

FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM ELEVADA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS: PLANEJAMENTO, ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS E UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO

Monilson de Sales Costa¹, Walter Viana de Sousa², Rafael Jucá Sancho Nogueira², Rebeca Catunda Pereira², Fernando Wesley Silva de Oliveira², Thiago Mota Vieira¹

¹Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Sergipe - IFS, Aracaju-SE, Brasil (monilson.costa@ifs.edu.br)

²Universidade Federal do Ceará - UFC, Fortaleza-CE, Brasil

Resumo: A crescente necessidade de descarbonização tem impulsionado a expansão da participação de fontes renováveis variáveis (VREs) nos sistemas elétricos. Neste cenário, este artigo analisa os desafios da flexibilidade operacional diante da elevada participação de energia eólica e solar, destacando o papel de recursos como resposta à demanda, armazenamento de energia e hidrogênio verde. A análise evidencia que tais recursos contribuem para mitigar os efeitos da intermitência e variabilidade da geração renovável, aumentar a confiabilidade e a estabilidade operacional do sistema elétrico e favorecer uma transição energética mais segura, eficiente e sustentável.

Palavras-chave: Energias Renováveis Variáveis; Estabilidade; Flexibilidade; Hidrogênio; Sistema Elétrico de Potência.

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, tem-se observado a ocorrência de diversos eventos climáticos extremos em todo o mundo, tendo como exemplo mais recente as chuvas intensas que atingiram o Rio Grande do Sul entre o final de abril e o começo de maio de 2024, resultando em uma das maiores tragédias experienciadas pelo estado. Este cenário acentuou, nas últimas décadas, a preocupação global com as mudanças climáticas, impulsionando o desenvolvimento de diversas ações e estratégias para mitigar as emissões dos principais causadores dessas mudanças: os Gases de Efeito Estufa - GEE.

De acordo com a *International Energy Agency* - IEA (2021), diversos países assumiram o compromisso de reduzir as emissões globais de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas com a energia até 2050. Em 2015, o Acordo de Paris foi um marco no qual 196 países se comprometeram a reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa, a fim de limitar o aquecimento global a 1,5°C (Simões et al., 2021).

Segundo Bello et al. (2023), em 2020 o Brasil emitiu 2,16 bilhões de toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq), figurando entre os principais emissores globais anuais. Entretanto, em termos per capita, o país apresenta baixa intensidade de emissões, com média de 1,9 tCO₂eq por habitante, valor equivalente a aproximadamente 1/7 das emissões de um norte-americano e 1/3 das emissões de um europeu ou de um chinês. Além disso, as emissões brasileiras estão

associadas principalmente às mudanças no uso da terra (desmatamento) e à agropecuária, que juntas representam 73% das emissões nacionais, e não à geração de energia.

A Figura 1 apresenta três cenários de emissões de gases de efeito estufa para o período de 2020 a 2050: Transição Brasileira (TB), Transição Alternativa (TA) e Transição Global (TG). Nos cenários TB e TA, a neutralidade líquida de emissões é alcançada em 2050, o que implica zerar as emissões de CO₂ por volta de 2040. Já o cenário TG adota uma trajetória compatível com o orçamento global de carbono de 400 Gt CO₂eq, necessário para limitar o aumento da temperatura média global a 1,5°C.

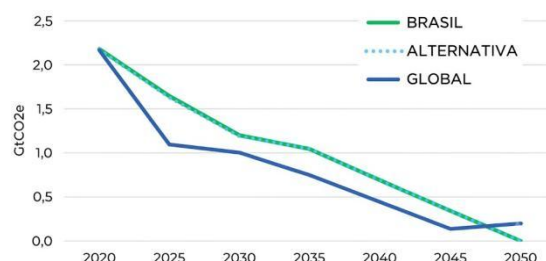


Figura 1. Emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE, 2020-2050 (Adaptado de Bello et al. (2023)).

O cenário TB representa uma trajetória custo-eficiente para atingir a neutralidade de carbono até

2050, considerando os compromissos da *Nationally Determined Contribution* - NDC, os recursos disponíveis e as expectativas de custos tecnológicos. O cenário TA explora uma trajetória tecnológica alternativa, incorporando as incertezas associadas às mudanças climáticas e à difusão de novas tecnologias. Por fim, o cenário TG enfatiza a contribuição potencial do Brasil para a meta global de limitar o aquecimento a 1,5°C até 2100, em relação aos níveis pré-industriais.

Complementarmente, a Figura 2 apresenta a evolução das emissões de CO₂, de forma isolada, para esses três cenários ao longo do mesmo horizonte temporal (2020–2050).

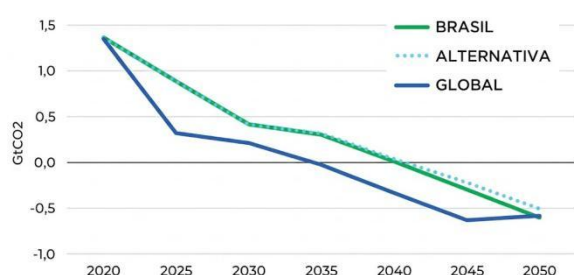


Figura 2. Emissões de CO₂, 2020-2050 (Adaptado de Bello et al. (2023)).

Os cenários apresentados evidenciam que o alcance das metas de neutralidade de carbono depende de profundas transformações no setor energético e nos demais setores emissores. Nesse contexto, a transição energética representa uma mudança fundamental nos processos de utilização da energia, tanto para uso industrial quanto para a geração de energia elétrica, substituindo fontes fósseis altamente poluentes, como carvão e petróleo, por fontes renováveis e limpas, como a eólica e a solar. Contudo, as incertezas decorrentes da integração em larga escala das VREs trazem diversos desafios para a operação segura e estável dos Sistemas Elétricos de Potência - SEP.

Diante desses desafios, torna-se necessário que o sistema elétrico disponha de recursos capazes de responder às variações rápidas de geração e demanda, garantindo sua operação segura e confiável. Nesse contexto, a flexibilidade destaca-se como um dos principais requisitos para viabilizar a elevada inserção de fontes renováveis variáveis.

A flexibilidade sempre foi considerada um parâmetro crucial, tanto para o planejamento quanto para a operação do SEP, e suas definições são bastante amplas. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2022a), a flexibilidade é definida como sendo a capacidade de atender às oscilações bruscas de carga, e complementa que é um componente essencial para se garantir a

confiabilidade, estabilidade e a própria segurança energética do Sistema Interligado Nacional - SIN, à medida que aumenta a proporção de renováveis e o novo mercado de energia se consolida.

A *International Energy Agency* - IEA (2019) define a flexibilidade como a capacidade de um sistema de energia de gerenciar de forma confiável e econômica a variabilidade e a incerteza da demanda e do fornecimento em todas as escalas de tempo relevantes, desde garantir a estabilidade instantânea do sistema de energia até apoiar a segurança do fornecimento a longo prazo. Assim, a flexibilidade sempre foi uma característica essencial dos sistemas elétricos. Entretanto, com o aumento da participação das VREs, especialmente das fontes eólica e solar, cuja geração é marcada por elevada variabilidade e limitada previsibilidade, sua importância torna-se ainda maior. Nesse contexto, a flexibilidade passa a desempenhar um papel fundamental na promoção da transição para sistemas energéticos mais limpos, confiáveis, resilientes e economicamente sustentáveis.

Nesse contexto, os sistemas de energia baseados em hidrogênio têm se destacado como uma alternativa promissora para fornecer flexibilidade ao SEP e, conseqüentemente, ampliar a capacidade de integração das VREs. De acordo com Madi et al. (2023), a variabilidade da geração proveniente dessas fontes decorre da natureza imprevisível das condições climáticas, como a irradiação solar e a velocidade do vento, ocasionando descompassos entre a oferta e a demanda de energia.

Assim, a integração de sistemas de produção de hidrogênio apresenta-se como uma estratégia eficiente para converter o excedente de eletricidade gerado pelas VREs em hidrogênio verde. O hidrogênio produzido pode ser armazenado para utilização posterior em diferentes aplicações, contribuindo para o aumento da flexibilidade, da confiabilidade e da segurança operacional do sistema elétrico.

A relevância dos sistemas de energia baseados em hidrogênio tende a aumentar no contexto brasileiro em razão da expansão prevista das fontes renováveis variáveis. Nesse contexto, o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE (2032) projeta um crescimento significativo da participação das fontes eólica e solar, bem como da geração distribuída, na matriz elétrica nacional.

Conforme ilustrado na Figura 3, essas fontes passarão a ocupar a segunda e a terceira posições em capacidade instalada e contratada no SIN. Como as VREs demandam maiores níveis de flexibilidade devido à sua variabilidade e limitada previsibilidade, esse cenário reforça a importância da adoção de recursos capazes de proporcionar maior flexibilidade

operacional, como os sistemas de energia baseados em hidrogênio.

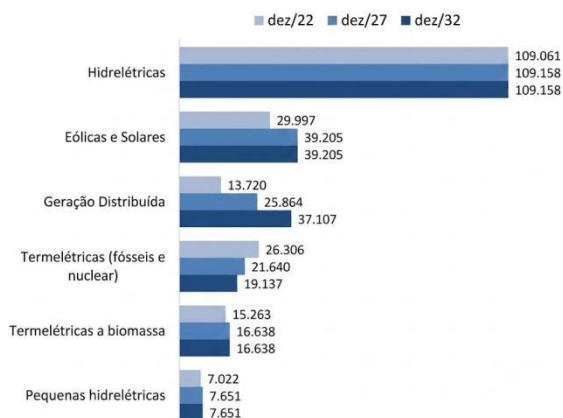


Figura 3. Evolução da Capacidade Instalada e Contratada no SIN (MW) (EPE (2022b)).

Diante desse panorama, este artigo tem como objetivo analisar a flexibilidade de Sistemas Elétricos de Potência com elevada participação de VREs, especialmente eólica e solar, por meio de uma revisão da literatura sobre as principais estratégias empregadas para mitigar os desafios decorrentes da variabilidade e da intermitência dessas fontes. Para isso, são discutidas abordagens relacionadas ao planejamento e à otimização da operação, às estratégias de flexibilização e ao uso do hidrogênio verde como recurso de armazenamento e integração energética. Busca-se, assim, evidenciar como a atuação coordenada dessas tecnologias e estratégias pode ampliar a confiabilidade, a estabilidade, a resiliência e a eficiência operacional dos sistemas elétricos, contribuindo para uma transição energética segura e sustentável.

MATERIAL E MÉTODOS

Este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa bibliográfica do tipo Estado do Conhecimento (EC), metodologia empregada para identificar, selecionar e analisar sistematicamente a produção científica relacionada à flexibilidade em sistemas elétricos de potência. Essa abordagem permite mapear o conhecimento produzido sobre determinado tema em um recorte temporal específico, possibilitando a identificação de tendências, avanços científicos, abordagens metodológicas e lacunas existentes na literatura.

Segundo Kohls-Santos e Morosini (2021), o Estado do Conhecimento consiste em uma metodologia que possibilita compreender, de forma sistemática, a produção científica em uma determinada área. Complementarmente, Morosini e Fernandes (2014) destacam que essa abordagem envolve a

identificação, organização, categorização e análise das publicações, permitindo uma visão abrangente da evolução do conhecimento e subsidiando futuras investigações.

Diante disso, este trabalho adota essa abordagem metodológica do estado do conhecimento para analisar publicações científicas relacionadas à flexibilidade em sistemas elétricos de potência, considerando critérios previamente definidos de busca, seleção, classificação e análise dos estudos.

● Critérios da Pesquisa

Para o levantamento das referências bibliográficas utilizadas neste trabalho, foram consultadas as bases de dados *Web of Science* e *IEEE Xplore*, selecionadas por sua ampla cobertura de publicações científicas nas áreas de engenharia elétrica, sistemas de potência e tecnologias relacionadas à integração de fontes renováveis.

A busca bibliográfica foi conduzida de forma sistemática, seguindo um conjunto estruturado de etapas metodológicas, conforme descrito a seguir:

(1) Planejamento: definição do objetivo da pesquisa, delimitação do tema e seleção das bases de dados;

(2) Busca: aplicação das *strings* de pesquisa nas bases *Web of Science* e *IEEE Xplore*;

(3) Triagem: leitura dos títulos e resumos dos artigos recuperados, com aplicação dos critérios de inclusão e exclusão previamente estabelecidos para verificar sua aderência ao escopo da pesquisa;

(4) Extração dos dados: leitura completa dos artigos selecionados e registro das principais informações, incluindo objetivos, metodologia, resultados e contribuições relacionadas à flexibilidade em sistemas elétricos de potência;

(5) Classificação: organização dos estudos em categorias temáticas, de acordo com seu conteúdo e objetivos;

(6) Síntese: realização de análise qualitativa e quantitativa dos artigos selecionados, consolidando os principais resultados, tendências e lacunas identificadas na literatura.

● String de Busca

As estratégias de busca foram definidas com o objetivo de recuperar estudos recentes relacionados à flexibilidade em sistemas elétricos de potência e ao hidrogênio verde. Para isso, foram considerados artigos publicados entre 2020 e 2026, utilizando as seguintes expressões de pesquisa:

(1) Web of Science: *Flexible power systems with renewable energy (Topic) AND Green Hydrogen*

(Topic), com filtros para documentos do tipo *Article* e *Review Article*.

(2) *IEEE Xplore: Flexible power systems with renewable energy AND Green Hydrogen*, pesquisados no campo Title.

• Análise e Classificação dos Artigos

O procedimento de busca foi realizado em junho de 2026, resultando na recuperação de 5.280 artigos. Inicialmente, foi realizada a triagem dos estudos por meio da leitura dos títulos e resumos, com o objetivo de verificar sua aderência ao escopo da pesquisa e aos critérios de inclusão previamente estabelecidos.

Os artigos considerados pertinentes foram submetidos à leitura exploratória da metodologia, dos resultados e das conclusões. Em seguida, procedeu-se à leitura completa dos estudos selecionados para a extração das principais informações e avaliação de sua contribuição para a temática investigada. Os trabalhos que não atendiam aos critérios de inclusão ou não apresentavam relação direta com o objetivo da pesquisa foram excluídos da análise.

Após a aplicação sucessiva dos critérios de seleção, foram selecionados 36 artigos, que constituíram a base bibliográfica deste estudo. Posteriormente, os trabalhos foram organizados em categorias temáticas, de acordo com seus objetivos e contribuições para a flexibilidade em sistemas elétricos de potência. A Figura 4 apresenta o fluxograma da metodologia adotada, enquanto o Gráfico 1 apresenta a classificação dos artigos selecionados.

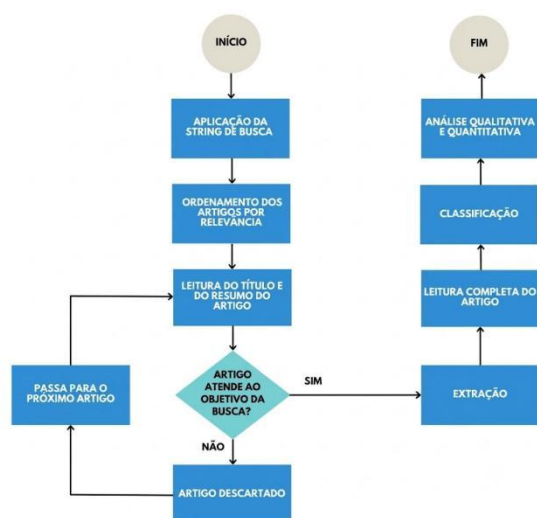


Figura 4. Fluxograma da Metodologia Utilizada.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise dos artigos selecionados permitiu identificar três principais linhas de pesquisa relacionadas à flexibilidade em sistemas elétricos de potência: Planejamento/Otimização, Estratégias de Flexibilização e Utilização de Hidrogênio. O Gráfico 1 apresenta a distribuição anual das publicações em cada uma dessas categorias, evidenciando a evolução do interesse da comunidade científica ao longo do período analisado.

Observa-se que os estudos inicialmente concentraram-se em estratégias de flexibilização e planejamento da operação dos sistemas elétricos. Nos anos mais recentes, verifica-se um crescimento das pesquisas relacionadas à utilização do hidrogênio como recurso de flexibilidade, refletindo a crescente importância desse vetor energético no contexto da transição para sistemas elétricos de baixo carbono.

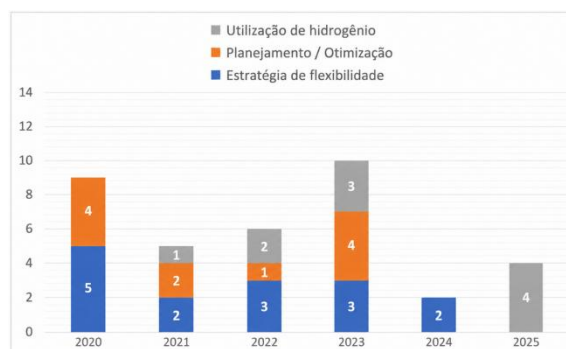


Gráfico 1. Distribuição das Publicações no Tempo e Categorias.

• Planejamento / Otimização

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2023b), a produção mundial de eletricidade proveniente de fontes renováveis deverá atingir 14.430 TWh até 2028, representando um crescimento de aproximadamente 70% em relação a 2022. Em 2026, espera-se que a energia solar fotovoltaica exceda a geração nuclear e, em 2028, ultrapasse também a geração eólica. Conforme ilustrado na Figura 5, esse crescimento evidencia uma transformação estrutural na matriz elétrica mundial, tornando indispensável o desenvolvimento de estratégias capazes de ampliar a flexibilidade operacional dos sistemas elétricos.

Nesse contexto, diversos estudos concentram-se no planejamento da expansão dos sistemas elétricos considerando os impactos decorrentes da elevada penetração de fontes renováveis variáveis. Em geral, esses trabalhos demonstram que o crescimento da participação da geração eólica e solar exige a incorporação de novos recursos flexíveis capazes de

manter o equilíbrio entre geração e demanda, reduzir restrições operativas e garantir a segurança do sistema.

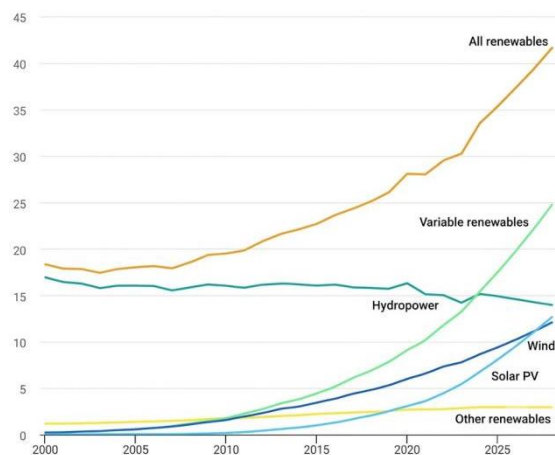


Figura 5. Participação Percentual na Geração de Eletricidade Renovável por Tecnologia, 2000-2028.

Bai et al. (2023), por exemplo, analisam os efeitos do aumento da participação de energias renováveis sobre os indicadores de flexibilidade do sistema elétrico da província de Xinjiang, na China. Os resultados mostram que, à medida que cresce a penetração das VREs, os recursos internos tornam-se insuficientes para atender às rápidas variações da carga líquida, ocasionando déficits de flexibilidade tanto na subida quanto na descida da geração. Os autores demonstram ainda que a inserção de sistemas de armazenamento de energia aumenta significativamente a capacidade de resposta do sistema, permitindo que operadores dimensionem e aloquem recursos flexíveis de forma mais eficiente.

Sob uma perspectiva semelhante, Chen et al. (2020) propõem um modelo de otimização que integra o planejamento de longo prazo à operação de curto prazo, incorporando os custos associados à expansão das energias renováveis. O estudo evidencia que a maior participação das VREs aumenta a necessidade de geração termelétrica como fonte de flexibilidade para compensar a variabilidade da produção renovável. Embora essa estratégia eleve os custos operacionais e as emissões de CO₂, os autores demonstram que ela é necessária para garantir a confiabilidade do sistema durante o processo de transição energética.

Também voltado ao planejamento de longo prazo, Jeong e Lee (2020) apresentam um modelo de otimização robusta para o sistema elétrico da Coreia do Sul, considerando múltiplas fontes de incerteza. Os resultados indicam que a capacidade necessária de recursos flexíveis aumenta significativamente quando diferentes incertezas são consideradas

simultaneamente, evidenciando que abordagens determinísticas podem subestimar a infraestrutura requerida para sistemas com elevada participação de energias renováveis.

Em conjunto, esses estudos demonstram que o planejamento da flexibilidade deixou de ser uma etapa complementar da expansão dos sistemas elétricos e passou a constituir um elemento central para garantir a confiabilidade operacional em cenários de elevada participação de geração renovável.

Outra linha de pesquisa concentra-se na utilização de recursos flexíveis para reduzir custos operacionais e melhorar o desempenho econômico dos sistemas elétricos. Nesse contexto, Chen et al. (2021) comparam quatro cenários operacionais: ausência de recursos flexíveis (1), utilização de termelétricas a carvão modernizadas (2), unidades a gás natural (3) e sistemas de armazenamento de energia (4). Os resultados, apresentados na Tabela 1, demonstram que todos os cenários com recursos flexíveis apresentam custos operacionais inferiores ao caso base, além de reduzir significativamente a restrição da geração eólica.

Tabela 1. Custos de Operação (x10⁶ Yuan) (Chen et al. (2021)).

	Custo Total de Operação	Custo no Fornecimento de Energia	Custo de Restrição Energia Eólica	Taxa de Restrição Energia Eólica
Caso 1	1.353	1.118	0.076	20,99 %
Caso 2	1.293	1.124	0.053	14,42 %
Caso 3	1.273	1.125	0.048	13,38 %
Caso 4	1.285	1.124	0.052	14,35 %

Resultados semelhantes são observados por Burghi et al. (2020), que desenvolvem a estratégia ALFRED (*Artificial Learning Flexible Renewable Energy Dispatch*) para o despacho ótimo de usinas solares concentradas com armazenamento térmico. Utilizando uma árvore de decisão fuzzy para tratar as incertezas associadas à geração renovável, o método proporcionou aumento de aproximadamente 4% na receita anual da usina e redução das penalidades por energia não entregue.

Complementando essa abordagem, Cai et al. (2023) propõem um modelo de planejamento conjunto entre sistemas de armazenamento de energia e diferentes recursos de flexibilidade. Os autores demonstram que regiões com maior participação de energias renováveis demandam maior capacidade de armazenamento, mas que o planejamento coordenado

desses recursos reduz simultaneamente os investimentos necessários e os custos operacionais do sistema.

Os trabalhos analisados indicam uma convergência quanto aos benefícios econômicos proporcionados pelos recursos de flexibilidade. Entretanto, as diferentes estratégias adotadas evidenciam que a escolha da solução mais adequada depende das características operacionais e do nível de penetração das fontes renováveis em cada sistema.

Além do planejamento da expansão e da alocação de recursos, diversos trabalhos investigam estratégias de otimização voltadas à operação diária dos sistemas elétricos. Liu et al. (2023), por exemplo, desenvolvem uma estratégia de controle de sobretensão em duas etapas para sistemas com elevada penetração de VREs. Os resultados demonstram maior estabilidade da tensão, redução da probabilidade de desligamentos em larga escala e menor desperdício de geração renovável.

Sob uma perspectiva semelhante, Zhang et al. (2020) apresentam uma metodologia integrada de coplanejamento envolvendo expansão da transmissão, instalação de parques eólicos e alocação de sistemas de armazenamento de energia. Os estudos de caso mostram que a abordagem é capaz de reduzir custos de investimento e operação, além de aumentar a capacidade de integração da geração eólica.

Li et al. (2024) investigam combinações de recursos de flexibilidade com foco na redução de emissões de CO₂ em sistemas com alta participação de fontes renováveis. Os resultados indicam que programas de resposta da demanda são mais efetivos nas fases iniciais da transição energética, enquanto o armazenamento por baterias ganha relevância apenas em estágios mais avançados de penetração renovável. Embora o estudo reporte taxas de descarte de energia eólica de 8,44% e 12,3%, a análise permanece centrada em cenários específicos, o que limita a generalização dos resultados para diferentes configurações de sistemas elétricos. Ainda assim, observa-se que a combinação sequencial desses recursos pode contribuir para melhorias na trajetória de descarbonização, sugerindo a importância do acoplamento temporal entre estratégias de flexibilidade, mais do que sua aplicação isolada.

No contexto dos sistemas elétricos de altíssima participação renovável (*Ultra High Share of Renewable Power Systems – UHRPS*), Li et al. (2022) demonstram que o aumento da geração variável modifica profundamente o comportamento da carga líquida, intensificando fenômenos como a Duck Curve (Figura 6). Os autores concluem que a expansão das energias renováveis exige recursos flexíveis capazes de atuar em diferentes escalas

temporais para preservar o equilíbrio entre oferta e demanda.

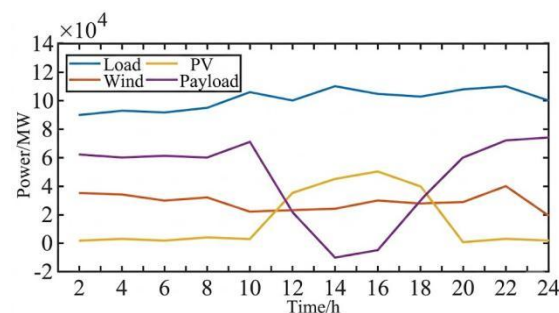


Figura 6. Carga Líquida - “Duck Curve”.

Em conjunto, os estudos evidenciam que diferentes estratégias de flexibilidade, desde controle operacional até planejamento integrado, contribuem para melhorar a eficiência e a integração de fontes renováveis. Observa-se que essas abordagens ainda são frequentemente organizadas de forma segmentada, com foco em aspectos específicos como operação, expansão ou custos e emissões. Embora os resultados indiquem ganhos em estabilidade, redução de custos e mitigação de curtailment, eles geralmente estão associados a cenários e premissas específicas, o que deve ser considerado na sua aplicação a sistemas reais de alta complexidade, como sistemas elétricos com altíssima participação de fontes renováveis.

Uma abordagem complementar é apresentada por Simões et al. (2021), que discutem a evolução dos sistemas de gerenciamento de energia sob uma perspectiva holística. Os autores defendem que a flexibilidade futura dependerá não apenas da expansão das fontes renováveis, mas também da integração entre eletrônica de potência, sistemas inteligentes de gerenciamento, resposta da demanda e participação ativa de consumidores e prosumidores. A Figura 7 apresenta o modelo conceitual proposto.

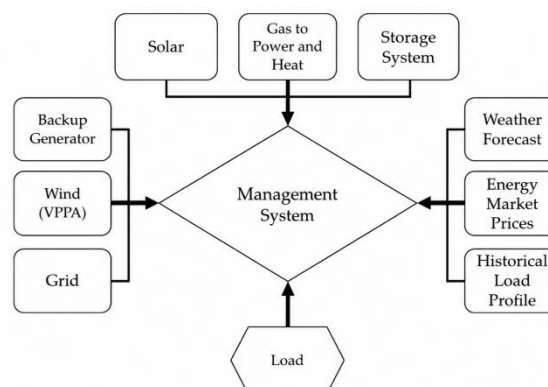
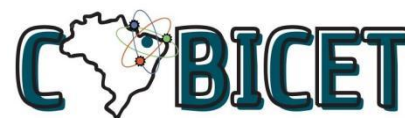


Figura 7. Modelo de Sistema de Gestão de Energia (Simões et al. (2021)).



De forma geral, os estudos analisados indicam consenso de que o planejamento e a otimização representam elementos fundamentais para viabilizar sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis. Embora utilizem diferentes metodologias, os estudos convergem para a necessidade de incorporar recursos de flexibilidade, como armazenamento de energia, resposta da demanda, expansão da transmissão e modelos avançados de otimização. Esses recursos contribuem para reduzir custos operacionais, minimizar perdas e emissões, aumentar a confiabilidade do sistema e garantir o equilíbrio entre oferta e demanda em diferentes horizontes temporais.

● Estratégias de Flexibilidade

A crescente participação das VREs nos Sistemas Elétricos de Potência tem impulsionado o desenvolvimento de diferentes estratégias de flexibilidade capazes de mitigar os impactos decorrentes da variabilidade e da intermitência dessas fontes. À medida que a matriz elétrica se torna mais dependente da geração eólica e solar, torna-se necessário incorporar mecanismos que permitam equilibrar continuamente a oferta e a demanda, preservando a confiabilidade, a estabilidade e a eficiência econômica da operação do sistema. Nesse contexto, a literatura recente apresenta diversas abordagens que atuam em diferentes níveis do sistema elétrico, abrangendo desde estratégias de despacho e gerenciamento de recursos até mecanismos de mercado e adaptação da infraestrutura existente.

Entre as principais linhas de pesquisa destacam-se as estratégias voltadas ao aprimoramento da operação do sistema por meio da coordenação de recursos flexíveis. Feng et al. (2020), por exemplo, propõem um modelo de despacho ótimo multiobjetivo baseado na utilização desses recursos, demonstrando que a metodologia aumenta a flexibilidade operacional, amplia a participação das fontes renováveis e reduz significativamente as emissões de poluentes.

Resultados semelhantes são apresentados por Han et al. (2022), que incorporam programas de Resposta da Demanda e Sistemas de Armazenamento de Energia a um modelo de despacho de baixo carbono. Para validar a eficácia do modelo, os autores compararam três cenários operacionais: no primeiro, a DR não é considerada; no segundo, apenas a DR participa do despacho; e no terceiro, tanto a DR quanto os sistemas de armazenamento são incorporados. Os resultados das simulações, sintetizados na Tabela 2, demonstram que a estratégia composta pelo terceiro cenário otimiza significativamente o aproveitamento

da geração eólica, reduz os custos operacionais e atenua as emissões de carbono, evidenciando o desempenho superior do sistema quando ambos os recursos flexíveis são utilizados de forma coordenada.

Tabela 2. Comparativo de Custos para Diferentes Cenários de Utilização dos Recursos de Flexibilidade Han et al. (2022).

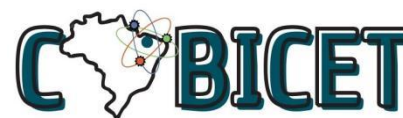
Cenário	Custo Total de Operação (\$)	Custo de Emissões de Carbono (\$)	Custo de Resposta à Demanda (\$)	Custo de Armazenamento (\$)
1	105,512	2,985	0	0
2	97,418	2,776	5,902	0
3	90,988	2,776	6,189	544

Complementando essas abordagens, Yuan et al. (2021) desenvolveram uma estratégia de controle entre oferta e demanda baseada em sistemas de armazenamento por baterias, alcançando índices de utilização da geração renovável próximos de 95%. De forma semelhante, Dai et al. (2023) propõem um modelo de despacho dinâmico capaz de considerar as incertezas hidrológicas, proporcionando aumento da geração hidrelétrica, redução do vertimento de água e crescimento aproximado de 10% na participação da energia eólica.

Embora utilizem metodologias distintas, esses estudos convergem ao demonstrar que a integração entre armazenamento de energia, resposta da demanda e técnicas avançadas de despacho representa um dos caminhos mais eficazes para ampliar a flexibilidade operacional em sistemas com elevada participação de VREs. Entretanto, para que essas estratégias sejam implementadas de maneira eficiente, torna-se igualmente importante desenvolver metodologias capazes de avaliar e quantificar a flexibilidade disponível.

Nesse sentido, Tang et al. (2020) propõem índices de flexibilidade relacionados ao equilíbrio entre oferta e demanda, bem como aos sistemas de transmissão e distribuição, utilizando algoritmos k-means para representar diferentes cenários de operação. Da mesma forma, Wu et al. (2020, 2022) empregam o Processo Hierárquico Analítico Fuzzy (FAHP) para avaliar a flexibilidade dos recursos de geração no sistema elétrico de Taiwan, demonstrando que maiores níveis de flexibilidade estão diretamente associados à redução dos custos operacionais.

Complementando essa linha de pesquisa, Wang et al. (2023) desenvolvem uma metodologia baseada em decomposição morfológica multiescala para determinar a configuração ótima de sistemas de armazenamento em diferentes horizontes temporais,



evidenciando ganhos simultâneos na flexibilidade operacional e no desempenho econômico do sistema.

Em conjunto, esses trabalhos mostram que a utilização de indicadores confiáveis constitui uma ferramenta essencial para subsidiar decisões de planejamento e operação.

Além do desenvolvimento de novos modelos de operação, diversos autores demonstram que a flexibilidade também pode ser ampliada por meio do melhor aproveitamento da infraestrutura já existente. Zhao et al. (2022), por exemplo, mostram que unidades termelétricas podem ser adaptadas para fornecer serviços de flexibilidade ao sistema elétrico, reduzindo a necessidade de investimentos em novas instalações.

De maneira semelhante, Rahimi et al. (2023) propõem um modelo de Programação Linear Inteira Mista (MILP) para o gerenciamento de recursos flexíveis em plantas virtuais de energia, incorporando a tecnologia *Dynamic Line Rating* (DLR). Os resultados demonstram aumento aproximado de 23% na lucratividade da planta virtual e melhorias significativas nos índices de flexibilidade, evidenciando que a modernização da infraestrutura existente pode representar uma alternativa economicamente atrativa para ampliar a capacidade operacional dos sistemas elétricos.

Outra vertente da literatura concentra-se em aplicações específicas, nas quais as estratégias de flexibilidade são adaptadas às características de determinados sistemas energéticos. Impram et al. (2020), por exemplo, apresentam o projeto europeu ROBINSON, voltado ao desenvolvimento de sistemas energéticos autossuficientes para ilhas isoladas. Os autores demonstram que a combinação entre energia eólica, solar fotovoltaica e biomassa proporciona maior autonomia energética e reduz a necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão.

Em uma perspectiva semelhante, Zhou e Cao (2020) investigam a flexibilidade energética de edifícios por meio da integração entre sistemas de conversão de energia, armazenamento e estratégias inteligentes de controle, concluindo que edifícios energeticamente flexíveis podem contribuir de forma significativa para a integração das fontes renováveis ao sistema elétrico.

Paralelamente às estratégias voltadas aos operadores do sistema, observa-se um crescente interesse na participação ativa dos consumidores como provedores de flexibilidade. Nessa direção, Sarsabahi et al. (2024) desenvolvem uma ferramenta integrada de tomada de decisão baseada em MILP, capaz de otimizar simultaneamente cargas flexíveis, sistemas de armazenamento de energia, geração local e

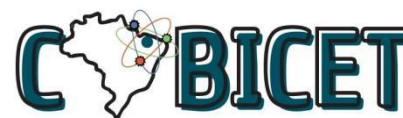
aquisição de energia da rede. Os resultados demonstram reduções expressivas nos custos de aquisição de energia e maior aproveitamento dos recursos flexíveis, permitindo que grandes consumidores participem de maneira mais competitiva de programas de resposta da demanda. Esses resultados evidenciam uma mudança importante na concepção da flexibilidade, que deixa de ser responsabilidade exclusiva dos operadores da rede e passa a envolver consumidores, prosumidores e mecanismos de mercado.

Essa transformação torna-se ainda mais evidente em estudos que analisam sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis. Neetzow (2021) demonstra que a transição energética não ocorre de forma linear, uma vez que diferentes tecnologias de geração apresentam velocidades distintas de substituição e exigem diferentes níveis de recursos flexíveis ao longo do tempo.

Complementando essa visão, Gaafar et al. (2024) analisam o sistema energético alemão durante a transição para emissões líquidas zero e verificam que, à medida que cresce a participação das energias renováveis, o principal desafio deixa de ser apenas atender à demanda e passa a consistir no aproveitamento dos excedentes de geração. Nesse cenário, tecnologias como *Power-to-X*, *Power-to-Heat* e sistemas de armazenamento assumem papel fundamental na absorção da carga residual negativa, enquanto turbinas a gás permanecem importantes para garantir a segurança do suprimento durante períodos de baixa disponibilidade renovável. Os autores também ressaltam que a adaptação dos mecanismos regulatórios e do desenho dos mercados será indispensável para garantir a viabilidade econômica dessas tecnologias.

De maneira geral, os estudos analisados demonstram que não existe uma estratégia única capaz de atender integralmente às necessidades de flexibilidade dos sistemas elétricos modernos. Em vez disso, observa-se uma forte complementaridade entre diferentes soluções, envolvendo estratégias de despacho, armazenamento de energia, resposta da demanda, modernização da infraestrutura, plantas virtuais de energia, edifícios inteligentes e mecanismos de mercado.

Embora essas abordagens atuem em diferentes escalas temporais e níveis do sistema elétrico, todas convergem para um objetivo comum: ampliar a capacidade de integração das fontes renováveis, reduzir custos operacionais, minimizar emissões e garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia durante o processo de transição energética.



● Utilização de Hidrogênio

Partindo do pressuposto de que estratégias de flexibilização e um planejamento adequado da rede são fundamentais em cenários de crescente participação VREs nos Sistemas Elétricos de Potência, o hidrogênio vem se consolidando como um dos principais recursos capazes de fornecer flexibilidade ao sistema elétrico. Quando produzido a partir de fontes renováveis, o hidrogênio verde não apenas favorece a expansão da geração limpa, como também permite o aproveitamento dos excedentes de energia que, de outra forma, seriam desperdiçados. Dessa forma, além de contribuir para a descarbonização do setor energético, o hidrogênio atua como um vetor de armazenamento de longa duração e como um elo de integração entre os setores elétrico, industrial e de transportes.

Os primeiros estudos concentram-se em avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde utilizando a energia excedente proveniente de fontes renováveis. Nessa direção, Madi et al. (2023) realizaram uma avaliação tecnoeconômica de sistemas híbridos para ilhas isoladas, empregando um modelo MILP para analisar a produção de hidrogênio a partir da eletricidade excedente. Embora os custos de produção ainda não tenham alcançado competitividade em relação aos preços de mercado no cenário estudado, os autores demonstram que a expansão da capacidade instalada de geração renovável reduz significativamente o custo do hidrogênio, reforçando sua viabilidade em sistemas com elevada disponibilidade de recursos eólicos e solares.

Resultados semelhantes são observados por Henry et al. (2023), que analisam a produção de hidrogênio utilizando energia eólica e comparam eletrolisadores alcalinos e de Membrana de Troca de Prótons (PEM). O estudo evidencia que, em plantas de grande escala, o hidrogênio renovável pode competir economicamente com o hidrogênio produzido a partir do gás natural, sobretudo em função das economias de escala e do menor custo operacional dos eletrolisadores alcalinos.

À medida que a viabilidade tecnológica se consolida, diversos trabalhos passam a investigar o hidrogênio não apenas como um produto energético, mas também como um recurso estratégico para aumentar a flexibilidade dos sistemas elétricos. He et al. (2023), por exemplo, propõem uma estratégia de descarbonização baseada no retrofit de usinas termelétricas a carvão, integrando geração renovável, sistemas híbridos de armazenamento e produção flexível de hidrogênio verde. Os resultados demonstram que, além de reduzir emissões, a comercialização do hidrogênio representa uma

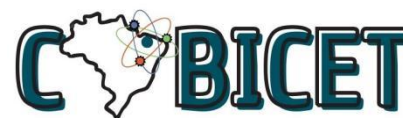
importante fonte adicional de receita, especialmente em regiões com elevado potencial eólico.

Em uma perspectiva semelhante, Liu e Mancarella (2021) analisam de forma integrada os mercados de eletricidade e hidrogênio, demonstrando que a expansão da capacidade instalada de eletrolisadores modifica a dinâmica dos preços da eletricidade e aumenta a rentabilidade dos investimentos em geração eólica e solar. Esses resultados evidenciam que o hidrogênio deixa de atuar apenas como consumidor da energia excedente e passa a desempenhar um papel ativo na própria operação e na formação econômica dos mercados de energia.

Além das questões operacionais, parte da literatura enfatiza que a consolidação da economia do hidrogênio depende da criação de um ambiente regulatório e de infraestrutura compatível com sua expansão. Nesse contexto, Tommasi e Lyons (2023) analisam as perspectivas para o desenvolvimento do hidrogênio verde na Irlanda até 2050, identificando que suas principais aplicações deverão ocorrer inicialmente na indústria e no transporte pesado, expandindo-se posteriormente para o setor residencial. Os autores ressaltam ainda que a criação de normas técnicas, regulamentações de mercado e infraestrutura de transporte transfronteiriça será fundamental para viabilizar a integração do hidrogênio entre os países europeus, evidenciando que sua inserção depende não apenas de avanços tecnológicos, mas também de políticas públicas e mecanismos regulatórios adequados.

Com o amadurecimento dessas pesquisas, estudos mais recentes passaram a concentrar esforços na integração do hidrogênio com outras tecnologias de armazenamento e em estratégias operacionais mais sofisticadas. Sharifzadeh et al. (2024), por exemplo, apresentam um modelo MILP para otimizar a operação de eletrolisadores alcalinos e PEM alimentados por energia eólica intermitente, avaliando estratégias como operação em sobrecarga, desligamento seletivo de módulos e integração com Sistemas BESS. Os resultados mostram que a coordenação entre eletrolisadores e baterias aumenta significativamente a flexibilidade operacional, melhora o aproveitamento da energia renovável excedente e reduz os custos globais do sistema.

Em uma linha semelhante, Habibifar et al. (2025) desenvolvem um modelo estocástico para *hubs* de energia renovável que combina geração eólica e fotovoltaica, armazenamento de hidrogênio, diferentes tecnologias de baterias, eletrolisadores e células a combustível. Incorporando o Valor em Risco Condicional (CVaR) para representar as incertezas da geração renovável, da demanda e dos preços de mercado, os autores demonstram que baterias e armazenamento de hidrogênio apresentam



funções complementares: enquanto as baterias respondem de forma mais eficiente às rampas rápidas de subida, o armazenamento de hidrogênio destaca-se no atendimento das rampas de descida, proporcionando reduções adicionais nos custos operacionais e maior confiabilidade ao sistema.

Essa complementaridade entre diferentes tecnologias de armazenamento também é observada em aplicações industriais de maior complexidade. Kim et al. (2025), por exemplo, propõem um sistema híbrido que integra um eletrolisador PEM ao Ciclo de Allam, estabelecendo uma estratégia operacional capaz de alternar entre a produção de hidrogênio durante períodos de baixa demanda elétrica e a geração de eletricidade em horários de pico utilizando oxigênio líquido previamente armazenado. Além de apresentar elevada eficiência energética, o sistema reduz significativamente as emissões de dióxido de carbono e demonstra elevada viabilidade econômica, evidenciando o potencial da coprodução flexível de hidrogênio e eletricidade.

De forma complementar, Zhou et al. (2025) propõem uma configuração inovadora para produção de amônia verde off-grid, integrando armazenamento gravitacional de energia (*Gravity Energy Storage* – GES), armazenamento de hidrogênio e uma estratégia de controle discreta multiestável para adaptar continuamente o processo de Haber-Bosch às flutuações da geração eólica e solar. Os resultados indicam redução expressiva do corte de energia renovável, diminuição do custo nivelado da amônia e menor necessidade de capacidade de armazenamento de hidrogênio, reforçando a importância da coordenação entre diferentes tecnologias para aumentar a flexibilidade operacional de processos industriais de grande porte.

Observa-se, portanto, uma evolução clara da literatura ao longo dos últimos anos. Os estudos iniciais concentravam-se principalmente em demonstrar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde, enquanto os trabalhos mais recentes passam a explorar sua integração com sistemas de armazenamento, mecanismos de mercado, processos industriais e estratégias avançadas de otimização.

Essa mudança evidencia que o hidrogênio deixou de ser visto apenas como um combustível alternativo e passou a ser considerado um recurso estratégico de flexibilidade, capaz de absorver excedentes de geração renovável, fornecer armazenamento energético de longa duração, integrar diferentes setores da economia e aumentar a confiabilidade operacional dos sistemas elétricos.

Essa percepção está em consonância com o relatório *Increasing Electric Power System Flexibility: The Role of Industrial Electrification and Green*

Hydrogen Production, que destaca a produção de hidrogênio verde como um dos principais mecanismos para ampliar a flexibilidade dos sistemas elétricos modernos.

Em conjunto, os estudos analisados demonstram que a integração entre hidrogênio, armazenamento de energia, mercados elétricos e processos industriais representa uma das estratégias mais promissoras para viabilizar sistemas energéticos altamente renováveis, resilientes e alinhados aos objetivos globais de descarbonização.

CONCLUSÃO

A crescente inserção das VREs, impulsionada pelas metas globais de descarbonização, tem transformado profundamente os sistemas elétricos de potência. Embora essencial para a redução das emissões de gases de efeito estufa, essa transição amplia os desafios operacionais associados à variabilidade da geração, tornando a flexibilidade um requisito indispensável para garantir a segurança, a confiabilidade e a estabilidade do sistema.

A literatura analisada evidenciou que o aumento da flexibilidade depende da atuação coordenada de diferentes recursos e estratégias. Modelos avançados de planejamento e otimização possibilitam o dimensionamento adequado de recursos flexíveis, enquanto tecnologias como armazenamento de energia, resposta da demanda, despacho otimizado, modernização de usinas convencionais, plantas virtuais de energia e mecanismos de mercado contribuem para o equilíbrio entre oferta e demanda e para a maior integração das fontes renováveis.

Os estudos também indicam que, durante a transição energética, fontes convencionais continuarão desempenhando papel relevante na prestação de serviços de flexibilidade, embora sua participação deva ocorrer de forma complementar e progressivamente reduzida. Nesse contexto, observa-se uma tendência de desenvolvimento de soluções integradas, combinando armazenamento, sistemas inteligentes de gerenciamento de energia e instrumentos econômicos para ampliar a capacidade operacional do sistema elétrico.

Entre os recursos emergentes, o hidrogênio verde destaca-se como uma alternativa promissora para o armazenamento de energia em larga escala, o aproveitamento de excedentes de geração renovável e a integração entre os setores elétrico, industrial e de transportes. Sua associação com eletrolisadores, baterias e células a combustível amplia a capacidade de resposta do sistema, favorecendo a descarbonização e o aumento da flexibilidade operacional dos sistemas elétricos.

Conclui-se, portanto, que a flexibilidade deve ser compreendida como uma característica sistêmica, resultante da integração entre planejamento, operação, armazenamento, resposta da demanda, mecanismos de mercado e novos vetores energéticos, como o hidrogênio verde. Assim, o avanço dos sistemas elétricos com alta participação de renováveis dependerá não apenas da expansão da geração limpa, mas também do desenvolvimento de soluções capazes de coordenar esses recursos de forma eficiente, inteligente e economicamente viável.

Por fim, esta revisão contribui para a compreensão do papel estratégico da flexibilidade na transição energética e fornece subsídios para pesquisas futuras voltadas ao desenvolvimento de metodologias de planejamento, operação e integração de recursos energéticos. Como perspectivas futuras, destacam-se o aprofundamento de pesquisas sobre a coordenação entre diferentes tecnologias de armazenamento, a evolução dos mercados de flexibilidade, a ampliação da produção de hidrogênio verde e o desenvolvimento de políticas regulatórias que favoreçam a operação integrada de sistemas elétricos cada vez mais sustentáveis, resilientes e confiáveis.

REFERÊNCIAS

- Bai, X., Fan, Y., Hou, J., and Liu, J. (2023). Evaluation method of renewable energy flexibility confidence capacity under different penetration rates. *Energy*, 281. doi:10.1016/j.energy.2023.128327.
- Bello, A., Lyro, B., Paiva, G., Gonzalez, G., Araújo, G., Lima, H., Sampaio, L., Guimarães, P., Guedes, R., Moraes, T., Telles, Y., Szklo, A., Império, M., Poggio, M., and Schaeffer, R. (2023). Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTERelatorioFinalPTDigital.pdf>.
- Burghi, A. C. A., Hirsch, T., and Pitz-Paal, R. (2020). Artificial learning dispatch planning for flexible renewable energy systems. *Energies*, 13. doi:10.3390/en13061517.
- Cai, S., Feng, J., Zhang, P., Hu, Z., and Duan, X. (2023). Joint planning of multi-type energy storages and flexible resources for high-penetration renewable energy integration. 1392–1398. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi:10.1109/ICPSAsia58343.2023.10294430.
- Chen, S., Liu, P., and Li, Z. (2020). Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 130. doi:10.1016/j.rser.2020.109985.
- Chen, W., Zhang, L., Liu, Y., Liu, J., Guo, Y., Wu, G., and Xiang, Y. (2021). Optimal operation of integrated electricity-gas systems for renewable energy accommodation considering flexible resources. 510–514. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi:10.1109/ICPSAsia52756.2021.9621394.
- Dai, W., Luo, C., Mo, J., Liu, Z., Jiang, Z., Wen, F., and Goh, H.H. (2023). Flexibility-enhanced strategies of generations to improve the integration of renewable energy considering uncertainties. *Energy Reports*, 9, 1717–1725. doi:10.1016/j.egyr.2023.04.204.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2022a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética MME/EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Documents/PDE>.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2022b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética MME/EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/PDE2032CadernoRequisitosSiterev2.pdf>.
- Feng, J., Yang, J., Wang, H., Ji, H., Okoye, M.O., Cui, J., Ge, W., Hu, B., and Wang, G. (2020). Optimal dispatch of high-penetration renewable energy integrated power system based on flexible resources. *Energies*, 13. doi: 10.3390/en13133456.
- Flexibility Resources Task Force (2022). Increasing electric power system flexibility: The role of industrial electrification and green hydrogen production. URL <https://www.esig.energy/reports-briefs>.
- Gaafar, N.; Jurgens, P.; Sepúlveda Schweiger, J.; Kost, C. System flexibility in the context of transition towards a net-zero sector-coupled renewable energy system—case study of Germany. *Environmental Research: Energy*, v. 1, n. 2, art. 025007, jun. 2024. DOI: 10.1088/2753-3751/ad5726.
- Habibifar, R.; Awad, A. S. A.; Azzouz, M. A. Planning energy hubs with hydrogen and battery storage for flexible ramping market participation. *Journal of Energy Storage*, v. 140, art. 119012, dez. 2025. DOI: 10.1016/j.est.2025.119012.
- Han, H., Wei, T., Wu, C., Xu, X., Zang, H., Sun, G., and Wei, Z. (2022). A low-carbon dispatch strategy for power systems considering flexible demand



response and energy storage. *Frontiers in Energy Research*, 10. doi:10.3389/fenrg.2022.883602.

He, Y., Guo, S., Dong, P., Lv, D., and Zhou, J. (2023). Feasibility analysis of decarbonizing coal-fired power plants with 100 Energy Conversion and Management, 290. doi: 10.1016/j.enconman.2023.117232.

Henry, A., McStay, D., Rooney, D., Robertson, P., and Foley, A. (2023). Techno-economic analysis to identify the optimal conditions for green hydrogen production. *Energy Conversion and Management*, 291. doi:10.1016/j.enconman.2023.117230.

IEEE-Xplore (2024). Recursos e ajuda do IEEE Xplore. IEEE - Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos, <https://ieeexplore.ieee.org/Xplorehelp/overview-ofieee-xplore/about-content>.

Impram, S., Nese, S.V., and Oral, B. (2020). Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. doi:10.1016/j.esr.2020.100539.

International Energy Agency - IEA (2019). Status of Power System Transformation 2019. IEA, <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>.

International Energy Agency - IEA (2021). Pathway to critical and formidable goal of net-zero emissions by 2050 is narrow but brings huge benefits, according to IEA special report. IEA, <https://www.iea.org/news/pathway-to-critical-and-formidable-goal-of-net-zero-emissions-by-2050-is-narrow-but-brings-huge-benefits>.

International Energy Agency - IEA (2023). Renewable electricity growth is accelerating faster than ever worldwide, supporting the emergence of the new global energy economy. IEA, <https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergence-of-the-new-global-energy-economy>.

Jeong, J. and Lee, B. (2020). A framework for estimating flexible resources according to future korean renewables scenario: Robust optimization approach considering multiple uncertainties. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 118. doi:10.1016/j.ijepes.2019.105728.

Kim, T.; Kim, Y.; Park, J. Eco-friendly hydrogen and power co-production system with a flexible operational strategy. *Energy Conversion and Management*, v. 327, art. 119614, mar. 2025. DOI: 10.1016/j.enconman.2025.119614.

Kohls-Santos, P. and Morosini, M.C. (2021). O revisitar da metodologia do estado do conhecimento

para além de uma revisão bibliográfica. *Revista Panorâmica*, 33, 123–145.

Li, H., Lin, Y., Lu, Z., Qiao, Y., Qin, J., Kang, C., and Ye, X. (2022). Long duration flexibility planning challenges and solutions for power system with ultra high share of renewable energy. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 9, 412–424. doi:10.1109/OAJPE.2022.3208835.

Li, L., Xiang, Y., Guo, Y., Zeng, P., Xu, W., Liu, Y., and Liu, J. (2024). CO2 emission coupled power generation mix evolution with flexible energy resources. *IET Smart Grid*, 7, 142–156. doi:10.1049/stg2.12121.

Liu, F., Mu, Y., and Chen, Z. (2023). Control strategy for improving the voltage regulation ability of low-carbon energy systems with high proportion of renewable energy integration. *Electronics (Switzerland)*, 12. doi:10.3390/electronics12112513.

Liu, G. and Mancarella, P. (2021). Integrated technoeconomic assessment of large-scale green hydrogen production. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi:10.1109/PowerTech46648.2021.9494961.

Madi, H., Lytvynenko, D., Schildhauer, T., and Jansohn, P. (2023). Decarbonisation of geographical islands and the feasibility of green hydrogen production using excess electricity. *Energies*, 16. doi:10.3390/en16104094.

Morosini, M.C. and Fernandes, C. (2014). Estado do conhecimento: Conceitos, finalidades e interlocuções. *Revista Educação por Escrito*, 5, 154–164.

Neetzow, P. (2021). The effects of power system flexibility on the efficient transition to renewable generation. *Applied Energy*, 283. doi:10.1016/j.apenergy.2020.116278.

Rahimi, M., Ardakani, F.J., and Olatujoye, O. (2023). Improving flexible optimal scheduling of virtual power plants considering dynamic line rating and flexible supply and demand. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 150. doi:10.1016/j.ijepes.2023.109099.

Sarsabahi, Y.; Safari, A.; Quteishat, A.; Salehi, J.. Strategic energy storage scheduling with fast acting demand side schemes to improve flexibility of hybrid renewable energy system. *Journal of Energy Storage*, v. 92, art. 112182, jul. 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.112182.

Sharifzadeh, M.; Cooper, N.; Van't Noordende, H.; Shah, N. Operational strategies and integrated design for producing green hydrogen from wind electricity. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 64, p. 650–675, abr. 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.237.



Simões, M.G., Farret, F.A., Khajeh, H., Shahparasti, M., and Laaksonen, H. (2022). Future renewable energy communities based flexible power systems. *Applied Sciences* (Switzerland), 12. doi:10.3390/app12010121.

Tang, X., Hu, Y., Chen, Z., and You, G. (2020). Flexibility evaluation method of power systems with high proportion renewable energy based on typical operation scenarios. *Electronics* (Switzerland), 9. doi:10.3390/electronics9040627.

Tommasi, L.D. and Lyons, P. (2023). Towards the integration of flexible green hydrogen demand and production in ireland: Opportunities, barriers, and recommendations. doi:10.3390/en16010352.

Universidade Federal de São Carlos - UFSCar (2024). Web of Science. Universidade Federal de São Carlos - UFSCar, <https://www.bco.ufscar.br/servicos-informacoes/web-of-science>.

Wang, H., Hu, J., Dong, D., Wang, C., Tang, F., Wang, Y., and Feng, C. (2023). Research on evaluation of multitime scale flexibility and energy storage deployment for the high-penetration renewable energy of power systems. *CMES - Computer Modeling in Engineering and Sciences*, 134, 1137–1158. doi:10.32604/cmes.2022.021965.

Wu, Y.K., Tan, W.S., Chiang, Y.S., and Huang, C.L. (2022). Planning of flexible generators and energy storages under high penetration of renewable power in taiwan power system. *Energies*, 15. doi:10.3390/en15145224.

Wu, Y.K., Tan, W.S., Huang, S.R., Chiang, Y.S., Chiu, C.P., and Su, C.L. (2020). Impact of generation flexibility on the operating costs of the taiwan power system under a high penetration of renewable power. volume 56, 2348–2359. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi:10.1109/TIA.2020.2974435.

Yuan, H., Tang, G., Liang, T., Guo, D., and Wang, Y. (2021). Toward net-zero base stations with integrated and flexible power supply in future networks. *IEEE Network*, 35, 50–56. doi:10.1109/MNET.011.2100252.

Zhang, C., Cheng, H., Liu, L., Zhang, H., Zhang, X., and Li, G. (2020). Coordination planning of wind farm, energy storage and transmission network with high-penetration renewable energy. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120. doi:10.1016/j.ijepes.2020.105944.

Zhao, J., Wang, X., and Chu, J. (2022). The strategies for increasing grid-integrated share of renewable energy with energy storage and existing coal fired power generation in china. *Energies*, 15. doi:10.3390/en15134699.

Zhou, Y. and Cao, S. (2020). Quantification of energy flexibility of residential net-zero-energy buildings involved with dynamic operations of hybrid energy storages and diversified energy conversion strategies. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 21. doi:10.1016/j.segan.2020.100304.

Zhou, J.; Tong, B.; Wang, H.; Xu, G.; Zhang, R.; Zhang, W. Flexible design and operation of off-grid green ammonia systems with gravity energy storage under long-term renewable power uncertainty. *Applied Energy*, v. 388, art. 125629, jun. 2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.125629.