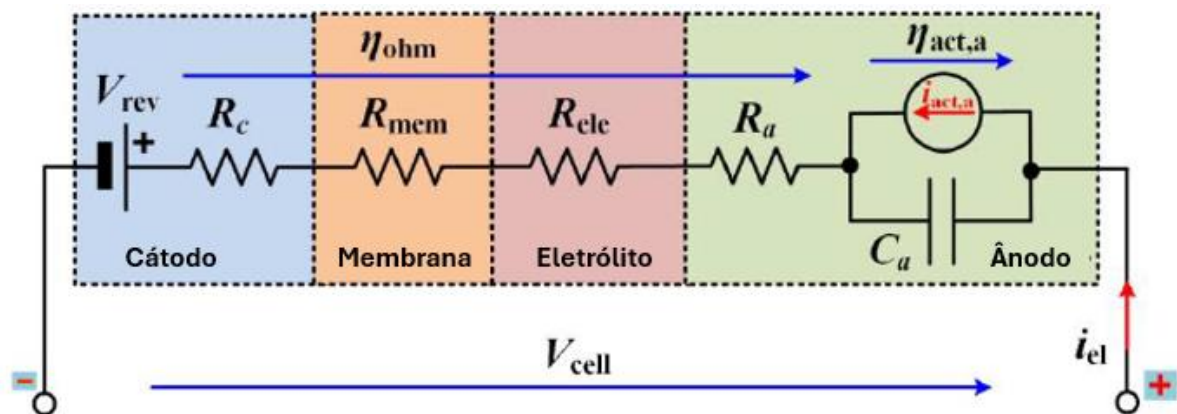
reduzir o consumo de energia. Tais esforços são focados na redução da resistência ôhmica em altas densidades de corrente por meio da implementação de membranas alcalinas.”

Há muitos estudos referentes a materiais com o intuito de minimizar perdas elétricas. Com relação a isso, Frederiksen et. al. (2023) afirma que

“a empresa Advanced Surface Plating (ASP) está se concentrando no desenvolvimento e produção de eletrodos de espuma de níquel de alto desempenho para eletrólise alcalina com base em galvanoplastia. A tecnologia diminui a tensão para a formação de hidrogênio e oxigênio, permitindo assim a dissociação da água em um potencial geral menor”.

Além das resistências, a Figura 3 exibe uma fonte de tensão reversa, V_{rev} . Essa fonte de tensão representa a tensão reversível do lado do cátodo onde o hidrogênio é gerado. Para finalizar o esquema, uma fonte de corrente ($i_{act,a}$) é conectada em paralelo com um capacitor, C_a , modelando a sobretensão de ativação e especialmente o efeito de dupla camada entre o eletrodo (ânodo ou cátodo) e o eletrólito.

Figura 3: Modelo elétrico do eletrolisador alcalino.



Fonte: Gambou et. al., adaptado. (2022).

A modelagem da tensão reversível mostrada na Figura 3 tem origem na equação da energia livre de Gibbs, cujo conteúdo envolve temperatura, variação de entropia e entalpia, pressão no eletrolisador e constante de Faraday.

Partindo do exposto, Gambou et. al. (2022) e Abdol Rahim (2016), enfatiza que

“a tensão reversível, que compreende como a tensão mínima para que a eletrólise ocorra, está relacionada com a energia livre de Gibbs cuja equação compreende em: $\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S$, onde, em condições padrão, a

temperatura é $T = 298,15 \text{ K}$, a pressão no eletrolisador é 1 atm , $\Delta S = 0,1631 \text{ kJ mol}^{-1}\text{K}^{-1}$ é a variação de entropia, $\Delta H = 285,84 \text{ kJ mol}^{-1}$ é a variação de entalpia.”

Dito isso, uma das variáveis da tensão reversível é a variação de energia de Gibbs. A tensão está demonstrada na equação 1:

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{n \cdot F} \quad (1)$$

Sendo que, $n = 2$ é o número de mols de elétrons transferidos por mol de hidrogênio, e $F = 96.485 \text{ C mol}^{-1}$ é a constante de Faraday.

Na mesma linha, Abomazid (2021) reiterou que

“algumas das quedas de potencial dos eletrolisadores são função da pressão e da temperatura, tornando possível a resposta do sistema a transientes. A tensão reversível é uma função da temperatura e da pressão e, sob condições operacionais padrão (25°C , 1 bar), seu valor é igual a **1,2 V**, de acordo com a equação da energia de Gibbs.

Em termos práticos, essa tensão reversível compreende na tensão mínima necessária para a molécula de água seja separada.

Complementando o exposto, Md. Biplob Hossain (2023) discorre que

“quando o eletrolisador executa serviços auxiliares de rede, como regulação de frequência e tensão, um transformador, um retificador e um conversor CC-CC são geralmente implantados para converter a rede CA em energia CC regulada. Este fornecimento de tensão contínua deve superar uma tensão reversível que faz com que a água se divida em oxigênio e hidrogênio no processo químico”.

Uma fonte de corrente (iact,a) conectado em paralelo com um capacitor C_a modela a sobretensão de ativação, mas especialmente o efeito de dupla camada entre o eletrodo (ânodo ou cátodo) e o eletrólito. Esse efeito de dupla camada é proveniente do espaço entre o eletrodo e o eletrólito, ou seja, pode ser considerado como uma resistência à passagem do elétron. Logo há uma tensão necessária para romper essa lacuna.

Acerca desse efeito de dupla camada, Song et. al. (2025) afirma que

“uma compreensão mais profunda das interfaces eletrificadas sólido/líquido de materiais policristalinos é crucial para otimizar dispositivos de conversão e armazenamento de energia, como células de combustível, eletrolisadores e supercapacitores. É um sistema complexo com muitos parâmetros

diferentes influenciando-o, como temperatura, potencial de eletrodo aplicado, composição do eletrodo e eletrólito, e a interação entre essas duas fases, que precisam de exploração mais detalhada”.

O efeito da dupla camada foi explicado de outra forma por Ursúa e Sanchis (2012), explanando que

“a interface eletrodo-eletrólito, onde a transferência elétrica ocorre, se comporta como um dielétrico durante as mudanças de velocidade das meias-reações redox. Como consequência, uma sobrecarga aparece na superfície do eletrodo que é compensada pelo acúmulo de íons de polaridade oposta no eletrólito. Essas duas camadas de carga oposta são chamadas de efeito de dupla camada”.

Por último, há quedas de tensões no decorrer da célula devido à resistência presente nos condutores, no eletrólito e membrana. Cada resistência é mensurada conforme as propriedades físico-químicas de cada parte percorrida pelos elétrons.

As resistências dos eletrodos, ânodos e cátodos, são determinadas a partir da equação 2 e 3:

$$R_a = \frac{1}{\sigma} \left(\frac{L_a}{S_a} \right), \quad (2)$$

$$R_c = \frac{1}{\sigma} \left(\frac{L_c}{S_c} \right), \quad (3)$$

Sendo que R_a e R_c representam, respectivamente, a resistência do ânodo e cátodo, σ é a condutividade do eletrodo que vai depender do material, L_a e L_c compreendem nas espessuras dos respectivos eletrodos e S_a e S_c , as suas seções transversais.

A resistência do eletrólito é composta por duas parcelas que devem ser consideradas. A primeira refere-se à resistência do próprio eletrólito e a segunda parcela está presente devido à formação de bolhas, que por sua vez, possuem resistência a passagem dos elétrons. A obtenção da resistência do eletrólito está disposta na equação 4:

$$R_{eletrólito} = R_{bolhas} + R_{eletrólito \text{ sem bolhas}} \quad (4)$$

Para calcular a resistência do eletrólito sem bolhas utiliza-se a equação 5:

$$R_{eletrólito \text{ sem bolhas}} = \frac{1}{\sigma_{eletrólito}} \left(\frac{d_{a,m}}{S_a} + \frac{d_{c,m}}{S_c} \right) \quad (5)$$

Sendo que $d_{a,m}$ e $d_{c,m}$ compreendem a distância anodo-membrana e cátodo-membrana respectivamente, assim como S_a e S_c são suas áreas se seções transversais.

A resistência devido às bolhas pode ser calculada utilizando a equação 6:

$$R_{bolhas} = R_{eletrólito \text{ sem bolhas}} \cdot \left(\frac{1}{(1 - \varepsilon)^{\frac{3}{2}}} - 1 \right) \quad (6)$$

Esse coeficiente depende das áreas efetiva e nominal do eletrodo, conforme está descrito na equação 7:

$$\varepsilon = 1 - \left(\frac{S_{efetiva}}{S_{eletrodo}} \right) \quad (7)$$

Para determinar a resistência da membrana, é utilizado uma equação que depende da temperatura em (K) e da área da membrana como está exposto na equação 8:

$$R_{mem} = \frac{d_{mem}}{\sigma_{mem} \cdot A_{mem}} \quad (8)$$

Em suma, a tensão nos terminais da célula do eletrolisador é a soma de todas essas quedas de tensão analisadas.

Nesse sentido, Khan; Golsorkhi; Ebel (2024) conclui que

“a queda de potencial na célula é equivalente à soma do potencial de ativação no ânodo e no cátodo, da tensão associada à resistência que representa a oposição de vários componentes da célula e do fluxo de elétrons, e da tensão reversível, que corresponde ao potencial gerado durante a eletrólise”.

Embora a tecnologia esteja madura, SONG (2021) ressalta que

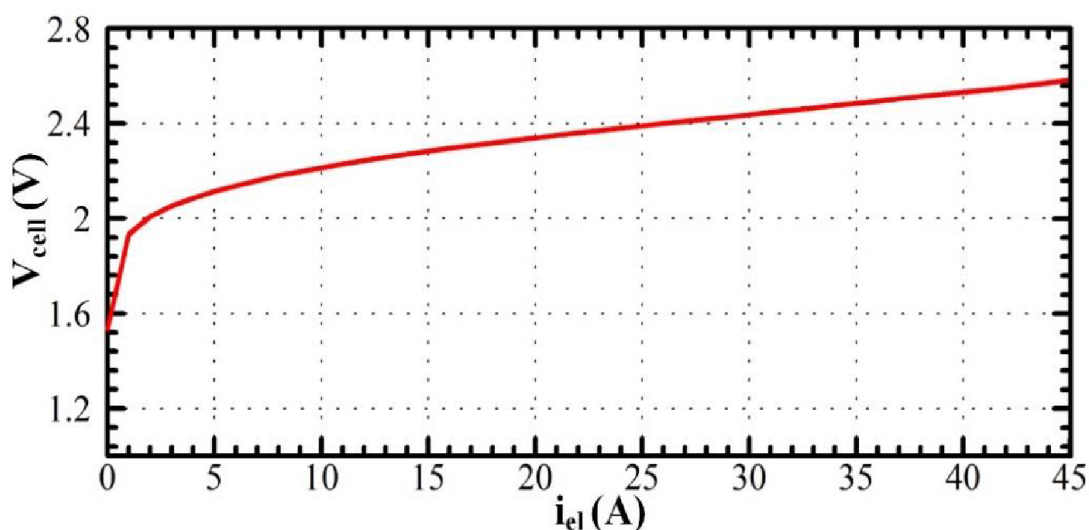
o sistema de eletrólise alcalina é difícil de iniciar ou alterar a carga rapidamente e não pode ajustar rapidamente a velocidade da produção de hidrogênio. Portanto, este sistema tem uma baixa adaptabilidade à energia renovável. Atualmente, o desenvolvimento de uma nova tecnologia A para melhorar a eficiência do sistema e a flexibilidade de controle é uma direção de pesquisa fundamental.

No mesmo sentido, ainda caracterizando os sistemas de eletrólise alcalinas, Pei et al. (2022), elenca que

os principais defeitos de um sistema de eletrólise alcalina da água são a grande área ocupada, o eletrólito corrosivo, os altos custos de manutenção nas fases posteriores e a elevada demanda por energia elétrica. Além disso, a eletrólise alcalina (AE) apresenta uma resposta dinâmica lenta e precisa cooperar com outros sistemas de armazenamento de energia (ESSs) para a produção de hidrogênio a partir de fontes de energia renováveis (RESs).

No Gráfico 15 é mostrado o comportamento da tensão na célula com o aumento da corrente elétrica. É possível notar que tensão na célula para uma corrente zero será igual a própria tensão reversível, que por sua vez dependerá da temperatura e pressão. Com o incremento de corrente, a tensão eleva-se rapidamente. Essa região do gráfico é compreendida como a região de ativação e, em seguida, a tensão tende a estabilizar na região ôhmica.

Gráfico 15: Região das tensões.



Fonte: Gambou et. al., adaptado. (2022).

4.1.2 Eletrolisador de Membrana por troca de prótons (PEM)

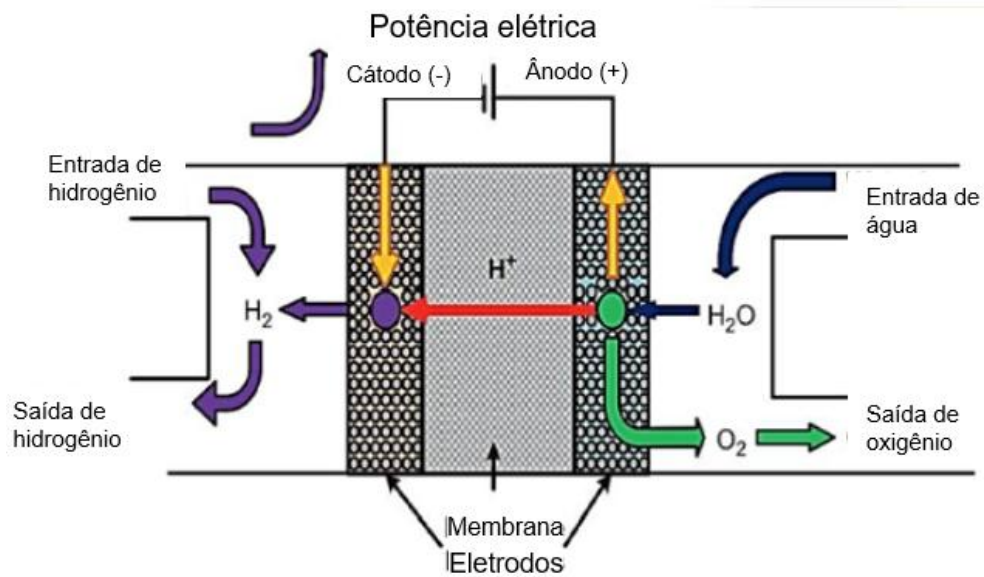
Os eletrolisadores PEM apesar de seguirem as premissas dos eletrolisadores alcalinos, possuem algumas peculiaridades. Os eletrolisadores PEM, como o próprio nome já diz, possuem uma membrana de troca de prótons permitindo que apenas os prótons se movimentem na célula e formem o hidrogênio.

Na Figura 4 é apresentado o esquema de funcionamento de uma célula eletrolítica com membrana por troca de prótons. É visto que a célula recebe água e, na presença dos elétrons proveniente de uma fonte externa, essa água divide-se em oxigênio e prótons H^+ que ultrapassarão a membrana. Do outro lado da membrana há a combinação do elétron com os prótons resultando na produção de hidrogênio.

O exposto foi mencionado por Shiva Kumar (2019), relatando que

“na eletrólise da água por **PEM** (*Proton Exchange Membrane*), a água é eletroquimicamente dividida em **hidrogênio** e **oxigênio** em seus respectivos eletrodos, sendo o **hidrogênio** gerado no **cátodo** e o **oxigênio** no **ânodo**. O processo ocorre com o **bombeamento de água** para o ânodo, onde ela é decomposta em **oxigênio (O_2)**, **prótons (H^+)** e **elétrons (e^-)**. Os **prótons atravessam a membrana condutora de prótons** em direção ao lado do cátodo. Os **elétrons** saem do ânodo através de um **circuito elétrico externo**, que fornece a força motriz (*voltagem da célula*) para a reação. No **cátodo**, os **prótons e elétrons** se recombina para formar **hidrogênio (H_2)**”.

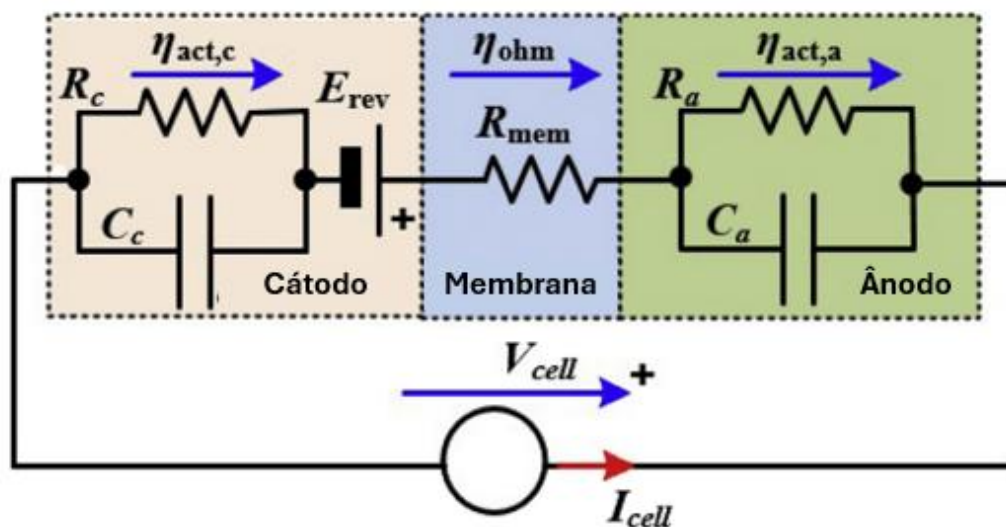
Figura 4: Eletrolisador PEM.



Fonte: Hossain, (2022), adaptada.

Semelhante à eletrolise alcalina, o eletrolisador PEM pode ser modelado por uma associação de resistores e capacitores. Na primeira análise da Figura 5 é perceptível a ausência do resistor representando a resistência do eletrólito, pois, apesar da membrana permanecer hidratada, não se utiliza eletrólito nesse tipo de tecnologia. Assim, o circuito é composto apenas pelos resistores do cátodo, ânodo e da membrana.

Figura 5: Modelo elétrico - Eletrolisador PEM.



Fonte: Hernández-Gómez, adaptado. (2020).

A tensão de ativação também é representada por um capacitor, porém dessa vez está paralelo com um resistor e não, uma fonte de corrente como a demonstrada na alcalina.

A sobretensão de ativação pode ser definida com base na expressão de Butler-Volmer conforme mostrado na equação 9, 10 e 11:

$$\eta_{ativação} = \eta_{ativação, ânodo} + \eta_{ativação, cátodo} \quad (9)$$

$$\eta_{ativação, ânodo} = \frac{R \cdot T}{\alpha_a \cdot z \cdot F} \cdot \log \left(\frac{i_a}{i_{0,a}} \right) \quad (10)$$

$$\eta_{ativação, cátodo} = \frac{R \cdot T}{\alpha_c \cdot z \cdot F} \cdot \log \left(\frac{i_c}{i_{0,c}} \right) \quad (11)$$

Sendo que R é a constante universal dos gases, z também é uma constante definida como coeficiente estequiométrico de valor igual a 2.

De acordo com Hernández-Gómez (2020),

“R = 8,314 J·K⁻¹·mol⁻¹ é a constante universal dos gases, e z é o coeficiente estequiométrico, **que se refere ao número de elétrons transferidos nas semirreações globais definidas pela lei de Faraday. O valor do coeficiente estequiométrico na eletrólise da água é 2. Os coeficientes de transferência de carga α_a (ânodo) e α_c (cátodo) têm o valor de 0,5 em reações simétricas**”.

A membrana também possui uma resistência, logo há uma queda de potencial. Acerca dessa perda, Schumann et. al. (2021) esclarece que

“o transporte de carga através da membrana causa uma perda de voltagem V_{ohm} , porque uma força é necessária para superar a resistência interna da membrana contra o transporte de prótons. A voltagem necessária para conduzir uma certa corrente de célula de combustível I_{fc} é: $V_{ohm} = I_{fc} \cdot R_{ohm}$ ”, onde R_{ohm} é a resistência da célula, que por sua vez, depende do comprimento e área da membrana.

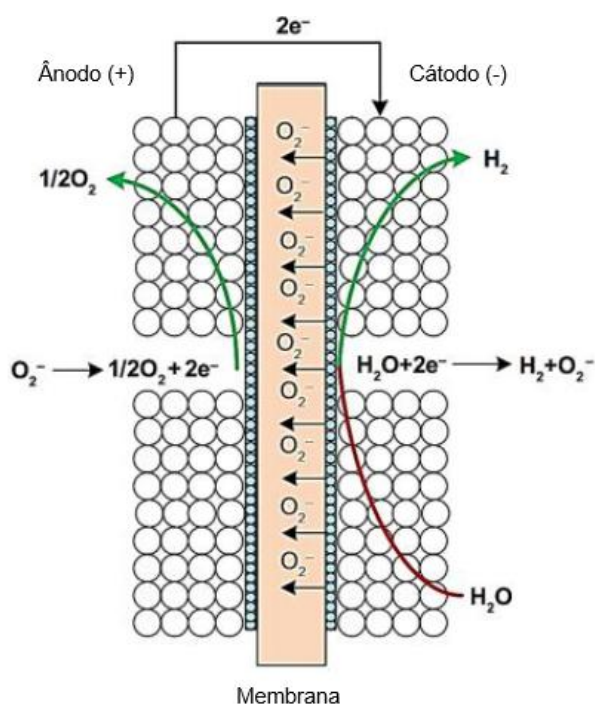
4.1.3 Eletrolisadores Óxido Sólido

Os eletrolisadores Óxido Sólido é uma tecnologia relativamente nova, mas que possui propriedades promissoras. Uma das principais diferenças está na sua membrana feita de material cerâmico.

A Figura 6 apresenta o esquema de produção de hidrogênio por meio de um Eletrolisador Óxido Sólido (SOE). Dessa vez, há o transporte de oxigênio através da membrana. O funcionamento compreende na união da água e os elétrons do cátodo que, por sua vez, vieram do anodo. A reação ocorre formando hidrogênio e O_2^- , e estes separam-se seguindo caminhos diferentes. O O_2^- ultrapassa a membrana formando meia molécula de oxigênio.

A respeito das características de funcionamento, os eletrolisadores óxido sólidos trabalham em pressões baixas, em torno de 15bar, porém a temperatura é bastante elevada ficando entre 650°C.

Figura 6: Eletrolisador Óxido Sólido.



Fonte: Buttler, 2018.

O circuito equivalente segue a mesma analogia para os demais, compreendendo em resistores paralelos a capacitores, bem como uma resistência central simbolizando a resistência da membrana, conforme mostrado na Figura 7.

Figura 7: Circuito Equivalente do Eletrolisador Óxido Sólido.



Fonte: Nakajima; Kitahara, (2016)

O Gráfico 16 apresenta um comparativo das três tecnologias abordadas relacionando a tensão com a densidade de corrente para a produção de hidrogênio. É possível notar que, quando comparada às outras tecnologias, a eletrólise Óxido Sólido atinge altas densidades de corrente dentro da faixa de tensão definida, em segundo lugar fica para a eletrólise PEM e, por último, a eletrólise alcalina.

Acerca da faixa de tensão, para maximizar a eficiência global, os sistemas de eletrólise devem operar próximos ao potencial termoneutral, que é de 1,29 V para vapor e 1,47 V para CO₂. Esse potencial corresponde ao ponto em que o resfriamento resultante da natureza endotérmica da eletrólise é compensado pelo aquecimento Joule gerado pelas resistências internas da célula. (MOGENSEN, 2020)

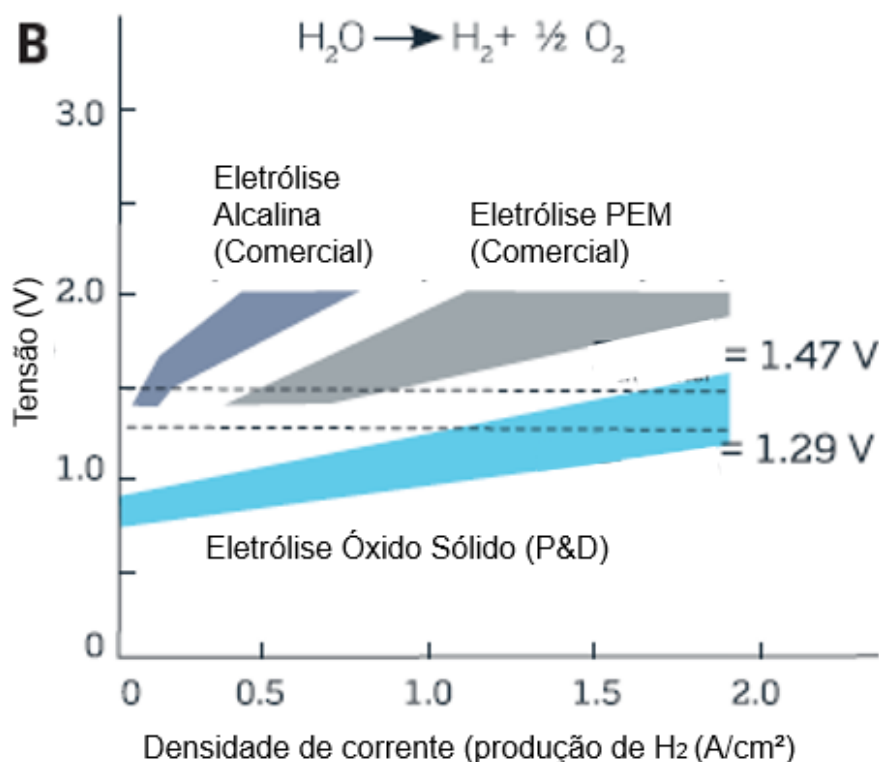
A divisão de hidrogênio e oxigênio é termodinamicamente desfavorável em temperatura ambiente, logo o processo acontece em um ambiente adiabático na presença de uma corrente elétrica. Nesse ambiente adiabático, a tensão termoneutra é a tensão necessária para que não haja geração ou absorção de calor durante o processo. (ELMAIHY et al., 2024)

Na mesma linha, Ni; Leung; Leung (2008), confirmando e complementado por Olivier; Bourasseau; Bouamama (2017), explica que

a produção de calor depende do ponto de operação do conjunto de células. De fato, assim que a corrente se torna diferente de zero, a tensão da célula é maior que a tensão termoneutral. Portanto, a parte energética não compensável é fornecida pela dissipação dos processos irreversíveis, e o conjunto de células está operando em modo exotérmico, enquanto a reação de eletrólise da água é endotérmica.

Esse resultado mostra o potencial dos, ainda em desenvolvimento, eletrolisadores Óxido Sólido. A eficiência do sistema desses eletrolisadores tendem a ser melhor que as outras tecnologias.

Gráfico 16: Comparativo de tensões dos eletrolisadores.



Hauch et. al., adaptado (2020)

4.2 Acionamentos dos Eletrolisadores de Potência

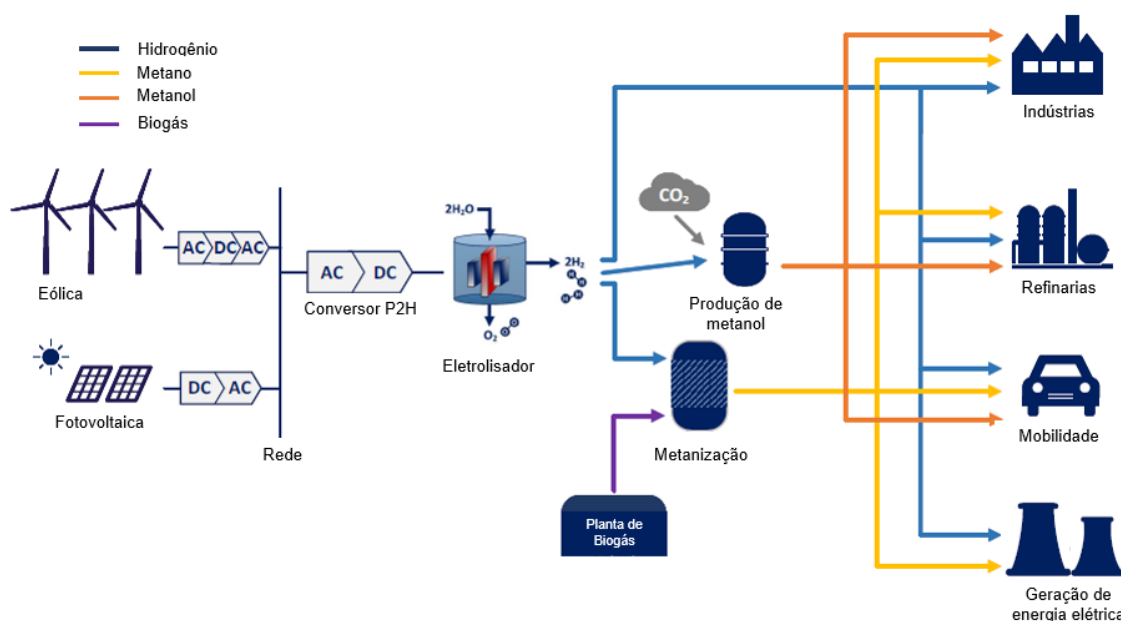
Para a conexão desses eletrolisadores à rede é fundamental que haja uma estrutura adequada para que não ocorra surtos de energia elétrica, pois assim como as máquinas rotativas, os eletrolisadores também causam distúrbios na rede no momento da partida.

A qualidade da energia, eficiência, custo e confiabilidade são algumas das métricas críticas de desempenho do sistema de energia para a produção de hidrogênio, que podem ser significativamente afetadas pela topologia dos conversores desses sistemas.

O sistema de entrada de energia elétrica para os eletrolisadores está em constante estudo para a realização de adaptações que visam atenuar os problemas na energia elétrica.

A Figura 8 esquematiza o caminho da energia elétrica até o eletrolisador e as destinações do hidrogênio após a eletrólise. Sabe-se que o eletrolisador funciona em corrente contínua, logo, a energia vinda da rede precisa ser convertida de corrente alternada para contínua. Nesse ponto que entra os conversores, porém, apesar de cumprir com sua função, trazem problemas para a rede como, por exemplo, a alteração do fator de potência.

Figura 8: Cadeia de produção do hidrogênio.



Fonte: Chen (2022).

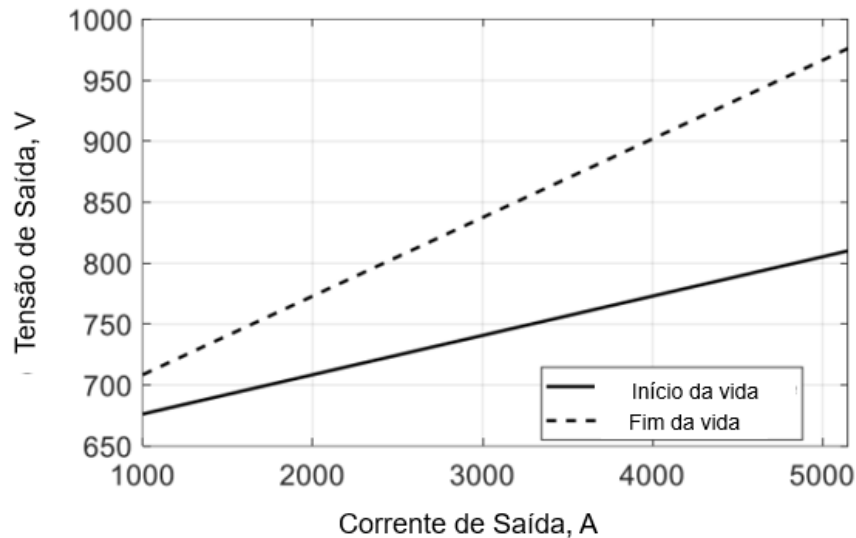
De acordo com Chen et. al (2022),

“os requisitos gerais de um conversor de frequência compreendem em tensão de saída está na faixa de 640–1000 V devido a variações do nível de corrente e degradação do eletrolisador. A potência de saída pode atingir 10 MW usando dois conjuntos de pilhas de eletrolisadores de 5 MW, com uma classificação de corrente de carga de até 5 kA para cada”.

O Gráfico 17 mostra, em épocas distintas, o nível de tensão nos terminais do eletrolisador na medida que a corrente aumenta. Um dos cenários aborda o início da vida útil do eletrolisador, em linha contínua, e o outro cenário mostra a tendência da tensão no fim da vida útil, em linha tracejada.

Realizando a comparação entre as duas épocas, no Gráfico 17, é visto que a tensão no fim da vida útil é bem maior que no início da vida. Isso acontece por conta do desgaste que naturalmente ocorre nos equipamentos fazendo com que a resistência aumente e assim, a queda de tensão é maior.

Gráfico 17: Análise das tensões de saída.

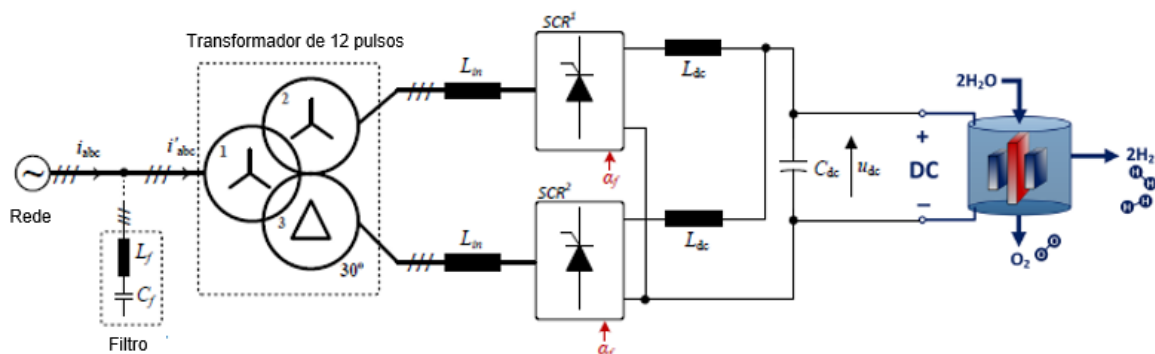


Fonte: Chen (2022).

Acerca dos conversores, houve uma evolução na busca de melhorias que mitiguem os problemas na rede. Inicialmente é importante apresentar uma configuração que, embora já esteja muito madura no mercado, detém muitas desvantagens do ponto de vista elétrico. Trata-se dos retificadores tiristores de 12 pulsos, cuja topologia está presente na Figura 9.

Esses retificadores possuem na entrada um transformador para eliminar as harmônicas de 5ª e 7ª ordem. No secundário do transformador há dois retificadores tiristores que, ao regular o ângulo de fase, é possível ajustar a corrente que vai para o eletrolisador. Esse circuito possui um baixo fator de potência e, por isso, é necessário a utilização de outras técnicas que elevem o fator de potência. O custo desse retificador é baixo comparado com outros modelos. Além disso, ele consegue ser utilizado em correntes elevadas.

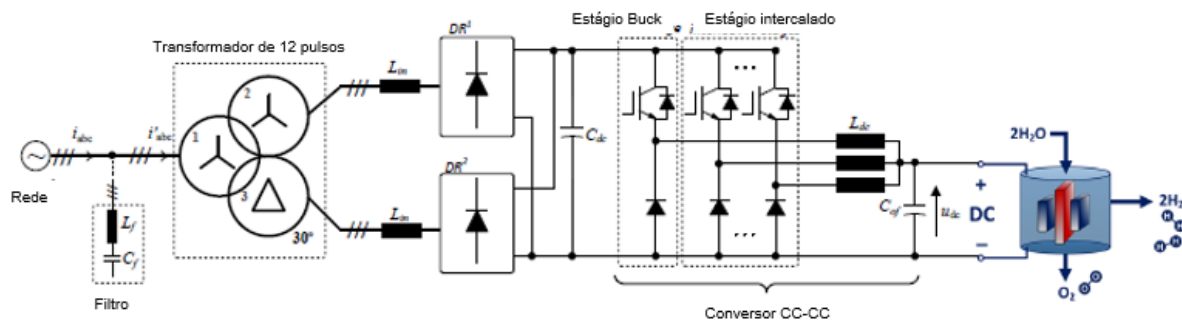
Figura 9: Retificador 12 pulsos.



Fonte: Chen (2022).

Um outro retificador desenvolvido compreende no retificador a diodos de 12 pulsos com chopper multifásico e filtro passivo sintonizado (12-DRMC), como mostrado da Figura 10. Ele já possui um fator de potência elevado quando comparado ao 12-TR, porém a qualidade de energia ainda não é tão satisfatória.

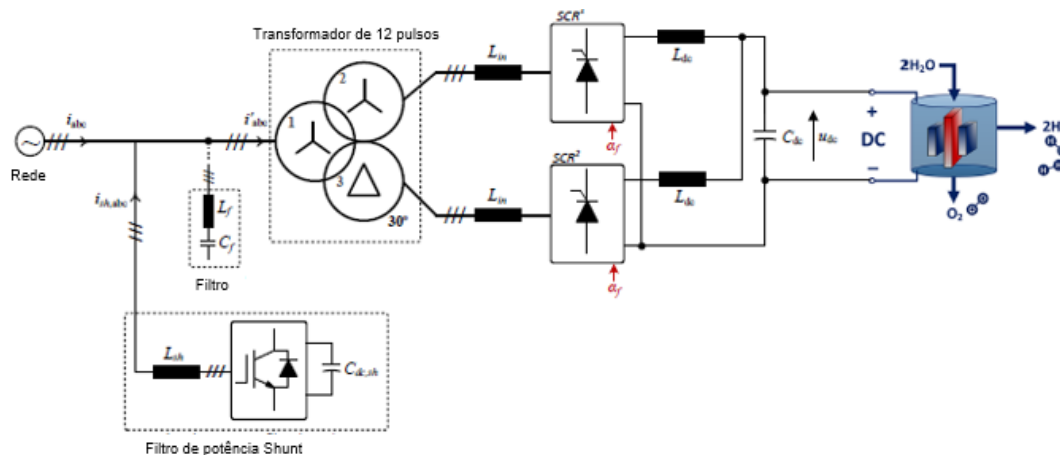
Figura 10: Retificador 12-DRMC.



Fonte: Chen (2022).

Visando a sobressalência de vantagens referidos aos modelos 12-TR e 12-DRMC, foi imposto uma terceira topologia com a adição de um novo filtro de potência Shunt denominado como retificador tiristor de 12 pulsos com filtro de potência shunt ativo (12-TRASPF), como mostrado na Figura 11. Com essa tecnologia, os problemas de qualidade de energia do 12-TR são reduzidos, entretanto, o custo é mais elevado.

Figura 11: Retificador 12-TRASPF.



Fonte: Chen (2022).

Por último, é visto na Figura 12 um retificador de potência denominado como retificador de entrada ativa (AFE) em que é utilizado um conversor B6 com 3 pontes

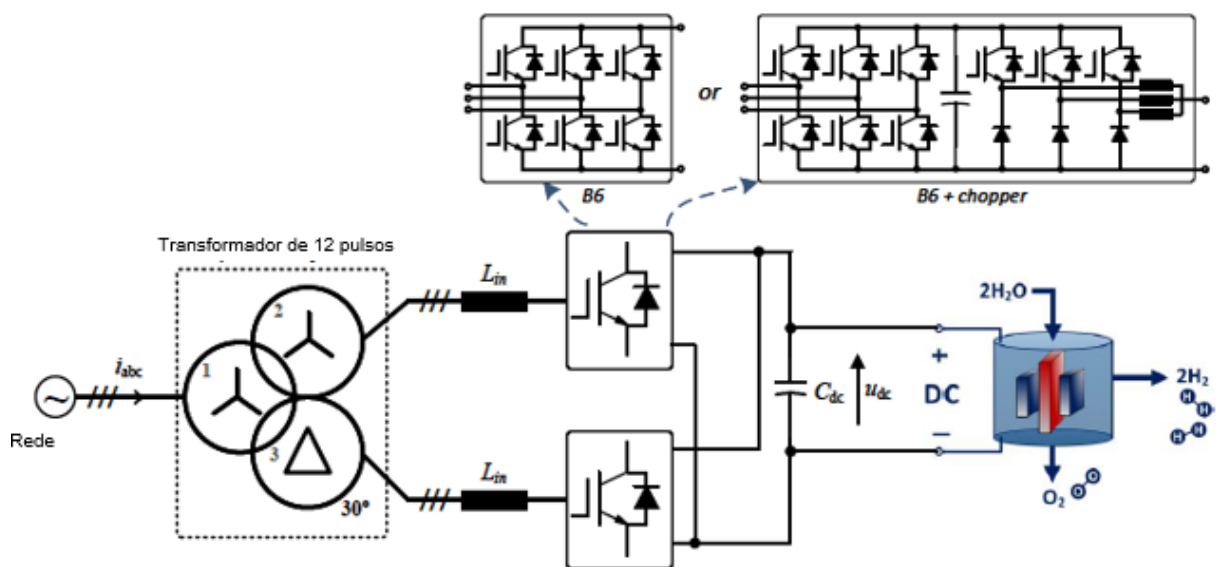
de meia onda formado por IGBTs, além disso, pode haver outra configuração como a B6+chopper.

Acerca dos conversores B6, Qin, Loh e Frede Blaabjerg (2015) explica que

“o conversor B6 usa seis interruptores divididos igualmente entre as pernas trifásicas. Ele tem sido comumente usado como um retificador ou inversor trifásico, principalmente em condições balanceadas. A conversão trifásica, no entanto, não é a única área onde o conversor B6 tem sido usado. A mesma topologia foi tentada para desacoplamento de energia monofásica e conversão monofásica CA–CC–CA, onde interruptores comparativamente menores são necessários”.

O fator de potência dos AFE é muito próximo de 1, porém o chaveamento é bem mais complexo.

Figura 12: Retificador AFE.



Fonte: Chen (2022).

5 CONCLUSÃO

A constante evolução da capacidade instalada de fontes renováveis no mundo representa um avanço fundamental por um sistema de energia mais sustentável, com menores impactos ambientais. Todavia, a dependência dessas fontes a fatores climáticos traz desafios ao sistema elétrico, principalmente nos períodos de maior demanda. Com isso, o hidrogênio surge como uma alternativa viável, do ponto de vista técnico, permitindo o armazenamento e flexibilizando a utilização da energia renovável independente da oferta de energia instantânea.

Um ponto crucial abordado neste trabalho refere-se a energia elétrica vertida em diversas partes do mundo. Foram analisadas as projeções de oferta e demanda em alguns países, realizando comparações da parcela de energia vertida atualmente e em anos posteriores. Percebeu-se que a quantidade de energia vertida diminui ao longo dos anos, resultando na indisponibilidade de margem entre a geração e o consumo em determinados horários e a folga excessiva em outros. Essa conclusão evidencia a necessidade de mecanismos de armazenamento para equilibrar o sistema.

O trabalho também buscou explorar as principais tecnologias de eletrolisadores, com ênfase em seus modelos elétricos e na forma como convertem energia elétrica em hidrogênio. Além disso, foram apresentados os sistemas de acionamentos utilizados nos eletrolisadores de potência e suas evoluções fundamentais para garantir o controle e a eficiência no processo de conversão.

Conclui-se que o hidrogênio verde, apesar de ter um grande potencial, ele possui obstáculos que precisam ser superados. A melhoria da eficiência das tecnologias de eletrólise, dos métodos de conversão de energia nos acionamentos e principalmente, a melhoria dos métodos de armazenamento.

5.1 Trabalhos futuros

Pesquisas futuras podem se concentrar em analisar os métodos de armazenamento do hidrogênio verde, bem como a eficiência de cada um deles na geração de energia elétrica. Outro ponto relevante consiste no estudo das plantas de hidrogênio verde e nas tecnologias capazes de converter o hidrogênio em energia elétrica.

6 REFERÊNCIAS

ABANADES, S. et al. A conceptual review of sustainable electrical power generation from biogas. **Energy science & engineering**, v. 10, n. 2, p. 630–655, 2022.

ABDOL RAHIM, A. H. et al. An overview of polymer electrolyte membrane electrolyzer for hydrogen production: Modeling and mass transport. **Journal of Power Sources**, v. 309, p. 56–65, mar. 2016.

ABOMAZID, A. M.; EL-TAWHEEL, N. A.; HANY. Novel Analytical Approach for Parameters Identification of PEM Electrolyzer. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 18, n. 9, p. 5870–5881, 7 dez. 2021.

ALAM, M. S. et al. High-Level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions. **IEEE access: practical innovations, open solutions**, v. 8, p. 190277–190299, 2020.

AUSTRALIAN. Daniel Westerman. Australian Energy Market Operator-Aemo. **Integrated System Plan**: for the national electricity market. [S. L.]: Aemo, 2022. 104 p.

BARTHELEMY, H.; WEBER, M.; BARBIER, F. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 11, p. 7254–7262, 16 mar. 2017.

BEZERRA, Francisco Diniz. Hidrogênio verde: nasce um gigante no setor de energia. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, ano 6, n.212, dez. 2021. (Caderno Setorial ETENE).

BRASIL. Alexandre Nunes Zucarato. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN**. [S. L.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023. 50 p.

BRASIL. IBAMA. Programa de controle de emissões veiculares (Proconve). 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/emissoes-e-residuos/emissoes/programa-de-controle-de-emissoes-veiculares-proconve>.

BUTTLE, A.; SPLIETHOFF, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. 3, p. 2440–2454, fev. 2018.

CHEN, M. et al. Overview of Power Electronic Converter Topologies Enabling Large-Scale Hydrogen Production via Water Electrolysis. **Applied Sciences**, v. 12, n. 4, p. 1906, 11 fev. 2022.

CHENG, L.; GUO, Z.; XIA, G. A review on research and technology development of green hydrogen energy systems with thermal management and heat recovery. **Heat transfer engineering**, p. 1–23, 2023.

COUTINHO, Beatriz de Castro. Armazenamento de Hidrogênio no Estado Líquido. 2023. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, Portugal, 2023.

DHASS, A. D. et al. A review on factors influencing the mismatch losses in solar photovoltaic system. **International journal of photoenergy**, v. 2022, p. 1–27, 2022.

Diretiva - 2009/28 - EN - renewable energy directive - EUR-Lex. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>>. Acesso em: 11 ago. 2024.

EGERT, F. et al. Intensification of alkaline electrolyzer with improved two-phase flow. **Advanced energy materials**, 2025.

ELAHIFAR, S.; ASSAREH, E.; MOLTAMES, R. Exergy Analysis and Thermodynamic Optimization of a steam power plant- Based Rankine cycle system Using Intelligent Optimization Algorithms. **Australian Journal of Mechanical Engineering**, v. 20, n. 1, p. 54–65, 10 set. 2019.

ELMAIHY, A. et al. Thermodynamic modeling of alkaline water electrolyzer and assessment of reported cell voltages correlations at low temperature and atmospheric pressure: Critical review. **Journal of energy storage**, v. 96, p. 112674–112674, 1 ago. 2024.

ETILER, N. et al. Health impact assessment of a proposed coal-fired power plant in Turkiye. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 42, n. 1, p. 56–69, 2 jan. 2024.

EUROPEAN COMMISSION. **COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU Plan**.

EUROSTAT. **23% of energy consumed in 2022 came from renewables**. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20231222-2>>. Acesso em: 11 ago. 2024.

FREDERIKSEN, M. L. et al. Improved performance of electrodes for alkaline electrolysis. **Transactions of the IMF**, v. 101, n. 3, p. 115–117, 20 abr. 2023.

GAMBOU, Frank; GUILBERT, Damien; ZASADZINSKI, Michel; RAFARALAHY, Hugues. A Comprehensive Survey of Alkaline Electrolyzer Modeling: electrical domain and specific electrolyte conductivity. **Energies**, [S.L.], v. 15, n. 9, p. 3452, 9 maio 2022.

GHAZVINI, M. et al. Geothermal energy use in hydrogen production: A review. **International Journal of Energy Research**, 7 ago. 2019.

HAUCH, A. et al. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. **Science**, v. 370, n. 6513, 9 out. 2020.

HEKIM, M.; CETIN, E. Energy analysis of a geothermal power plant with thermoelectric energy harvester using waste heat. **International Journal of Energy Research**, v. 45, n. 15, p. 20891–20908, 12 ago. 2021.

HERNÁNDEZ-GÓMEZ, Á.; RAMIREZ, V.; GUILBERT, D. Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. **International journal of hydrogen energy**, v. 45, n. 29, p. 14625–14639, 2020.

HOSSAIN, M. K. et al. **A Review of Applications, Prospects, and Challenges of Proton-Conducting Zirconates in Electrochemical Hydrogen Devices** nov. 2022

HUO, E.; XIN, L.; WANG, S. Thermal stability and pyrolysis mechanism of working fluids for organic Rankine cycle: A review. **International Journal of Energy Research**, v. 46, n. 14, p. 19341–19356, 12 ago. 2022.

IEA. **Power systems in transition: challenges and opportunities ahead for electricity security.** [S. L.]: Iea, 2020. 70 p.

KALAMARAS, C. M.; EFSTATHIOU, A. M. Hydrogen production technologies: Current state and future developments. *Conference Papers in Energy*, v. 2013, p. 1–9, 2013.

KHAN, M. A.; GOLSORKHI, M. S.; EBEL, T. Modeling the Operational Dynamics of Alkaline Electrolyzer. p. 1–6, 18 nov. 2024.

KHAN, R. Z. et al. Impact of renewable and non-renewable energy consumption, economic growth, and ICT on environmental degradation: Evidence from Asia Pacific Economic Cooperation countries. **International journal of green energy**, p. 1–17, 2025.

LIMA. S. G. Fatores de decisão de investidores no setor de energia: comparação entre renováveis e não renováveis. 2019. 39 f. Monografia (Graduação em Finanças) - Faculdade de Economia, Administração, Atuária e Contabilidade, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

LIN, H. Y. et al. Oxygen evolution electrocatalysts for the proton exchange membrane electrolyzer: Challenges on stability. **Small methods**, v. 6, n. 12, p. e2201130, 2022.

MABRAK, H. et al. Hydrogen Production by Water Electrolysis: Review. 29 ago. 2023.

MD RASEL AHMED; BARUA, T.; DAS, B. K. A comprehensive review on techno-environmental analysis of state-of-the-art production and storage of hydrogen energy: challenges and way forward. v. 45, n. 2, p. 5905–5937, 14 maio 2023.

MD. BIPLOB HOSSAIN et al. Dynamic Electrical Circuit Modeling of a Proton Exchange Membrane Electrolyzer for Frequency Stability, Resiliency, and Sensitivity

Analysis in a Power Grid. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 59, n. 6, p. 7271–7281, 1 nov. 2023.

MOGENSEN, M. B. Thermodynamics of high temperature H₂O and CO₂ electrolysis. **figshare**, 2020.

MUTTITT, G.; KARTHA, S. Equity, climate justice and fossil fuel extraction: principles for a managed phase out. **Climate Policy**, v. 20, n. 8, p. 1–19, 31 maio 2020.

NAKAJIMA, H.; KITAHARA, T. Real-Time Electrochemical Impedance Spectroscopy Diagnosis of the Marine Solid Oxide Fuel Cell. **Journal of Physics Conference Series**, v. 745, p. 032149–032149, 1 set. 2016.

NEVES, P. C. P. DAS; CORRÊA, D. S.; CARDOSO, J. R. A classe mineralógica das combinações orgânicas associadas ao hidrogênio. *Terrae didactica*, v. 4, n. 1, p. 51, 2015.

NI, M.; LEUNG, M. K. H.; LEUNG, D. Y. C. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. **Energy Conversion and Management**, v. 49, n. 10, p. 2748–2756, out. 2008.

OLIVIER, P.; BOURASSEAU, C.; BOUAMAMA, PR. B. Low-temperature electrolysis system modelling: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 280–300, out. 2017.

Pei, W., Zhang, X., Deng, W., Tang, C., & Yao, L. (2022). *Review of Operational Control Strategy for DC Microgrids with Electric-hydrogen Hybrid Storage Systems*. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(2), 329–346. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.06960>

QIN, Z.; LOH, P. C.; FREDE BLAABJERG. Modulation Schemes for Single-Phase B6 Converters With Two Asymmetrical Terminal Voltages. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 1, p. 49–59, 4 ago. 2015.

RODRIGUES, A. T. et al. Simplified Electrical Modeling of an Alkaline Electrolyzer for Application in Simulations with Power Converters. p. 1–5, 26 nov. 2023.

SCHUMANN, M. et al. Modeling and experimental parameterization of an electrically controllable PEM fuel cell. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 56, p. 28734–28747, 15 jul. 2021.

SHIVA KUMAR, S.; HIMABINDU, V. Hydrogen Production by PEM Water Electrolysis – A Review. **Materials Science for Energy Technologies**, v. 2, n. 3, mar. 2019.

SONG, K. et al. Influence of the Electrolyte pH on the Double Layer Capacitance of Polycrystalline Pt and Au Electrodes in Acidic Solutions. **ChemElectroChem**, 31 jan. 2025.

SONG, X. et al. Problems and Technology Development Trends of Hydrogen Production from Renewable Energy Power Electrolysis - A Review. 22 out. 2021.

SULEMAN, F.; DINCER, I.; AGELIN-CHAAB, M. Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options. *International journal of hydrogen energy*, v. 40, n. 21, p. 6976–6987, 2015.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Hydrogen storage. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>>. Acesso em: 2 fev. 2025.

UEKERT, T.; WIKOFF, H. M.; BADGETT, A. Electrolyzer and fuel cell recycling for a circular hydrogen economy. **Advanced sustainable systems**, v. 8, n. 4, 2024.

URSÚA, A.; SANCHIS, P. Static–dynamic modelling of the electrical behaviour of a commercial advanced alkaline water electrolyser. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 24, p. 18598–18614, dez. 2012.

VARGHESE, S. et al. The Impacts of Distinct Flexibility Enhancements on the Value and Dynamics of Natural Gas Power Plant Operations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 6, p. 5803–5813, nov. 2021.

VEIGA, L. E. T. **Hidrogénio Verde e sua Implementação no Sistema Elétrico Nacional**. [s.l.] FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO, out. 2022.

VON ZUBEN, T. et al. Is hydrogen indispensable for a sustainable world? A review of H₂ applications and perspectives for the next years. **Journal of the Brazilian Chemical Society**, 2022.

WANG, R.; ZHANG, R. Techno-economic analysis and optimization of hybrid energy systems based on hydrogen storage for sustainable energy utilization by a biological-inspired optimization algorithm. *Journal of Energy Storage*, v. 66, p. 107469, ago. 2023.

WIDERA, B. Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications. **Thermal Science and Engineering Progress**, v. 16, p. 100460, maio 2020.

ZARROUK, S. J.; MOON, H. Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. **Geothermics**, v. 51, p. 142–153, jul. 2014.

ZHAO, N. et al. Model predictive based frequency control of power system incorporating air-conditioning loads with communication delay. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 138, p. 107856–107856, 6 jan. 2022.