



ANE BRASIL
ACADEMIA
NACIONAL DE
ENGENHARIA

Comitê de Energia

Desafios da Transição Energética

Position Paper preparado pelo
Grupo de Trabalho Desafios da Transição Energética

Julho de 2025

ANE - Academia Nacional de Engenharia

A ANE coloca-se como fonte independente de aconselhamento à disposição do governo, da sociedade e da indústria. Com este objetivo promove debates, a geração de ideias, de políticas e de soluções relacionadas com grandes e complexas questões da engenharia, ciência e tecnologia.

A ANE é uma associação sem fins lucrativos, com sede e fórum jurídico na cidade do Rio de Janeiro e inscrita no CNPJ sob o nº 40.234.999/0001-58.

Avenida Rio Branco, 124/1.303 Centro - Rio de Janeiro

Phone: [\(21\) 2221-0404](tel:(21)2221-0404)

Email: administrativo@anebrasil.org.br

URL: <https://anebrasil.org.br/>

Diretoria Executiva

Presidente: Mário Luiz Menel da Cunha

Vice-presidente: Nelson Martins

Diretores: Alcir de Faro Orlando, Atila Pantaleão Silva Freire, Eduardo Serra, Guilherme Jorge de Moraes Velho e Laurindo Leal

Comitê de Energia (CPE)

Coordenador: Nelson Martins

Grupo de Trabalho Desafios da Transição Energética

Coordenador: Djalma M. Falcão

Membros: Albert Melo, Alexandre Street, Altino Ventura, Antônio Carlos Barbosa, Antonio Capeleiro Pinto, Eduardo Serra, Graça Foster, Iony Patriota, Luiz Maurer, Maria Elvira Maceira, Nelson Martins, Paulo Gomes e Pietro Erber

Palestrantes Convidados: Fernanda Delgado, Farid Shecaira, Maurício Tolmasquim, Francisco Victer e Virgílio Paixão Jr

Resumo Executivo

A Transição Energética – TE constitui a contribuição do setor energético para reduzir a concentração de gás carbônico, metano e outros gases causadores de efeito estufa – GEE, portanto responsáveis pelo aquecimento global. Complementa as demais ações de contenção dessas emissões, dentre as quais predominam, no país, aquelas devidas ao uso do solo, com destaque para o desmatamento, e as atividades agropastoris. A TE requer redução do consumo de combustíveis de origem fóssil bem como a retirada da atmosfera de parte dos gases de efeito estufa já presentes. O custo dessa iniciativa mundial, da qual todos podem e precisam participar, justifica-se frente àquele da inação, cujas externalidades já não mais podem ser ignoradas.

O Brasil está comprometido com a TE, tanto pela sua urgente necessidade quanto pelas oportunidades que oferece. Em vista de sua matriz energética, metade da qual é constituída por oferta de energias de fontes renováveis, a situação do país é singularmente mais favorável do que a da maioria dos demais países. Essas fontes são predominantes na geração de energia elétrica e, nos transportes e na indústria, contribuem para reduzir a pegada de carbono destas atividades. Dado que a maioria das fontes renováveis podem ser afetadas por alterações do clima, já perceptíveis, o Brasil precisa atuar com prioridade e protagonismo na implementação da TE, para evitá-las.

Os governos de diversos países movimentam-se para moldar o futuro de tecnologias de energia limpa e combinar as suas políticas climáticas, de segurança energética e econômicas no sentido de aumentar a resiliência e a diversidade das cadeias de abastecimento, ao mesmo tempo que competem pelas oportunidades econômicas, a exemplo dos EUA, da União Europeia, do Japão, da Índia e da própria China. É indispensável que o Brasil integre esse esforço, tendo em conta seus recursos e oportunidades específicos, para minimizar sua dependência externa nessa área e evitar atrasos que prejudiquem sua competitividade no mercado internacional.

Diante do quadro acima delineado, a Academia Nacional de Engenharia criou um grupo de trabalho denominado Desafios da Transição Energética, que ao longo de vários meses estudou os benefícios e dificuldades da implantação de uma política de TE no país, com o objetivo de fornecer à sociedade brasileira uma visão da questão do ponto de vista da engenharia. Este artigo apresenta os principais resultados do trabalho desenvolvido.

O artigo está organizado nos seguintes capítulos:

- *Introdução*: introduz o tema TE e define os principais objetivos do trabalho;
- *Contextualização*: apresenta uma visão geral da TE, seu impacto em vários setores da economia e aponta caminhos promissores para o país;
- *Combustíveis, Transportes, Indústria, Mercado e Captura de Carbono*: aprofunda a questão da substituição dos combustíveis fósseis por combustíveis alternativos, ou outras formas de energia, nas aplicações em transportes e na indústria, e analisa as perspectivas do país com relação ao mercado e captura de carbono;
- *Sistema Eletroenergético*: investiga o impacto da implantação da TE no sistema eletroenergético nacional, sob os pontos de vista da qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária do sistema elétrico nacional, além de possíveis impactos

ambientais, subsídios elevados e permanentes, distorções na política industrial e tecnológica, etc.

- *Desafios Ambientais, Socioeconômicos e Regulatórios*: analisa os impactos ambientais e socioeconômicos das novas tecnologias associadas à TE, como a geração eólica e fotovoltaica, os novos combustíveis, a produção de hidrogênio, etc., assim como as mudanças regulatórias ora em curso e aquelas que ainda precisam ser implementadas para viabilizar a TE.
- *Conclusões*: apresenta uma síntese dos principais desafios e sugestões de encaminhamentos vislumbrados para a implementação do processo de TE no país.

As principais questões e oportunidades para a TE no país, identificadas neste trabalho, bem como um esboço de possíveis encaminhamentos de contribuições, foram:

1. A necessidade urgente de coordenação das atividades governamentais e da sociedade civil, visando a harmoniosa e eficiente TE do país. Nesse sentido, o governo federal deverá implementar a Política Nacional de Transição Energética - PNTE, em articulação com outras iniciativas, como o Plano Clima e a Nova Indústria Brasil. [o que é Nova Indústria Brasil]
2. A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis ou combustíveis sintéticos carece de redução dos seus custos de produção e de ampliação de sua oferta. Subsídios deveriam ser limitados a segmentos específicos do mercado, como populações de baixa renda e custeados por créditos de carbono e recursos orçamentários.
3. No caso dos transportes em âmbito internacional, particularmente aéreo e marítimo, a utilização de combustíveis alternativos que demandam adaptação dos equipamentos exige a garantia de oferta mundial, o que extrapola o processo decisório do país.
4. A eletrificação dos transportes, particularmente o rodoviário, exige a implantação de ampla infraestrutura de recarga no território nacional.
5. A descarbonização na indústria (aço, cimento, alimentos etc.) requer investimentos de vulto na infraestrutura de produção e na redução de custos dos combustíveis alternativos ou da energia elétrica, mediante políticas de apoio à adaptação das indústrias e de eficiência dos fornecedores dos energéticos.
6. O incipiente mercado de carbono brasileiro ainda apresenta baixa demanda e liquidez, embora apresente grande potencial, em vista da ampla disponibilidade de fontes renováveis e experiência na captura e sequestro de carbono (CCS). Este se viabilizará na medida em que seu custo for inferior ao valor dos créditos de carbono. Uma legislação mais clara e diminuição da complexidade regulatória poderiam ajudar a deslançar esse mercado.
7. As novas infraestruturas de transporte e armazenamento constituirão um elemento crítico para a produção de eletricidade e hidrogênio com baixas emissões e para a gestão de CO₂, devendo se investigar as possibilidades de reaproveitamento de infraestruturas existentes de combustíveis fósseis.

8. Há necessidade de se definir os montantes adequados para a expansão de geração eólica e solar, a fim de preservar a confiabilidade e a operação ótima do sistema, bem como a rentabilidade dos investimentos realizados, considerando as previsões de demanda de energia.
9. Os fatores de confiabilidade assumem maior importância, dadas as incertezas da geração intermitente. É necessário lidar com os novos desafios de segurança e controle na operação elétrica, garantindo a estabilidade do sistema em condições de baixa inércia, o que requer novas tecnologias, tanto em hardware quanto em software.
10. Há necessidade de políticas que valorizem e induzam maior flexibilidade dos sistemas elétricos, desde o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional até sua operação.
11. Deve-se reconhecer o papel das tecnologias renováveis já comprovadas, como as usinas hidrelétricas – com reservatórios e reversíveis – na integração e balanceamento de níveis crescentes de energia eólica e solar, e remunerar os serviços que venham a prestar, além da geração de energia elétrica.
12. Como a TE também deve ser justa, inclusiva, acessível e sustentável, ele deve contemplar as populações que ainda não têm acesso à energia elétrica e demais modalidades de energia que atendam suas necessidades básicas, não se excluindo a concessão de subsídios para essa finalidade.
13. As mudanças climáticas em curso – aumento da temperatura, alterações nos regimes de precipitações, ventos e irradiações, e eventos climáticos extremos mais frequentes e intensos – já impactam o setor elétrico, em termos de sua produção e consumo de energia, bem como com danos à sua infraestrutura. Estes exigem estratégias de mitigação e adaptação, com foco em sistemas mais resilientes às mudanças do clima, incluindo seu financiamento.
14. A TE tem provocado e demandará transformações tecnológicas aceleradas em toda a economia, via descarbonização, descentralização e digitalização da rede, exigindo atualização dos marcos regulatórios vigentes.
15. É necessário considerar impactos devidos às fontes renováveis, numa perspectiva de seus ciclos de vida, tais como os causados por grandes reservatórios, poluição visual e sonora de geradores eólicos, energia e produtos químicos utilizados na produção de placas solares, o impacto de grandes plantações, o consumo de água para obtenção de hidrogênio por eletrólise, bem como o futuro descomissionamento das instalações.
16. É fundamental que o país crie políticas públicas para a descarbonização da economia, por meio de desenvolvimentos tecnológicos na indústria de energia e, ao mesmo tempo, condições para competir pelas oportunidades econômicas que a transição oferece para energias limpas e renováveis em diferentes mercados ao redor do mundo.

17. O sucesso da TE depende de se implementar um quadro regulatório que integre os diversos setores envolvidos. Há uma série de propostas tramitando no Congresso Nacional, direta e indiretamente relacionadas à TE. Muitas envolvem resoluções totalmente contrárias à TE. Outras, mesmo propondo soluções aparentemente favoráveis, podem produzir resultados diferentes do esperado se não forem compatibilizadas com outras propostas em tramitação.
18. O Brasil conta com forte participação de fontes renováveis (cerca de 50%) em sua matriz energética e ainda maior (perto de 90%) contribuição de fontes renováveis para sua geração de energia elétrica. Portanto, o que constitui no presente uma vantagem, também representa um risco frente à mudança de clima, que poderá alterar a disponibilidade dessas fontes. Conclui-se, portanto, que interessa particularmente ao país que o esforço mundial para que as condições climáticas sejam mantidas seja bem-sucedido.

A implantação da TE no país é uma atitude positiva por incluir o Brasil dentro do esforço mundial de redução do aquecimento global, atendendo seus compromissos internacionais. Além disso, apresenta uma rara oportunidade de colocar o país em uma nova rota de desenvolvimento baseada em um processo de neointustrialização voltado para a exportação de produtos verdes, ou seja, aqueles produzidos sem ou com baixa emissão de GEEs.

Conteúdo

1	INTRODUÇÃO	1
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	2
2.1	ASPECTOS GLOBAIS.....	2
2.2	BRASIL: PERSPECTIVAS E DESAFIOS	5
2.3	CONCLUSÕES	9
3	COMBUSTÍVEIS, TRANSPORTES, INDÚSTRIA, MERCADO E CAPTURA DE CARBONO	11
3.1	INTRODUÇÃO	11
3.2	CENÁRIO BRASILEIRO.....	11
3.3	CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO	28
3.4	O MERCADO DE CARBONO	30
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
4	SISTEMA ELETROENERGÉTICO	34
4.1	INTRODUÇÃO	34
4.2	A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	35
4.3	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	36
4.3.1	MATRIZ ELÉTRICA	36
4.3.2	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	39
4.3.3	OS SISTEMAS ISOLADOS.....	44
4.3.4	EMISSÕES DE GEE DO SETOR ELÉTRICO	45
4.4	OS DESAFIOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA PARA O SETOR ELÉTRICO	46
4.4.1	GERAÇÃO RENOVÁVEL VARIÁVEL INTERMITENTE (GRVI)	46
4.4.2	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	53
4.4.3	O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS NA TE.....	55
4.4.4	GERAÇÃO CONECTADA POR INVERSORES.....	60
4.4.5	TE NOS SISTEMAS ISOLADOS.....	61
4.4.6	GRANDE VOLUME DE INFORMAÇÕES	62
4.4.7	NOVOS PROCESSOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA.....	63
4.4.8	MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....	64
4.4.9	SEGURANÇA CIBERNÉTICA	66
4.5	ALGUMAS POSSÍVEIS SOLUÇÕES	67
4.6	CONCLUSÕES	68

5	DESAFIOS AMBIENTAIS, SOCIOECONÔMICOS E REGULATÓRIOS	72
5.1	INTRODUÇÃO AO SUBTEMA.....	72
5.2	DESAFIOS AMBIENTAIS.....	72
5.2.1	ENERGIA HIDRELÉTRICA OU HIDRÁULICA.....	73
5.2.2	ENERGIA EÓLICA ONSHORE	73
5.2.3	ENERGIA SOLAR.....	74
5.2.4	ENERGIA DA BIOMASSA	75
5.2.5	ENERGIA EÓLICA OFFSHORE.....	75
5.2.6	USO DO HIDROGÊNIO	76
5.3	DESAFIOS SOCIOECONÔMICOS	77
5.4	DESAFIOS REGULATÓRIOS.....	78
5.4.1	PLANO CLIMA:	78
5.4.2	POLÍTICA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA - PNTE	79
5.4.3	PROJETOS DE LEI (PL) TRAMITANDO NO CONGRESSO NACIONAL.....	80
5.4.3.4	PL 576/2021 – EÓLICA OFFSHORE	83
	• SITUAÇÃO: O PL ESTÁ EM DELIBERAÇÃO NA COMISSÃO DE INFRAESTRUTURA DO SENADO. JÁ FOI APROVADO EM 2022 NO SENADO, FOI À CÂMARA ONDE RECEBEU EMENDAS. APROVADO NA CÂMARA, VOLTOU AO SENADO PARA APROVAÇÃO POR CONTA DAS MUDANÇAS NELE INTRODUZIDAS.	83
5.4.3.5	PROJETO DE LEI 725/2022	83
5.4.3.8	PL 5174/2023	85
5.4.3.10	PL 5816/2023	87
5.4.3.11	PL 914/2024: TRANSFORMADO NA LEI 14.902/2024.....	88
5.4.4	MODERNIZAÇÃO REGULATÓRIA PARA SUSTENTABILIDADE DO SETOR ELÉTRICO FRENTE A UMA MATRIZ COM ALTA INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NÃO CONTROLÁVEIS.....	90
6	CONCLUSÕES.....	97
7	REFERÊNCIAS.....	100

1 Introdução

O termo Transição Energética (TE) engloba o processo de mudança de paradigma na produção e utilização de energia, visando a redução das emissões dos Gases do Efeito Estufa (GEEs). A grande motivação para a TE é a constatação da ocorrência nas últimas décadas de mudanças climáticas relevantes, incluindo o aumento na ocorrência de efeitos climáticos extremos, cuja origem é atribuída pela maioria dos estudiosos do assunto a ações humanas, principalmente o aquecimento global causado pelas emissões dos GEEs. A conscientização sobre as causas desse fenômeno, e consequente priorização do processo de TE, foi fortemente influenciada pela realização das várias conferências das Nações Unidas sobre mudanças climáticas (COP/CMP/CMA), nas quais os governos da maioria das nações assumiram compromissos de, em maior ou menor escala, colocar em prática ações que visam limitar o aquecimento global. Resultados relevantes dessas reuniões foram o Protocolo de Kyoto (1997) e o Acordo de Paris (2015), os quais estabeleceram metas para redução do aumento da temperatura do planeta.

O Brasil, por meio da adesão a vários acordos internacionais, está fortemente comprometido com a TE. Além disso, dispomos de potencial enorme para ampliação da geração de energia elétrica renovável com hidrelétricas, eólicas *onshore* e *offshore*, solar, e outras fontes. Também dispomos de condições de produzir combustíveis alternativos (etanol, biodiesel, biogás, hidrogênio, etc.) para substituir os combustíveis fósseis onde a eletrificação não seja possível. Desta forma, temos a oportunidade de liderar esse processo em escala mundial, transformando nosso país em grande exportador de produtos verdes, ou seja, aqueles produzidos sem ou com baixa emissão de GEEs. Entretanto, é necessário analisar com cuidado a implantação da TE no país, evitando que essa implantação prejudique a qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária do sistema elétrico nacional, além de evitar impactos ambientais, subsídios elevados e permanentes, distorções na política industrial, etc. Essas preocupações têm sido sintetizadas em frases como “transição energética justa, inclusiva e equilibrada”.

Diante do quadro acima delineado, a Academia Nacional de Engenharia criou um grupo de trabalho denominado Desafios da Transição Energética, que ao longo de vários meses, estudou os benefícios e dificuldades da implantação de uma política de TE no país, com o objetivo de fornecer à sociedade brasileira uma visão da questão do ponto de vista da engenharia. Este artigo apresenta os principais resultados do trabalho desenvolvido.

O artigo está organizado da seguinte forma: um capítulo de Contextualização, no qual apresenta-se uma visão geral da TE, seu impacto em vários setores da economia e aponta caminhos promissores para o país; seguem-se capítulos tratando de temas específicos como Combustíveis, Transportes, Indústria, Mercado e Captura de Carbono; Impacto no Sistema Eletroenergético; e Desafios Ambientais, Socioeconômicos e Regulatórios; finalmente, nas Conclusões, é apresentada uma síntese dos principais desafios e sugestões de encaminhamento vislumbrados para a implementação do processo de TE no país.

2 Contextualização

2.1 Aspectos globais

A transição do uso intensivo de combustíveis fósseis para energias renováveis destina-se a limitar o aquecimento global, provocado principalmente pelo aumento da concentração de CO₂ e de outros gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. Esta relação causal foi comprovada ainda no século XIX. Em 1965 o Comitê Consultivo da Ciência do Presidente dos EUA afirmou que a transferência de grandes quantidades de carbono do subsolo para a atmosfera, pela queima de combustíveis fósseis, constitui, “desavisadamente, um vasto experimento geofísico”.

A incipiente transição energética, ora em curso, difere das demais, precedentes, motivadas sobretudo por fatores econômicos. Esta prima pela urgência e importância da preservação de condições ambientais indispensáveis para assegurar a alimentação e a saúde da população mundial, além de evitar grandes e disruptivas migrações e suas consequências geopolíticas. Diante da inevitabilidade das mudanças climáticas, já em curso, a mitigação e a adaptação da sociedade, com inclusão de suas frações de baixa renda, são fundamentais. A importância vital dessa transição explica sua crescente presença na mídia e justifica a forte participação governamental na definição de estratégias e metas, mesmo que ela dependa sobretudo do comportamento da sociedade.

Como nas demais transições, novas fontes de energia se superporão às anteriormente dominantes, sem substituí-las totalmente. Além das fontes renováveis, cuja utilização é preciso ampliar, aquelas de origem fóssil que, há mais de dois séculos, vêm contribuindo para o notável crescimento da atividade e da população humana, ainda serão relevantes nas próximas décadas. Consequentemente, medidas compensatórias serão indispensáveis para impedir maior aumento da concentração de GEE na atmosfera.

As Nações Unidas e outras organizações, como a Agência Internacional de Energia têm indicado metas, definido medidas prioritárias e avaliado custos da transição energética. As Conferências do Clima, realizadas anualmente (a COP 30, de 2025, será realizada em Belém, PA) ensejam acompanhamento, avaliação e atualização das contribuições para essa transição assumidas pelos países, as NDC (*Nationally Defined Contributions*), que não podem ser reduzidas. Compromissos de redução do consumo de combustíveis fósseis têm sido escassamente cumpridos, como se verificou na COP 28, de 2023, nos Emirados Árabes Unidos, apesar da já clara percepção do problema climático. Tanto nesse foro mundial, quanto em outras oportunidades a dificuldade de enfrentar os desafios da transição energética evidenciam o profundo enraizamento dos combustíveis fósseis nas atividades dos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Daí o negacionismo e a falta de “solidariedade diacrônica”, na expressão de Ignacy Sachs.

O baixo custo de obtenção, a densidade energética, a facilidade de manuseio e de transporte, sobretudo do petróleo e de seus derivados, contribuíram para que os combustíveis fósseis constituam hoje a fonte de energia dominante. Além dessas vantagens, na maioria dos países vigoram políticas que priorizam preços baixos dos combustíveis. Anualmente centenas de bilhões de dólares ainda subsidiam os preços dos combustíveis fósseis em diversos países.

Este quadro deixaria de ser tão favorável ao consumo desses combustíveis se as externalidades de sua utilização fossem cobradas diretamente de seus usuários e não de forma difusa e indireta, de todas as populações, que sofrem com a mudança do clima, com a poluição ambiental e por conflitos regionais pelo controle das cadeias de produção e oferta desses combustíveis.

As dimensões da população global e sobretudo a disparidade de condições nas quais ela se encontra dificultam a transição energética. Em pouco mais de dois séculos, a população mundial cresceu cerca de oito vezes, graças a melhores condições médicas e sanitárias, disponibilidade de alimentos e novos recursos tecnológicos e energéticos, notadamente os combustíveis fósseis, que também contribuíram para muito maior crescimento do PIB mundial. Mas parte expressiva dessa população não tem acesso a esses recursos e benefícios. É desejável que logo possam atender seus requisitos de energia, principalmente a partir de fontes renováveis. Medidas inovadoras de natureza econômica, tecnológica e educacional serão necessárias para que seu consumo seja acessível, sustentável e eficiente.

A transição energética tem ocorrido apenas na margem, visto que nunca se consumiu tanto carvão, gás e petróleo como nos anos recentes. E, mesmo que o consumo de combustíveis fósseis diminua, os estoques atmosféricos de efluentes aumentarão, a menos que se consiga efetuar sua captura e sequestro. A substituição gradual dos combustíveis fósseis não evitará o aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, vai apenas torná-lo mais lento. Três aspectos desta transição merecem atenção: seus custos, a segurança energética e a incerteza com que se deparam previsões e tomadas de decisões. Afetam o crescimento das economias, o bem-estar das populações, particularmente as mais pobres, a necessidade de investimentos e o risco aí envolvido.

Em parte, pelo menos, aumentos de preços ocorrerão, compensando custos de externalidades que serão evitadas. Critérios para a alocação dos custos, tendo em vista, particularmente, as populações mais pobres serão importantes para que estas também sejam atendidas, de modo sustentável. A valorização das externalidades, que vem passando do plano retórico para o monetário, com a criação dos mercados de carbono, constitui um movimento relevante, mas não suficiente. A maioria dos consumidores de combustíveis fósseis não ressarce a sociedade pelo prejuízo socioambiental causado pelas emissões decorrentes. Além da substituição desses combustíveis por energias renováveis, e de medidas de contenção e mitigação, fundamentais para a transição energética, será indispensável aumentar a eficiência nas cadeias energéticas, da fonte ao uso. Isto permitirá que o consumo de energia diminua e, com isso, as despesas com energia.

A questão da segurança energética envolve diversos fatores, como: (1) fontes renováveis, como de energia hidráulica, eólica, solar e biomassa dependem do clima e, portanto, sua disponibilidade e confiabilidade está em questão, assim como seu transporte; (2) o aproveitamento dessas fontes, particularmente da energia solar e eólica, bem como a eletrificação de transportes, depende de cadeias de suprimento de metais como cobre, lítio, cobalto e terras raras cuja origem está concentrada em poucos países; (3) dificilmente a redução da oferta de combustíveis fósseis se dará de forma organizada, contínua, sem grandes variações de preços, sem resistências e conflitos, pois os interesses e incertezas são múltiplos

e variados e (4) a insegurança de investidores quanto à necessidade e acerto de investimentos, particularmente aqueles de maior período de maturação, poderá impedi-los ou atrasá-los, prejudicando o atendimento da demanda.

Um dos principais entraves para a transição energética é o empenho dos fornecedores de combustíveis fósseis em manter suas vendas, como foi visto na COP 28, em Abu Dhabi. No entanto, como esperado, em poucos anos a demanda desses combustíveis começará a diminuir. Para que não haja perspectiva de falta ou excesso de oferta desses combustíveis, que estimularia a volatilidade dos seus preços, a continuidade da prospecção e da produção, devidamente controlada, pode ser necessária. Entretanto, efetuar esse controle, que requer entendimento entre os produtores, num ambiente mundial fortemente competitivo onde a demanda quase sempre cresceu, parece ser notável desafio.

No momento, mesmo em vista de declarações em contrário, é improvável que produtores de combustíveis fósseis restrinjam sua oferta. Sua redução deverá decorrer da diminuição da demanda, devida à substituição de combustíveis fósseis por renováveis, aumentos de eficiência e novas tecnologias. Maior taxação de combustíveis fósseis, inclusive para obter recursos destinados à subsidiar energias de fontes renováveis também poderá atuar nessa direção.

Por maior que seja a conscientização da sociedade quanto à urgência da transição energética, esta não ocorrerá, sobretudo com a rapidez necessária, sem notável disponibilização de recursos financeiros, organizacionais e gerenciais, que viabilizem a realização de projetos e programas de forma eficiente e ordenada. Em 2023 US\$ 1,8 trilhão foram mundialmente destinados à transição energética, porém apenas 16% aos países em desenvolvimento, que representam 1/3 do PIB e 70% da população global. E é justamente aí que o aumento das atividades econômicas e da própria população que se espera o maior aumento da demanda mundial de energia. Embora a prioridade dos esforços para conter as mudanças climáticas disponibilize amplos recursos, seu direcionamento e utilização para esses países é prejudicado pelos elevados custos de capital e ambiente regulatório, legal e, por vezes, político inseguro, que limitam a viabilidade de investimentos de longa vida útil. A melhor utilização dos recursos disponíveis junto ao setor privado, governamental, de instituições multilaterais como o Banco Mundial exigirá clara definição de prioridades, colaboração e coordenação entre países, agentes financeiros e os responsáveis pela implementação das medidas preconizadas.

Para acelerar a transição energética, em vista da sua urgência, além da penalização de emissões, do aumento da eficiência e de substituições de combustíveis fósseis, que têm ocorrido predominantemente na margem do mercado, outras políticas são necessárias. Destacam-se aquelas de substituição dos combustíveis fósseis destinados atualmente aos equipamentos existentes. Assim, por exemplo, mais do que carros elétricos (com geração elétrica limpa), contará o aumento de oferta de biocombustíveis e, futuramente, de combustíveis sintéticos que possam ser utilizados pela frota atual.

A transição energética “justa e inclusiva” contempla diversas preocupações: (1) a da correta alocação dos custos da oferta de energia, de modo que, em princípio, o consumidor arque com os custos de seu atendimento, inclusive aqueles de caráter socioambiental; (2) em que

medida e como países ou mesmo indústrias que desde o passado (a ser definido cronologicamente) mais contribuíram para formar o estoque atual de GEE devem contribuir para a redução dessas emissões; (3) seja por razões humanitárias, seja por motivos econômicos e socioambientais, populações de baixa renda têm de ser apoiadas mediante subsídios e outras políticas para poderem ser atendidas em seus requisitos energéticos básicos, pelo menos. Um exemplo evidente é a próxima necessidade vital de ar-condicionado, em face do aquecimento ambiental. Já subsídios de caráter tecnológico ou industrial devem ser eliminados, uma vez que os benefícios visados tenham sido alcançados ou porque se constate sua inviabilidade econômica. Sua permanência representa distorção de prioridades ou simplesmente transferência de renda. A avaliação de uma política como justa depende, dentre outros fatores, da origem dos recursos. É mais aceitável que consumidores de energia subsidiem o consumo daqueles de baixa renda do que políticas governamentais, que deveriam ser subsidiadas pela União, em vista de seu interesse público. No entanto, além destas considerações, cabe destacar o objetivo fundamental da transição energética, evitar maior aquecimento global, sem o que demais objetivos, certamente desejáveis, poderão ser inviabilizados.

Devido às mudanças climáticas, ameaças geopolíticas, ações antrópicas prejudiciais ao meio ambiente, desenvolvimento e ingerência da inteligência artificial, precária distribuição da disponibilidade de materiais essenciais à transição energética, além de insuficiente capacitação tecnológica e educacional para mitigar os efeitos e adaptar as sociedades para novas condições globais, o aumento da incerteza acentua a insegurança com a qual as decisões têm de ser tomadas. O aquecimento global, que já se faz notar e tende a se agravar, poderá ser acompanhado por alterações do regime pluviométrico, dos ventos e mesmo das correntes marinhas. Condições de oferta energética até agora favoráveis, como as do Brasil, de forte participação de fontes renováveis, poderão ser prejudicadas pela alteração do clima, que poderá transformar vantagens em fatores de risco de suprimento energético. Amplas áreas da região ártica, na Sibéria, poderão vir a ter temperaturas mais amenas, mas estas provocarão o descongelamento do “permafrost”, o que liberará grandes quantidades de metano, que agravarão o aquecimento global.

Nesse enfoque global da transição energética, de sua motivação e meios para realizá-la, observa-se que ela ainda enfrenta resistências, descrença e contestação quanto à sua necessidade, por desinformação e interesses imediatistas. Porém o risco da inação, de preservar o “business as usual” é tamanho que não se pode deixar de empreendê-la. Além de custos, de interesses contrariados, de investimentos não mais remuneráveis, o esforço tecnológico e econômico para realizar a transição energética gerará novos conhecimentos, novas atividades econômicas, novos empregos. Acima de tudo, preservará condições essenciais para a maioria da população mundial. Trata-se do maior esforço global consciente já realizado, para o qual todos precisam contribuir, desde já, pois a amostra do que se deseja evitar já desponta, à vista de todos: muito cara.

2.2 Brasil: perspectivas e desafios

A população do Brasil, de cerca 203 milhões em 2022, cresceu a taxas anuais próximas a 1,1% desde 2010, com modesto aumento da renda per capita. Desigualdade de renda e baixo nível

educacional de parte importante da população constituem entraves ao desenvolvimento que desafiam o país. Além desses problemas, históricos, a nova conjuntura climática chama a atenção para que parte expressiva de seu PIB e de sua matriz energética, particularmente a elétrica, dependem de condições ambientais.

Pelas suas dimensões econômicas, populacionais e potencial energético, mineral e agrícola o país figura com destaque dentre aqueles de renda média. Tais aspectos lhe conferem significativa participação na implementação de medidas de interesse regional e mundial. Comparado com outros países, em desenvolvimento menos avançado, o Brasil possui uma classe de renda média suficientemente ampla para subsidiar preços de energia que viabilizem seu consumo pela população de menor renda, propiciando sua inserção socioeconômica.

O Brasil está bem-posicionado na transição energética. Em 2023, cerca de 49% de sua oferta interna de energia e de 89% da sua matriz elétrica foram de fontes renováveis. A emissão de gases de efeito estufa – GEE por unidade de PIB, em 2022, foi das menores do mundo (0,14 kg de CO₂/US\$) e o consumo de energia (incluindo o da indústria) foi responsável por 21% das emissões globais do país (2,32 GtonCO₂eq). O aproveitamento da biomassa, insolação, ventos e do potencial hidrelétrico remanescente poderá aumentar a participação das energias renováveis em sua matriz energética. Para aproveitar sinergias e evitar conflitos operativos e de grupos de interesses distintos são necessários políticas claras, regulamentos coerentes e estáveis, planejamento sistematicamente atualizado e decisões implementadas em tempo adequado.

Fontes renováveis e o aumento da eficiência energética em todos os processos de oferta e utilização da energia constituem a base da transição energética. Em 2023 os transportes e as indústrias foram responsáveis por 65% do consumo de energia do país e por 68% das emissões de GEE da matriz energética brasileira. Além de aumento da eficiência nestes e noutros setores de consumo, combustíveis derivados da biomassa, como etanol, biodiesel, biometano, carvão vegetal, resíduos dos setores agrícolas, como o sucroalcooleiro e o de papel e celulose podem ter papel relevante para a transição energética. A eletrificação dos transportes urbanos e de longa distância oferece oportunidades, apesar de limitações financeiras e tecnológicas, como na aviação, onde a facilidade de manuseio e a densidade energética dos derivados de petróleo constituem vantagens frente a outras opções.

A eletrificação requer substituição, pelo menos parcial, de equipamentos existentes. A redução do consumo de combustíveis fósseis, graças à cogeração em indústrias que dispõem de resíduos vegetais, já é considerável. Em outras, combustíveis como carvão vegetal e resíduos de madeira podem ter seu emprego ampliado, como na siderurgia e na geração termelétrica. Boa parte das substituições ocorrerá lentamente, pois a oferta de combustíveis renováveis precisa ser desenvolvida e tecnologias atuais de consumo podem requerer adaptações ou substituição. Daí a provável demora nessa transição e, portanto, ser necessário investir na captura de carbono, que no Brasil e noutros países tropicais, de grande extensão territorial, também podem ser realizados mediante o plantio de florestas energéticas, cujo manejo também proporcionará combustível renovável.

O país ainda conta com um potencial hidrelétrico significativo, que deverá ser aproveitado sempre que seus custos, inclusive os socioambientais, sejam aceitáveis. Terras subutilizadas na pecuária permitem a expansão do setor sucroalcooleiro e de outras biomassas, como a florestal, que além de oferecer lenha e seus derivados, enseja a captura de carbono. As condições climáticas e geográficas permitem expansão do aproveitamento da energia solar e eólica, inclusive a situada no mar (offshore), está ainda pouco competitiva devido ao alto custo de sua instalação e conexão com o mercado. O PL 576/2021, que trata das eólicas offshore ainda não foi transformado em lei – portanto, seu uso ainda não foi regulamentado.

A futura contribuição da energia nuclear constitui uma questão relevante, pela sua continuidade, por não emitir GEE e não ser influenciada por fatores climáticos. A demora na conclusão da construção de Angra III pode afetar eventual investimento em novas usinas nucleares. A tecnologia a ser utilizada, o financiamento de sua construção, a participação do setor privado nesses empreendimentos, demandam decisões claras e tempestivas.

A expansão da oferta de energia elétrica deverá apresentar grande diversidade de fontes renováveis. O aproveitamento das respectivas características e sinergias demandará estudos que orientem os investimentos e coordenação da operação das instalações, balizados por regulamentação atualizada, de modo a evitar déficits ou sobras de oferta. A crescente participação de fontes intermitentes e sazonais exige instalações de armazenamento controlável de energia, mediante baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, o que constituirá elemento inovador ainda carente de regulamentação específica para viabilizar sua implantação, operação e remuneração. Por outro lado, a exploração da flexibilidade da demanda do mercado ensejará economias de investimento e operação do lado da oferta.

Tem sido aventado que o país deveria explorar ou seja, monetizar suas reservas de petróleo e gás natural enquanto houver demanda. Considera-se que o impacto ambiental da produção nacional desses combustíveis tem sido inferior à da média mundial. Entretanto, essa política, que tenderá a promover o consumo desses combustíveis fósseis, percebe a transição energética como um processo que pode ser adiado. Ignora a necessidade imediata de empreender essa transição naturalmente gradual, para manter o “business as usual” e perpetuar a dependência desses combustíveis. Mesmo a longo prazo, como o consumo de combustíveis fósseis deverá diminuir, mas não terminará, o aproveitamento das reservas não precisa nem deveria ser “agora ou nunca”. Um importante ponto de atenção aqui, diz respeito às atuais dificuldades para exploração e desenvolvimento de novas reservas petrolíferas no país, o que pode incentivar que tais atividades sejam deslocadas para outros países, como já vimos observando, mesmo por empresas nacionais. Uma consequência é que empresas brasileiras poderão gerar emprego e riquezas em outras partes do mundo, na pesquisa e lavra de jazidas petrolíferas, porém trazendo os combustíveis para serem consumidos no Brasil e, por conseguinte, aumentando a quota de emissão de GEE no país.

A necessidade e a dificuldade técnica de substituir combustíveis fósseis por renováveis e a redução dos custos da energia elétrica de origem eólica e fotovoltaica despertou forte interesse pelo hidrogênio obtido por eletrólise da água, o H₂V. Este pode contribuir para a descarbonização da economia, quando utilizado para produzir substâncias atualmente derivadas de combustíveis fósseis e mesmo como combustível. A obtenção de H₂V requer

elevados investimentos no suprimento de energia e nos eletrolizadores, além de considerável consumo de água tratada (cerca de 10 litros por kg de H₂V). Também se considera utilizar, alternativamente, por ser de menor custo, o H₂ de baixo carbono, obtido pela reforma do gás natural, com captura e sequestro (CCS) de parte do CO₂eq inicialmente produzido (cerca de 10 kg de CO₂eq por kg de H₂). Considera-se H₂ de baixo carbono aquele que envolva emissões de até 4 kg de CO₂eq por kg de H₂. Este baixo valor de emissões tanto pode ser obtido por CCS a partir do gás natural quanto por eletrólise, baseada no suprimento do SIN, quando 85% da geração provém de fontes renováveis. Cabe, entretanto, destacar que a atividade de CCS só é viável caso haja sítios adequados para armazenamento geológico do CO₂ nas proximidades da produção do Hidrogênio, o que nem sempre é simples.

A utilização do H₂ na obtenção de combustíveis sintéticos semelhantes aos fósseis (metano, metanol, amônia e derivados de petróleo) ainda é incipiente pois seu custo ainda é elevado. A valorização das emissões de carbono evitadas poderá aumentar sua competitividade. Parte expressiva dos atuais projetos de obtenção de H₂V ou de baixo carbono destinam-se à exportação. Induzirão o aumento da geração de energia de fontes renováveis, mas não contribuirão para a descarbonização do país. Nos parece mais interessante atrair empresas internacionais para o país, utilizando energia limpa em seus processos, de forma a atender seus compromissos de redução de emissões. Especificamente o setor de computação de alto desempenho, em “data centers”, grande consumidor de energia, muito se beneficiaria para absorver o atual excesso de geração de energia limpa no Brasil.

A inevitabilidade das emissões de carbono, pelo menos nas próximas décadas, evidencia a necessidade de capturar e armazenar permanentemente parte expressiva dessas emissões, além de implementar penalidades e incentivos que estimulem práticas que as reduzam, como o mercado de carbono. Uma das maneiras de absorver emissões de carbono atmosférico é o plantio de florestas, outra é sua captura direta, ainda incipiente, mediante sua absorção e posterior armazenamento no subsolo. A captura do CO₂ também pode ser integrada no processo de utilização dos combustíveis, seguida de seu armazenamento estável. O mercado de carbono constitui um incentivo para que empresas e países reduzam suas emissões. Os créditos de carbono são gerados por projetos que reduzem ou removem emissões de GEE e são adquiridos por indústrias ou países cuja emissão de GEE excede o limite previsto para sua atividade. Há dois tipos de mercado de carbono: regulado e voluntário. No mercado regulado as empresas utilizam os créditos para atender obrigações impostas por legislações ou acordos. O governo fixa um teto de emissões, de modo que quem fica abaixo obtém créditos que, depois de certificados, podem ser comercializados. O mercado de carbono foi concebido na Convenção das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC) durante a ECO-92, realizada no Rio de Janeiro. No Brasil, o mercado de crédito de carbono é regulamentado pelo DL nº 5.882 de 2006.

O PL 182/2024 – que regulamenta o Mercado de Carbono no Brasil - após ser aprovado pelo Senado Federal e Câmara dos Deputados, seguiu em 18 de novembro de 2024 para sanção presidencial para ser transformado em Lei. Em termos mundiais, na COP 29, realizada em 2024, também houve grande avanço nessa matéria, com o acordo sobre os critérios que regerão o mercado de carbono.

A transição energética enfrenta desafios ambientais, sociais e regulatórios. Os primeiros decorrem tanto de impactos devidos a instalações destinadas ao aproveitamento de energias renováveis, como usinas hidrelétricas, solares e eólicas quanto do efeito que fenômenos climáticos podem ter sobre o funcionamento dessas instalações ou sobre a produção de biomassa. Em termos sociais, preocupam os eventuais prejuízos às populações vizinhas aos novos empreendimentos, que precisam ser mitigados, compensados ou evitados, bem como possíveis aumentos dos preços das novas ofertas de energia, que poderiam limitar seu acesso pela população de menor renda e estimular práticas não comerciais. Naturalmente, a avaliação de impactos deve ser feita caso a caso, observando o interesse coletivo maior, e compensando adequadamente aqueles mais afetados. Entende-se que o crescimento e a distribuição de renda do país, além do fim de expressivos e desnecessários subsídios permitirão que o consumo dessa população seja subvencionado, enquanto for necessário. No plano regulatório, caberá às diversas agências (ANEEL, ANP, IBAMA) orientadas pelo CNPE, pela Política Nacional de Transição Energética, com apoio do Plano Nacional de Transição Energética e demais instrumentos institucionais manter um ambiente de segurança para investimentos, pela estabilidade regulatória, adaptação a novas condições tecnológicas, ambientais e geopolíticas, sem prejuízo de contratos vigentes, tendo por meta equilibrar os interesses dos agentes da oferta com aqueles dos consumidores.

O contexto institucional atualmente apresenta, bem como demanda, importantes inovações motivadas pela oferta de novas tecnologias, pela urgência climática e por interesses macroeconômicos e comerciais. A velocidade com que são apresentadas múltiplas propostas de legislação e regulamentação e a eventual demora de sua implementação contribuem para o elevado nível de incerteza que outros fatores já mencionados provocam e que afeta a tomada de decisões que interessam à transição energética. O relativo isolamento do planejamento energético num órgão diretamente dependente de apenas um ministério e o novo ativismo do poder legislativo na área energética, superpondo-se à ação ministerial e das agências reguladoras ensejou a atuação de associações empresariais específicas no sentido de priorizar medidas nem sempre condizentes como o interesse público e com os objetivos da transição energética.

2.3 Conclusões

O quadro energético atual não é favorável à rapidez que a transição energética precisa ter para limitar a elevação da temperatura média mundial a 2 graus centígrados até o final do século, conforme o Acordo de Paris. Apesar do progresso na produção de energias de fontes renováveis, tem havido aumento do consumo de combustíveis de origem fóssil. A redução das emissões, embora necessária, não é suficiente para estancar o aquecimento global, pois o estoque atmosférico de GEE, do qual depende a mudança climática, continuará a aumentar, apenas mais lentamente. É preciso absorver parte dessas emissões, o que requer recursos tecnológicos, condições ambientais favoráveis e a valorização desses esforços, que justifique seus custos.

O sucesso da transição energética depende fundamentalmente da substituição das fontes de energia fósseis destinadas aos transportes e à indústria por fontes renováveis e do aumento da eficiência energética. Também cabe atenção para o expressivo consumo nas edificações,

em particular no seu segmento domiciliar, de modo que as populações de menor poder aquisitivo sejam incluídas no mercado de energias renováveis.

Dentre as políticas mais relevantes e complexas na transição energética destaca-se a de pesquisa e exploração de reservas de óleo e gás natural, em vista das grandes, talvez crescentes incertezas de evolução da demanda e da premência da descarbonização das economias. Considerando que a perspectiva de falta de oferta pode inflar os preços desses combustíveis, a questão que se coloca é, em que medida a pesquisa e exploração deve prosseguir, sempre avaliando em escala mundial.

A avaliação dos custos de utilização de todas as fontes de energia, fósseis e renováveis, deve considerar as respectivas externalidades, decorrentes de seus impactos ambientais e sociais, desde a implantação até o descomissionamento de suas instalações. Além de conter o aquecimento global, a transição energética precisa ser conduzida de modo inclusivo no tocante às populações de menor renda e de forma a estimular a competitividade e o crescimento da economia. Portanto, será fundamental que a transição conte com fontes de recursos diversificadas, compatíveis com a natureza, os riscos e os tempos de maturação dos investimentos necessários.

No contexto institucional brasileiro, parece evidente que para que os objetivos da transição energética sejam alcançados, o CNPE deveria assumir papel mais relevante tanto na formulação de política energética clara e consequente, quanto no direcionamento das decisões, a partir da compatibilização de interesses e possibilidades de contribuição das diversas áreas governamentais, empresariais e da academia. Essa transição envolve, afeta e é influenciada por efeitos, interesses e aportes de natureza socioeconômica, ambiental, regulatória, tecnológica, educacional e industrial. Envolverá sacrifícios devidos a custos mais elevados de alguns bens e serviços e, portanto, exigirá a adesão da sociedade como um todo, o que dependerá da ampla percepção de sua necessidade frente a custos inaceitáveis de não a realizar.

3 Combustíveis, Transportes, Indústria, Mercado e Captura de Carbono

3.1 Introdução

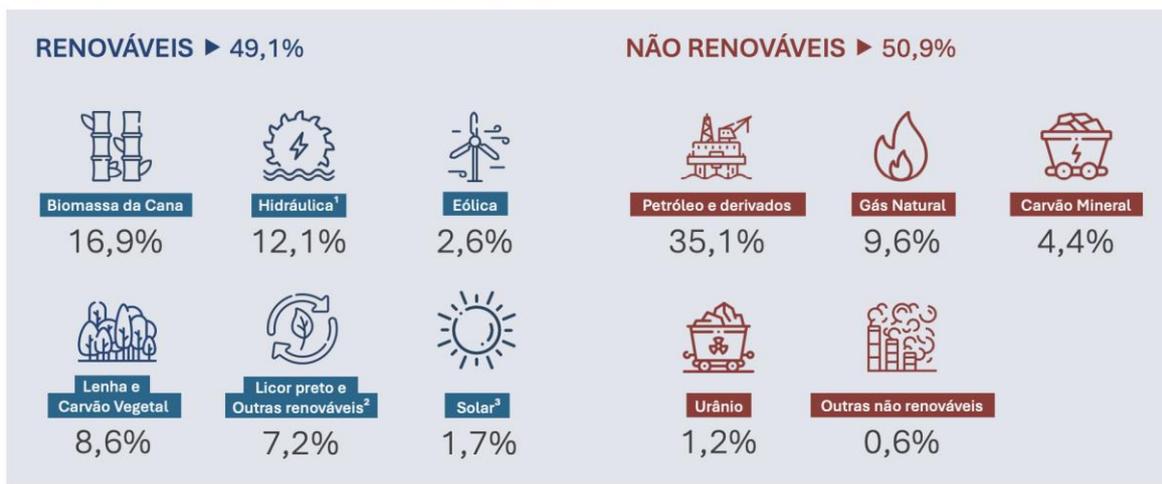
A humanidade sempre buscou insumos energéticos acessíveis e de baixo custo, para gerar calor e vapor, mecanizar a indústria, mover veículos e produzir energia elétrica. Neste longo percurso histórico a madeira deu lugar ao carvão, o qual cedeu espaço ao petróleo. Ambos, em diversas aplicações, estão consistentemente sendo substituídos pelo gás natural, pela energia nuclear e pelas fontes renováveis, como a hidreletricidade, a biomassa, as energias solar e eólica. A distribuição geográfica das fontes de energia no planeta não é proporcional ao seu consumo e fatores econômicos associados ao seu emprego e disponibilidade direcionaram e priorizaram sua utilização.

Entretanto, o efeito ambiental da intensidade crescente do uso de combustíveis fósseis contribuiu para mudanças climáticas, tornando premente um esforço coordenado, de âmbito global, no sentido de reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GEE). A Convenção das Nações Unidas (ONU) sobre mudanças climáticas tem reiterado a necessidade de ações para promover uma **Transição Energética** com o objetivo de conter o aquecimento global em 1,5°C até 2050 e, por consequência, mitigar as mudanças climáticas.

3.2 Cenário Brasileiro

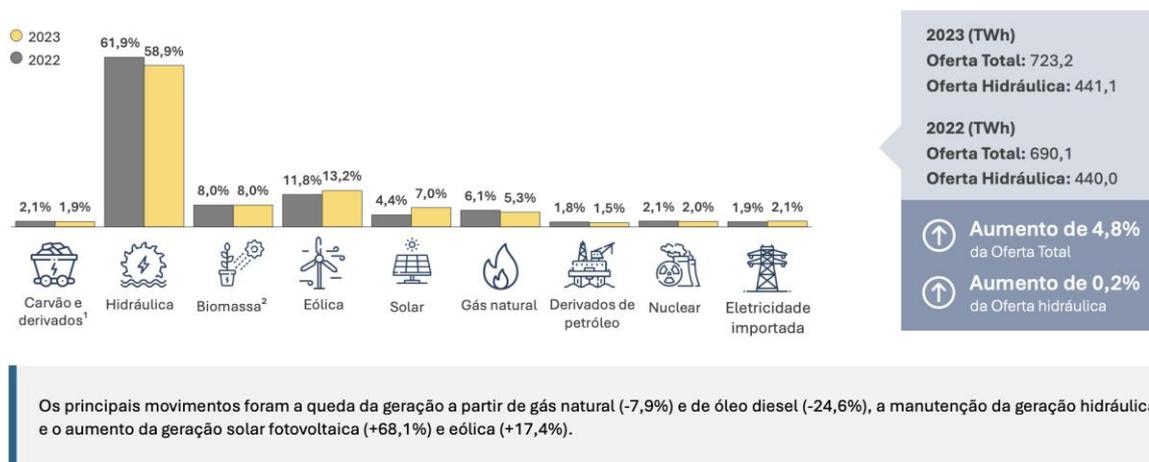
O mundo já vive um momento de Transição Energética e o Brasil não pode se omitir das transformações em curso, inclusive com possibilidade de tirar partido da disponibilidade e uso das fontes de energia de baixo carbono na produção de bens e serviços. As Figura 1 e Figura 2 ilustram a participação das fontes na Oferta Interna de Energia (OIE) e de Energia Elétrica (OIEE) no Brasil. Cabe destacar que a OIE nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) indicava, em 2019, uma participação de fontes renováveis na OIE de apenas 11% e indicava uma participação média mundial de 13,8%. Naquele ano de 2019 a repartição brasileira era de 44,7% de fontes renováveis na sua OIE, tendo aumentado para 49,1% em 2023.

Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2023



¹ Inclui importação de eletricidade
² Inclui Licor preto, Biodiesel, Outras biomassas, biogás e Gás industrial de carvão vegetal
³ Inclui as fontes Solar fotovoltaica e Solar térmica

Figura 1 - Matriz energética brasileira, base 2023, EPE, BEN 2024



¹ Inclui gás de coqueria, gás de alto forno, gás de aciaria e alcatrão
² Inclui lenha, bagaço de cana, lúxiva, biodiesel e outras fontes primárias

Figura 2 - Matriz elétrica brasileira, base 2023, EPE, BEN 2024

A comparação entre a participação das fontes renováveis na OIEE no Brasil, no Mundo e nos países da OCDE, nos coloca em uma situação privilegiada conforme destacado na Figura 3 (EPE, 2024).

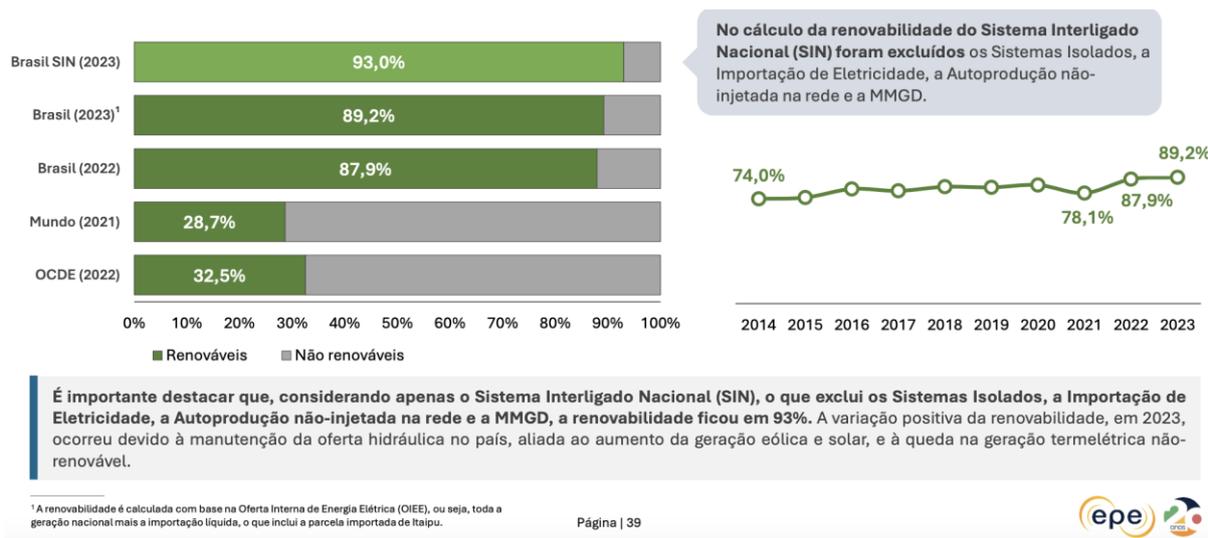


Figura 3 - Comparativo entre a participação das fontes renováveis no Brasil e no Mundo e nos países da OCDE na matriz de OIEE, base 2023 (EPE, 2024)

Quando comparado à totalidade dos países ou ao conjunto dos países da OCDE, o Brasil já apresenta uma participação de fontes renováveis expressiva, tanto na OIE quanto na OIEE. Portanto, se por um lado esta condição energética é importante sob a ótica ambiental, por outro a ampliação da já elevada participação das fontes de energia renováveis na matriz de OIE imporá um esforço relevante.

Estabelecer uma trajetória energética para atingir metas de descarbonização em um determinado horizonte é uma tarefa complexa e desafiadora em função das variáveis e particularidades presentes em cada um dos países envolvidos. Dentre aquelas que mais se destacam estão as políticas públicas, as matrizes energéticas atuais, objetivos de desenvolvimento humano ainda necessários, as transformações dos setores econômicos vigentes, as dependências externas relativas aos segmentos de exportação e importação de bens e produtos e, sobretudo, o engajamento e a capacidade financeira da população para usufruir de equipamentos e tecnologias mais eficientes, as quais podem ser mais caras, particularmente em suas fases iniciais de utilização.

O Brasil assumiu compromissos internacionais para alcançar a neutralidade líquida de carbono no horizonte de 2050 e, para tanto, pode adotar uma trajetória focada apenas nas suas potencialidades e recursos, em uma trajetória de consenso global, a qual seria aderente às particularidades dos países cuja OIE seja predominantemente não-renovável, ou em uma mescla de ambas.

A escolha do cenário a ser adotado afeta o horizonte temporal do objetivo de descarbonização, o custo final e, eventualmente a necessidade de desnacionalização de determinados segmentos industriais.

A Figura 4 apresenta a projeção do uso final de energia primária por fonte de energia no Brasil no horizonte de 2050, em função das opções de cenários de transição energética. Em todos os cenários busca-se a neutralidade líquida em carbono no horizonte de 2050. No cenário Brasil são consideradas as peculiaridades da nossa OIE e uma trajetória ótima de custo-benefício. No cenário Alternativa consideram-se os impactos da própria mudança climática no setor energético e as incertezas do processo de difusão tecnológica. Neste cenário impõem-se restrições que limitam a escolha das rotas tecnológicas. No cenário Global o processo de transição está inserido em um contexto mundial e requer cooperação Global com o processo de transição inserido no contexto mundial com uma abordagem de custo mínimo para limitar o aquecimento global em 1,5°C em 2100.

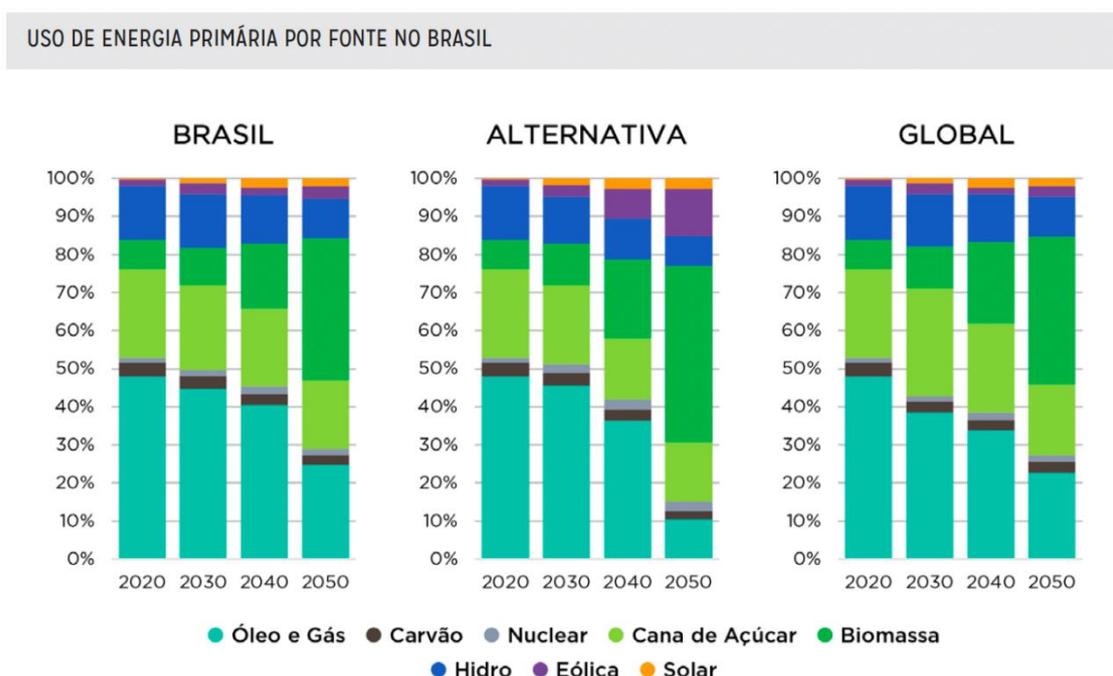


Figura 4 - Projeção do uso final das fontes primárias no Brasil nas alternativas de cenários até 2050 (Programa de Transição Energética, Relatório Final, fevereiro 2023, CEBRI, BID, EPE, CENERGIA).

Dadas as características das matrizes brasileiras (OIE e OIEE), com a participação dos combustíveis nos segmentos de transporte e indústria, é importante considerar a mudança de fontes poluentes para energias renováveis. Neste sentido, cabe analisar as alternativas de transição energética, mantendo-se os compromissos para atingir o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU).

Durante o encontro da ONU realizado no âmbito da COP28 os especialistas revelaram as emissões brasileiras de gases de efeito estufa (GEE) em 2022 totalizaram 2,3 GtCO₂eq, ressaltando as implicações de monoculturas e das pastagens em áreas antes ocupadas por vegetações nativas, sobretudo na Amazônia e no Cerrado, mesmo considerando que a devastação de todos os biomas brasileiros foi responsável por uma emissão de 1,12 GtCO₂eq.

Devido ao menor emprego de geração fóssil de energia elétrica, houve uma queda de 8% nas emissões em relação a 2021, quando a emissão bruta foi de 2,5 GtCO₂eq (UN, 2023).

As emissões brutas brasileiras de gases de efeito estufa (GEE), em 2022, totalizaram 2,3 GtCO₂eq, o que corresponde a uma redução de 8% quando comparada com 2021. A redução decorreu da diminuição do desmatamento na Amazônia, mesmo considerando que a devastação de todos os biomas brasileiros foi responsável por 1,12 GtCO₂eq. Cabe destacar que nas emissões brutas de GEE não estão consideradas as remoções de CO₂ por florestas secundárias e a manutenção de florestas em terras indígenas e unidades de conservação.

As Figura 5 e Figura 6 apresentam as séries históricas das emissões brutas e líquidas brasileiras, no período de 2009 a 2022.

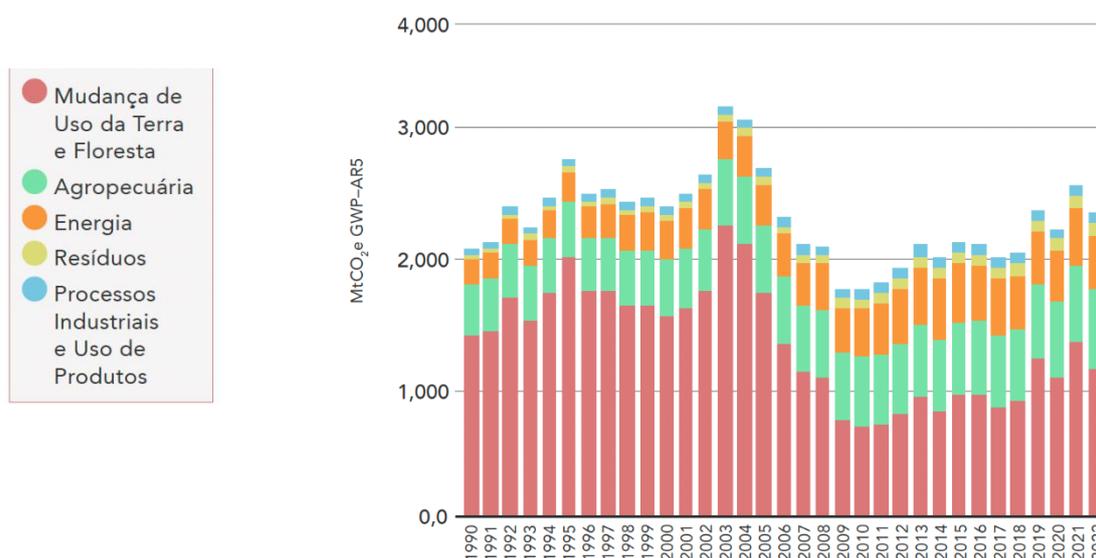


Figura 5 - Emissões brutas de GEE no período de 1990 a 2022 (SEEG, 2023).

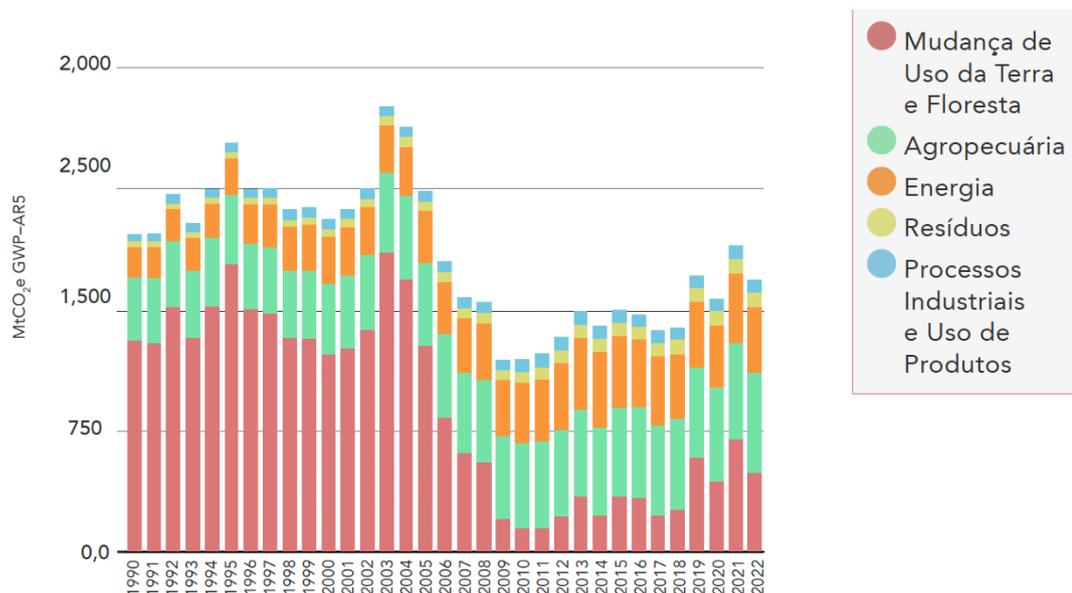


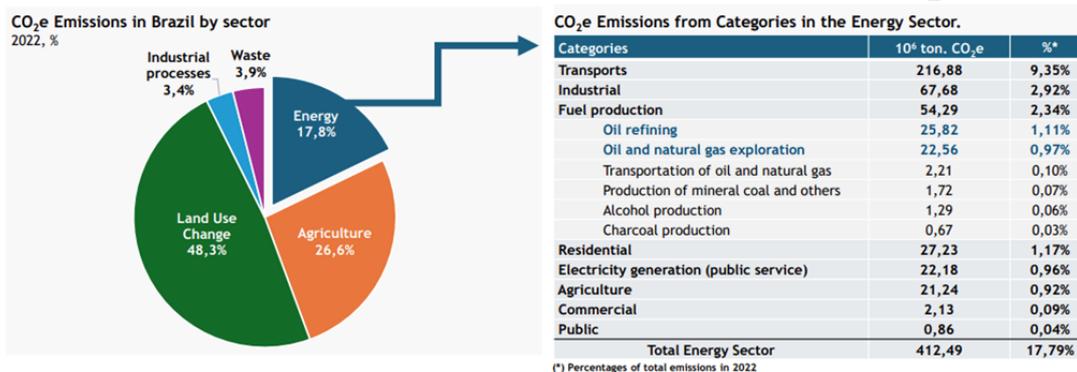
Figura 6 - Emissões líquidas de GEE no período de 1990 a 2022 (SEEG, 2023).

Observa-se a participação elevada das emissões decorrentes do Uso e Mudanças do Uso da Terra e Florestas, mesmo com algum arrefecimento a partir de 2013. A Agropecuária isoladamente tem uma participação elevada nas emissões, inclusive superior às atribuídas ao setor de Energia. As emissões decorrentes dos Processos Industriais e Uso de Produtos se equivalem àquelas das provenientes de Resíduos (MCTI, 2022). Dados recentes indicam que as contribuições percentuais das emissões de GEE, referidas a 2023, dentre os segmentos econômicos foram de: 48% Mudanças e Uso da Terra; 27% Agropecuária; 18% Energia; 3% Processos Industriais; 3% Resíduos.

A Figura 7 apresenta a distribuição das principais fontes de emissão de CO₂ em 2023 no Brasil. Observa-se que, tomando-se as emissões no setor de transporte (admitindo 80% de uso de fósseis), produção e refino de petróleo, a contribuição dos combustíveis fósseis na matriz de emissões brasileira é de aproximadamente 10% do total.

Overview of CO₂e Emissions in Brazil in 2022

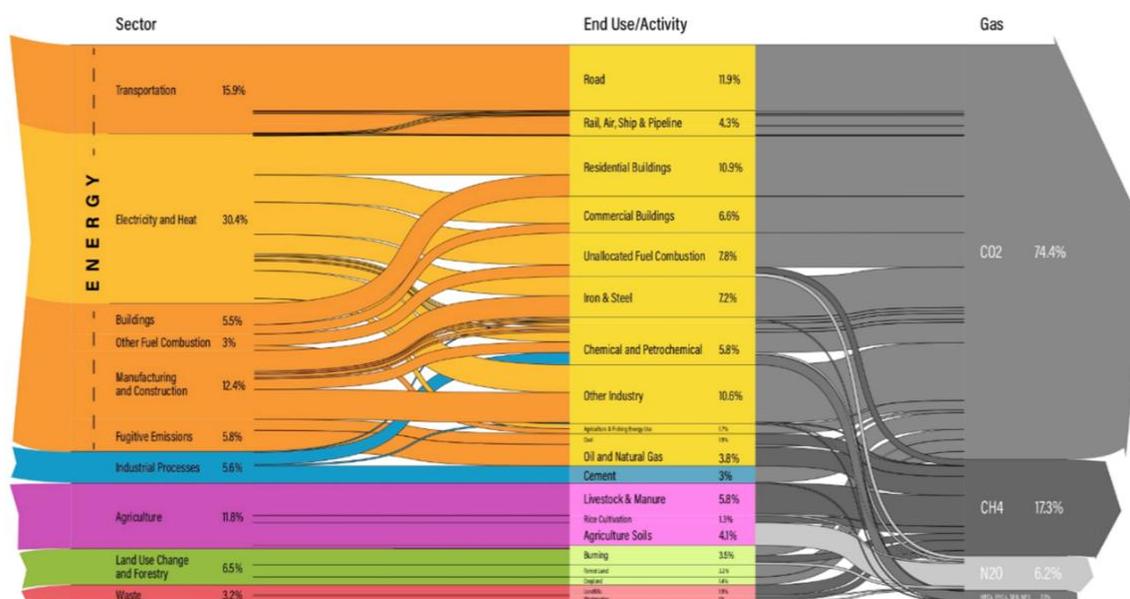
Brazil's total CO₂e emissions were 2.32 billion tons.



Source: SEEG, 2024.

Figura 7 - Distribuição das principais fontes de emissão de CO₂ em 2022 no Brasil (SEEG, 2023).

Cabe reparar que a repartição das emissões brutas brasileiras de GEE difere substancialmente daquela observada globalmente, conforme destacado na Figura 8, referente a 2016 (World Research Institute - WRI). As emissões brutas globais per capita evoluíram positivamente sob a ótica ambiental de 6,42 tCO₂eq (2016) para 6,12 tCO₂e. O estudo desenvolvido pelo WRI, no qual as emissões referentes a Agricultura e as Mudanças e Uso da Terra são contabilizadas superpostas, corrobora que estes segmentos agrupados são os maiores responsáveis pelas emissões de GEE no Brasil, enquanto o segmento de Energia e Aquecimento seria o principal responsável pelas emissões dentre os demais maiores emissores.

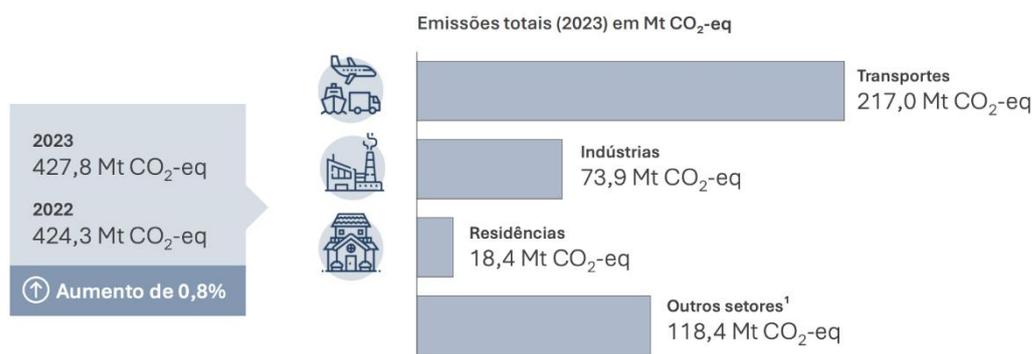


Source: Greenhouse gas emissions on Climate Watch. Available at: <https://www.climatewatchdata.org>

WORLD RESOURCES INSTITUTE

Figura 8 - Emissões percentuais de GEE em termos globais referidas a 2016 (6,42 tCO₂eq/per capita), World Resources Institute (WRI), 2016

As Figura 9 e Figura 10 indicam respectivamente a participação brasileira de emissões oriundas dos segmentos energéticos e a comparação de emissões per capita de CO₂eq em relação a outros países ou blocos econômicos.



¹Inclui os setores agropecuário, serviços, energético, elétrico e as emissões fugitivas

Página | 54



Figura 9 - Emissões de CO₂ nos principais segmentos da economia brasileira, base 2023 (EPE, 2024)

No período de 2000 a 2023 o crescimento médio anual das emissões oriundas dos segmentos energéticos foi de 1,73% e estima-se que no período de 2023 a 2030 o crescimento projetado médio anual das emissões será de 2,77%. Com relação às emissões per capita o índice referente a 2023 foi de 1,97 tCO₂eq e projetado para 2,30 tCO₂eq em 2030 (EPE, BEN 2024).

Emissões de CO₂ per capita

Emissões de CO₂ per capita (2021) em t CO₂/hab.
Fonte: Agência Internacional de Energia. Elaboração: EPE



Em média, na produção e no consumo de energia, **cada brasileiro emite o equivalente a 14,5% do que um cidadão estadunidense emite, 36% do que um cidadão europeu da OCDE emitem e 26,2% do que um cidadão chinês emite.**

¹ Dados em 2021 para comparação internacional em função da disponibilidade de dados da Agência Internacional de Energia para EUA, China e Europa OCDE.

Página | 57



Figura 10 - Comparação de emissões per capita, base 2023 (EPE, 2024)

No que se refere à repartição do consumo de energia verifica-se que os segmentos de transporte e indústria, em conjunto, correspondem a 64,8% do consumo total, conforme destacado na Figura 11 (EPE, 2024).

64,8% do consumo de energia no país em 2023 foram destinados ao **transporte de carga e de passageiros e ao setor industrial...**



Houve um aumento de 4,0% do uso de energia em 2023 em relação a 2022. Neste cenário, o setor de transportes apresentou a maior participação dentre os setores e se tornou, novamente, o líder no País em termos de consumo de energia.

Figura 11 - Consumo de energia por segmento, base 2023 (EPE, 2024)

O objetivo primordial da transição energética no segmento de transportes é a redução de emissões de GEE provocadas pelo consumo de combustíveis fósseis. Para tanto, há dois caminhos complementares: a substituição desses combustíveis por energias provenientes de fontes renováveis e o aumento da eficiência energética. Esta ganha importância pelos efeitos que poderá acarretar em curto prazo, enquanto a substituição expressiva de combustível fósseis se afigura gradual e, possivelmente, lenta. Se assim for, suas emissões líquidas serão reduzidas pelo aumento da eficiência com que são obtidos e utilizados esses combustíveis, além de sua expressiva captura e sequestro.

Dentre as medidas para aumento de eficiência nos transportes pode-se mencionar:

- A substituição de modais, aumentando a participação do transporte ferroviário (inclusive com sua eventual eletrificação) e aquaviário.
- A melhoria das estradas de rodagem, que causam os veículos a variarem frequentemente sua velocidade, causando longas paralizações com desperdício de combustível.
- Facilitar o transbordo, de um modal para outro, como nos portos de embarque de grãos, onde se formam longas filas de caminhões.
- Renovação das frotas de caminhões e ônibus, cuja idade ultrapassa, em média, 15 anos, sendo que a maioria não está habilitada a utilizar óleo diesel de menor impacto ambiental e que ainda parte significativa dos veículos rodoviários não possuem dispositivos de redução do arrasto, responsável por elevação do consumo de combustível ao trafegar em altas velocidades.

- Melhor manutenção dos gasodutos e das redes de distribuição de gás natural, cujos vazamentos contribuem para o efeito estufa, devido ao elevado poder de aquecimento do metano e de outros componentes do gás natural.

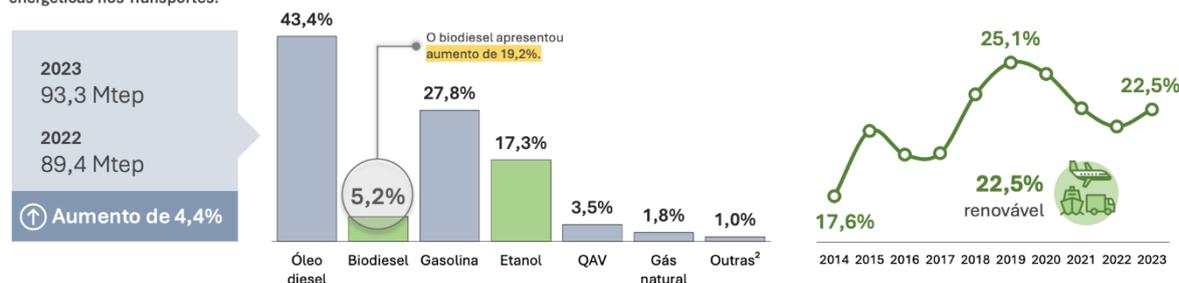
No Brasil, a substituição de combustíveis de origem fóssil por outros, de fontes renováveis, vem ocorrendo desde os anos 80, com a intensificação do emprego do etanol e, em seguida, da adição do biodiesel ao diesel mineral. Mais recentemente, a produção de SAF (Synthetic Aviation Fuel) a partir de hidrocarbonetos de origem vegetal e animal tem se revelado promissora para vir a substituir o QAV, (Querosene de Aviação). Na aviação, bem como no setor naval, embora neste em menor grau, a densidade energética do combustível é essencial, o que limita a utilização de etanol.

No segmento de Transportes, os combustíveis fósseis (óleo Diesel, GNV, QAV e gasolina) representaram 77,5% da oferta em 2023, conforme a Figura 12. Embora a participação dos combustíveis de fontes renováveis na matriz de transporte seja modesta, a despeito do uso expressivo de etanol nos veículos leves pela sua mistura, de 27,5%, à gasolina, e em veículos flex evidencia-se a possibilidade de ampliar o uso de etanol, biodiesel e combustíveis sintéticos ou de eletrificação no segmento de transporte, particularmente nos ônibus urbanos e veículos pesados. Independentemente destas alternativas, cabe destacar a vocação e oportunidade brasileira de ampliar o uso de biocombustíveis (etanol, biodiesel, biogás).



O consumo de energia em 2023 nos transportes¹ apresentou aumento de 4,4% em relação a 2022. Os grandes destaques foram o aumento do consumo de biodiesel (+19,2%) de gasolina (+6,9%) e de etanol (+6,3%).

Participação das fontes energéticas nos Transportes:



O consumo de Etanol aumentou 6,3% e o de Biodiesel, 19,2%, ambos em relação a 2022. Durante o ano de 2023, o mandato de adição do biodiesel ao diesel fóssil, foi de 12% em volume (B12) a partir de abril. Para mais informações, vide página 22.

¹ A variação percentual do consumo está expressa em base energética, e não volumétrica.

² Outras corresponde a Óleo combustível e Eletricidade.

Figura 12 - Consumo de energia no segmento de transportes, base 2023 (EPE, 2024)

A eletrificação no segmento de Transportes está avançando de forma acelerada em termos mundiais, conforme ressaltado nas Figura 13 e Figura 14 (Brasil Mineral, 2024). Em 2023 a venda de carros elétricos puramente a bateria (BEV), híbridos (HEV), híbridos plug-in (PHEV), e a célula a combustível (FCEV) atingiu a marca de 14 milhões de unidades, representando cerca de 18% do mercado mundial. Embora ainda numericamente baixo quando comparado com o estoque mundial de veículos, os elétricos leves atingiram cerca de 40 milhões de

unidades em 10 anos. O cenário em 2024 deverá permanecer liderado pela China, com estimativa de manter o ritmo elevado (45%), seguida pelo conjunto dos países europeus (25%) e dos Estados Unidos (11%). Os principais fatores que estão sustentando o crescimento de vendas de carros elétricos são a competitividade de preços entre os principais fabricantes, o desenvolvimento tecnológico das baterias, os incentivos governamentais, principalmente nos países que lideram a produção, além do menor custo operacional, em termos de R\$/km rodado.

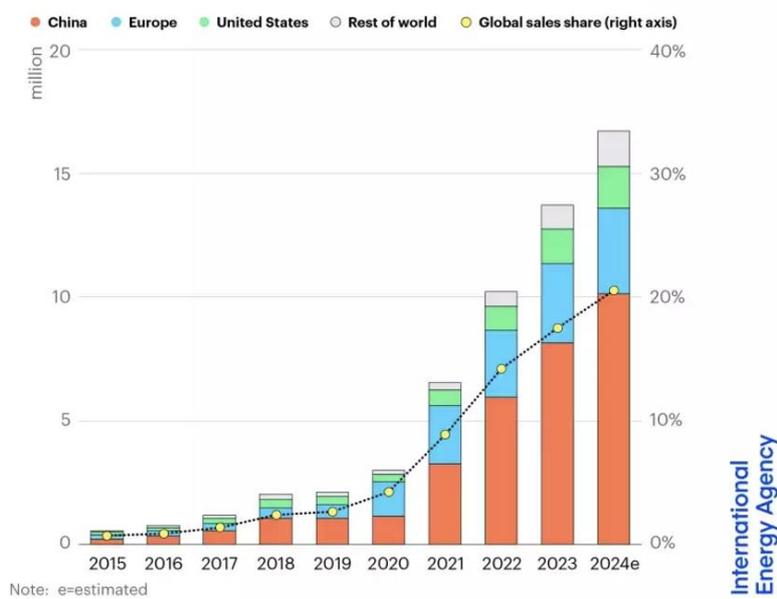


Figura 13 - Crescimento da frota de veículos elétricos leves no mundo (Brasil Mineral, 2024)

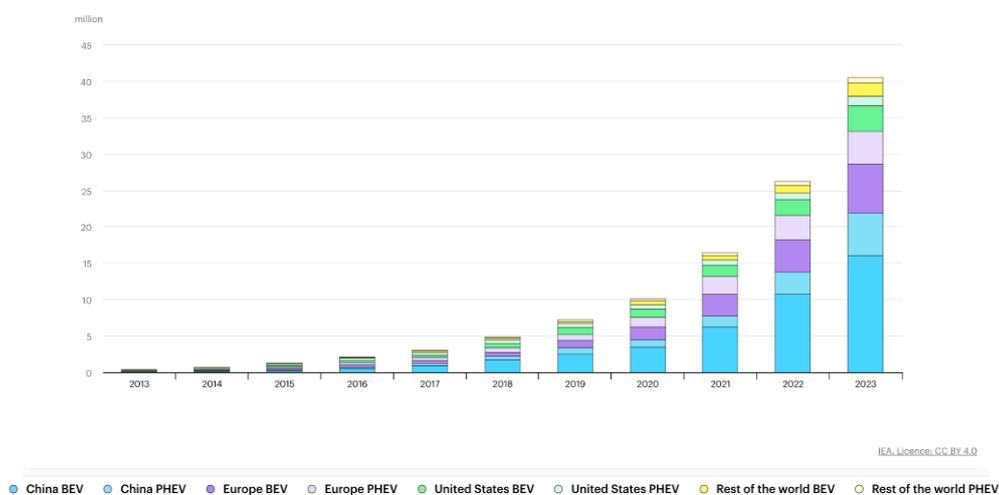


Figura 14 - Estoque mundial de veículos elétricos leves (Brasil Mineral, 2024)

As vendas de veículos elétricos no Brasil, embora crescentes, ainda são consideradas modestas. São limitadas seja pela questão de preço como pela infraestrutura de carregamento de baterias. A despeito disso há indícios de crescimento nos segmentos de veículos leves híbridos plug-in (PHEV) e híbridos (HEV). Dado o potencial de crescimento de produção de

etanol, os fabricantes de veículos veem oportunidades de expansão do mercado de veículos híbridos leves com etanol, substituindo o consumo de gasolina. Para os ônibus urbanos e a veículos urbanos de carga (VUC) a opção no curto-prazo seria a substituição dos veículos a Diesel por elétricos a bateria ou a Biodiesel. Com relação à frota de caminhões pesados de longo-curso existiria a opção do emprego de células a combustível com hidrogênio associadas a baterias. Entretanto, trata-se de uma opção com dificuldade de avançar no país em função da logística de abastecimento, por requerer longos percursos e rodovias muitas vezes precárias.

De acordo com a EPE (Relevância do Setor de Petróleo e Gás Natural para a Transição Energética, Bloco 3, abril de 2024) a eletrificação acelerada de caminhões e ônibus seria capaz de retirar 220 mil barris de óleo equivalente (boe) por dia da demanda por Diesel e a de veículos leves poderia retirar adicionais 460 mil boe por dia, de gasolina e GNV, no horizonte de 2050. Para tanto, no caso dos caminhões leves e ônibus pode-se considerar a alternativa de biocombustíveis e de H2V (Hidrogênio Verde) nos caminhões pesados. Especificamente no caso dos veículos leves, acrescenta-se a opção de motorização híbrida elétrica (HEV e PHEV) com etanol.

A eletrificação dos veículos e o uso de combustíveis renováveis são os principais caminhos para a transição energética nos transportes. Provavelmente ambas as tecnologias serão utilizadas, de forma separada (veículos elétricos, a bateria, ou veículos a etanol, por exemplo) ou conjunta (veículos híbridos, acionados eletricamente tendo a energia elétrica gerada a bordo por gerador acionado por motor a etanol, ou utilizando baterias recarregáveis também a partir de fonte externa).

Nos veículos elétricos puros (BEV) a energia elétrica é fornecida por baterias, as quais ainda têm limitações decorrentes de custo, peso e volume, cuja capacidade afeta a autonomia do veículo. Por enquanto, a escassez de postos de recarga das baterias ainda desestimula o uso desta categoria de veículos elétricos (PHEV).

Como todos os veículos acionados por motor elétrico, possuem frenagem regenerativa, que lhes proporciona economia de energia da ordem de 30%.

Os veículos elétricos híbridos (HEV ou PHEV), por sua vez, são acionados eletricamente, também possuem frenagem regenerativa e neles a energia elétrica é gerada a bordo, por um grupo gerador que pode utilizar um combustível renovável ou por uma célula a combustível (CaC), a Hidrogênio. Por outro lado, graças à eficiência do motor elétrico e à frenagem regenerativa, o custo do consumo de energia elétrica, por quilômetro rodado, é de cerca 1/3 ou mesmo 1/4 daquele de um veículo a gasolina, no Brasil. Nesses veículos a capacidade da bateria é significativamente menor do que a dos elétricos puros. Como além da frenagem regenerativa, o motor a combustão que aciona o gerador de bordo opera em condições de maior eficiência, sendo complementado pela bateria em condições transitórias de maior solicitação mecânica, a eficiência é da ordem de 30% maior do que a de um veículo convencional a combustível, dependendo também das condições de trânsito. Em geral, o trânsito congestionado, com frequentes partidas e paradas, favorece o uso dos diferentes

tipos de veículos elétricos (BEV, HEV e PHEV) em relação àqueles dotados de acionamento convencional, por motor de combustão interna.

Os veículos elétricos tornam-se relevantes ambientalmente quando a energia elétrica é gerada a partir de fontes renováveis. Mesmo em países onde grande parcela da geração provém de fontes fósseis, verifica-se crescente participação desses veículos, particularmente dentre os leves, nas vendas recentes (Figuras 12a e 12b). Parte desse aparente sucesso deve-se ao interesse em reduzir a poluição urbana, prejudicial à saúde, bem como aos incentivos monetários que visam o aumento da sua competitividade. Entretanto, além dos preços ainda elevados desses veículos, do risco de obsolescência precoce devida à perda de capacidade de armazenamento das baterias ou do custo de substituí-las, pode haver limitações por falta de capacidade das redes de distribuição e/ou de pontos de recarga e de autonomia.

Atualmente há incerteza quanto à evolução do tipo de acionamento, se puramente elétrico (BEV) ou híbrido elétrico (HEV e PHEV) porém estima-se que dentro de até dez anos as vendas de veículos leves no Brasil serão: 60% híbridos, 25% elétricos e 15% convencionais, acionados por motores de combustão interna. Considerando a frota atual remanescente, mais os novos assim distribuídos, prevê-se que ainda haverá forte dependência de combustíveis, inclusive dos combustíveis fósseis, nas próximas décadas.

Com relação aos veículos elétricos leves com baterias (BEV e PHEV), uma questão que se apresenta é a logística de abastecimento nos grandes centros urbanos e especificamente nos prédios multifamiliares. As construções antigas, na maioria das situações, não estariam preparadas para a instalação de carregadores sem a necessidade de readequarem a instalações elétricas dos prédios e, também, solicitar a ampliação da carga junto à Concessionária. Contudo, já existem iniciativas direcionadas a novos empreendimentos imobiliários residenciais, em shopping centers e estacionamentos públicos visando a instalação de pontos de recarga de baterias. Estas, enquanto estiverem conectadas às redes de distribuição, para recarga, poderão prover serviços ancilares a essas redes (V2G – Vehicle to Grid) ou funcionar como “no break” da unidade consumidora na qual o veículo se encontra.

Além das opções já disponíveis para a redução das emissões no transporte rodoviário pode-se acrescentar o desenvolvimento dos denominados combustíveis sintéticos ou combustíveis sustentáveis, como aqueles específicos para o transporte aéreo, atualmente responsável por cerca de 2,0% a 3,5% das emissões de globais de CO₂. Os genericamente denominados Combustível Sustentável de Aviação (SAF - Sustainable Aviation Fuel), são combustíveis de origem vegetal e/ou animal produzidos por processos termoquímicos e catalíticos, que têm se revelado promissores para substituir os atuais combustíveis fósseis (Querosene de Aviação – QAV), com mínimas alterações para as aplicações às quais se destinam. Os SAF podem ser produzidos a partir de matérias-primas de fontes renováveis (biomassa) ou combinando a captura de CO₂ proveniente de diferentes fontes (geração termelétrica, indústria, produção de biogás na digestão anaeróbica) com o H₂V produzido por eletrolise da água, por meio do processo Fischer-Tropsch de síntese, neste caso denominados e-SAF.

Cabe destacar que durante a elaboração do presente documento O PL 528/2020 foi transformado em lei em outubro de 2024: Lei 14.993/2024 – Institui o Combustível do Futuro.

Esta lei dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano

Por meio desta Lei pretende-se estabelecer mandatos temporais de redução de emissões de GEE por parte das companhias aéreas nacionais. Entretanto, aos desafios tecnológicos de produção dos SAF acrescentam-se outros relacionados à regulamentação (medidas infralegais) para permitir incentivos à pesquisa, produção, comercialização e tributação deste novo combustível, o qual em mistura

com o tradicional QAV possibilitaria a redução gradativa das emissões de GEE na aviação.

Tais medidas são fundamentais em função do impacto do custo com combustíveis nas passagens aéreas (cerca de 40%) e, portanto, qualquer aumento de custo proveniente da mistura dos SAF com o QAV tem impacto no custo final.

Atualmente o custo global de produção dos combustíveis sintéticos não é competitivo com os fósseis. Contudo, espera-se que a redução dos custos de captura de CO₂ diretamente do ar ou de instalações emissoras, de produção de H₂V por eletrólise e do processo final de síntese venham a contribuir para a torná-los competitivos. Cabe destacar que a Embraer já atua neste segmento com o objetivo de testar misturas de combustíveis sintéticos em suas aeronaves.

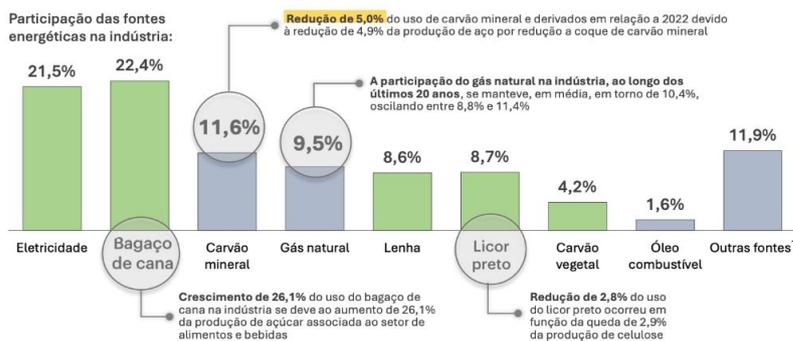
Outro segmento que já se mobiliza para a redução de emissões é o transporte marítimo, responsável por cerca de 80% do transporte de carga e de 3% das emissões de GEE em termos globais. Os países membros da Organização Marítima Internacional (IMO) já discutem políticas e ações para viabilizar a descarbonização do frete marítimo internacional. As opções aventadas, incluem amônia produzida a partir do H₂V, o biodiesel, biometano, biometanol e os e-combustíveis. Mesmo se tratando de uma agenda global as ações referentes às emissões no transporte marítimo repercutem no Brasil dada a intensidade do comércio (exportação e importação) de mercadorias. A Câmara Internacional de Navegação (ICS) estima a necessidade de investimentos da ordem de US\$ 28 bilhões para descarbonizar o setor até 2050. Para atingir a meta de proposta pela IMO no sentido de que 5% a 10% da energia utilizada no transporte marítimo seja proveniente de fontes de baixo carbono até 2030, seriam necessários subsídios de US\$ 5 a 10 bilhões anuais, os quais corresponderiam a cerca de US\$20 a US\$40 por tonelada de combustível fóssil que deixaria de ser consumido no transporte marítimo. Além destes fatos, com impacto direto no custo do transporte, torna-se fundamental a implantação de centros de distribuição de combustível verde em escala global (epbr.com.br, consultado em 02.02.2024). Ainda do ponto de vista ambiental, destaca-se que a substituição dos combustíveis fósseis atualmente consumidos nesse modal, por amônia, poderá acarretar emissões de óxidos de nitrogênio, causadores de chuvas ácidas e de efeito estufa.

Com relação ao consumo de energia no segmento industrial observa-se uma participação importante dos combustíveis fósseis (gás natural 9,5% e carvão 11,6%), conforme mostrado na Figura 15.



Consumo de energia na indústria, além de apresentar 2,9% de crescimento em relação a 2022, teve 64,7% de renovabilidade na sua matriz energética.

Participação das fontes energéticas na indústria:



2023
89,7 Mtep

2022
87,2 Mtep

Aumento de 2,9%

Observação: No caso da Eletricidade, considera-se apenas a sua parcela gerada a partir de fontes renováveis, o que correspondeu a 89,2% do total da geração elétrica em 2023.

¹ "Outras fontes" incluem óleo diesel, GLP, nafta, querosene, gás de coqueria, alcatrão, gás de refinaria, coque de petróleo, dentre outros renováveis e não renováveis.

A substituição dos combustíveis fósseis na indústria configura-se mais complexa do que aquela a ser empreendida no segmento de Transporte, particularmente na produção de aço e cimento, nos quais são requeridos investimentos elevados em novas tecnologias de produção e em infraestrutura. Por outro lado, cabe destacar positivamente a participação relevante do bagaço de cana no segmento Industrial, largamente e tradicionalmente utilizado nas usinas de açúcar e álcool, embora com maior eficiência nas últimas décadas.

A produção mundial de aço tem crescido de forma significativa desde meados do século passado atingindo, em 2023, 1,8 bilhão de toneladas no ano (IRENA, 2023), contribuindo de forma significativa para as emissões mundiais de CO₂. Para cada tonelada de aço produzido (base 2022) aproximadamente 1,4 toneladas de CO₂ são emitidas, que conjuntamente resultaram em 2,8 Gt de emissões diretas de CO₂ para a atmosfera. A produção mundial de aço está baseada (72%) na redução do minério de ferro e, portanto, com elevada emissão de CO₂. Justifica-se, portanto, um esforço tecnológico para reduzir as emissões de CO₂ neste segmento. Uma das medidas preconizadas seria a utilização de H₂V na produção secundária de aço em fornos de redução direta (DRI) e, também, o aumento na produção secundária via aproveitamento de sucata. Atualmente a produção do "aço verde", paliativamente, está baseada na utilização de hidrogênio produzido a partir do gás natural (Gamage, 2024) com eventual captura de carbono.

A descarbonização na indústria do aço requer investimentos de vulto na infraestrutura de produção, dentre as quais destacam-se a implantação de instalações de produção de energia, produção local e/ou transporte de hidrogênio, instalações de captura e sequestro de carbono, reforço em instalações de transmissão de energia elétrica etc.

Embora não existam ações concretas no Brasil para a produção do aço verde conforme essa rota, há consenso quanto a oportunidade de serem iniciados estudos de aproveitamento das potencialidades brasileiras: reservas minerais, fontes renováveis de energia, extensa área plantável de florestas para produção de carvão verde etc., para atender um mercado ávido por produtos com baixa pegada de carbono.

Vale observar que parte expressiva da produção siderúrgica brasileira utiliza carvão vegetal que, sendo proveniente de florestas plantadas e de crescimento relativamente rápido, pode ser considerado neutro ou de baixa emissão de carbono, portanto “aço verde”. Não é o caso do carvão vegetal ainda obtido a partir de matas nativas, com o qual quantidades de gusa são obtidas, inclusive para exportação.

A produção de cimento também requer um olhar crítico em face da sua contribuição na emissão de CO₂, a qual corresponde a cerca de 7% e a 2,3%, respectivamente, das emissões mundiais e brasileiras. As emissões médias de CO₂ na produção de cimento totalizam 620 kgCO₂/t em escala mundial e de 565 kgCO₂/t no Brasil, de acordo com a Associação Brasileira de Cimento Portland e do Sindicato da Indústria do Cimento (base 2020). O segmento que envolve a cadeia de produção e uso do cimento é extenso e com base na estratificação das emissões de CO₂ em toda a cadeia a indústria responsável por segmento estabeleceu a meta de eliminação das emissões diretas e indiretas no horizonte de 2050, conforme indicado na Figura 16.

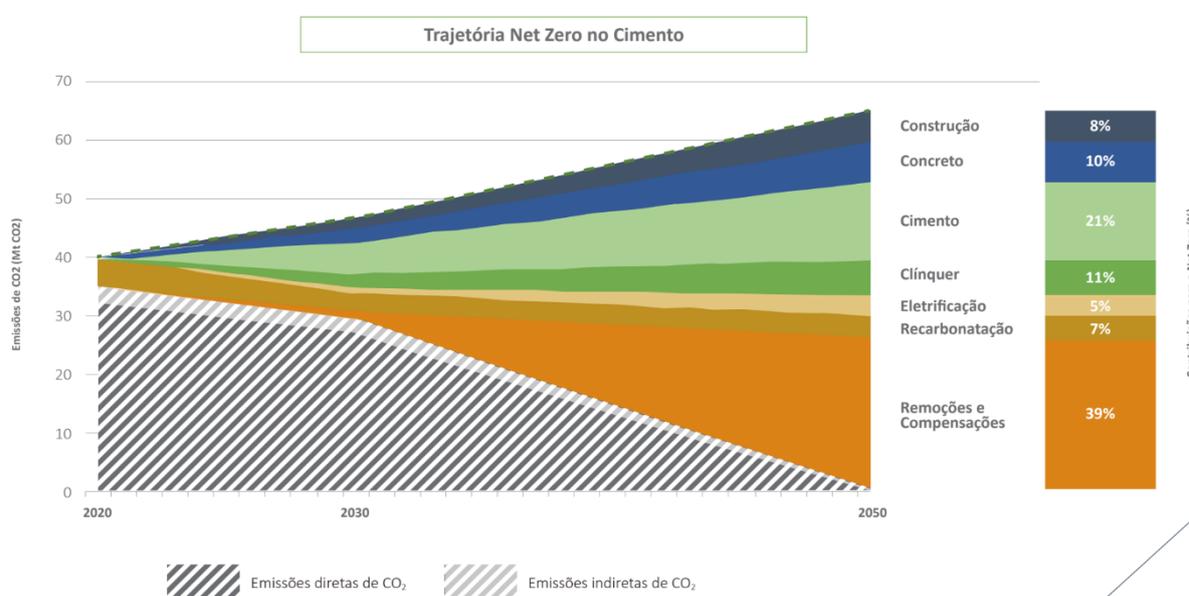


Figura 16 - Projecção da indústria de produção e uso do cimento para atingir a meta de emissão zero - Net Zero (ABCP/SNIC, 2024)

A participação dos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica é percentualmente baixa, porém tem papel relevante no atendimento de pequenas cidades ainda isoladas e no que se refere à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), principalmente se consideradas as intermitências, atuais e futuras, decorrentes das fontes solar e eólica, bem como os períodos prolongados de baixa hidraulicidade. As alternativas, não exclusivas, que devem ser consideradas para atenuar a participação dos combustíveis fósseis na matriz de geração elétrica, seriam a ampliação do uso da biomassa e de rejeitos, o armazenamento de energia por baterias e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) para otimizar a operação das

fontes renováveis intermitentes, e a reavaliação da ampliação e localização dos parques/fazendas de geração solar e eólica.

O gás natural (GN) tem uma participação significativa (10,5%) na matriz energética brasileira (Figura 1) e, assim como o petróleo, não deixará de compor a oferta de energia nas próximas décadas cabendo, portanto, a otimização do uso e de alternativas para redução do seu consumo. De acordo com as projeções da EPE (Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032) a demanda total por GN será crescente e com expectativa de atingir 126 Mm³/dia em 2031. As demandas máximas de GN projetadas estarão concentradas no suprimento de termelétricas (49 Mm³/dia), nas refinarias e fabricas de fertilizantes (19 Mm³/dia) e no conjunto composto por residências, comercio e transporte (52 Mm³/dia). A demanda média ao longo do ano seria equivalente a 65 Mm³/dia, desconsiderando-se as operações de reinjeção para o aumento da produção de óleo.

No Sistema Integrado Nacional (SIN) a geração termelétrica com GN é importante para a segurança energética, porém menciona-se a possibilidade da sua substituição, mesmo que parcial, pelo H2V no intuito de reduzir as emissões de CO₂. Entretanto, esta alternativa deve ser analisada de forma cautelosa considerando a eficiência, emissões de GEE e os custos presentes em toda a cadeia do H2V até o uso final (produção, liquefação, armazenamento, transporte). Adicionalmente, a utilização de misturas GN/H₂ já é objeto de estudos dos limites da concentração de H₂ na mistura visando a utilização da infraestrutura existente (gasodutos, válvulas, turbinas etc.).

Por outro lado, o H2V pode substituir o GN na produção de fertilizantes nitrogenados, de amônia, de metanol e de diversos outros produtos químicos. A base desta nova classe de produtos tem sido objeto de vários estudos pois introduz a descarbonização no segmento industrial associando a produção de H2V com uma fonte de carbono, preferencialmente obtida via a captura e sequestro de CO₂ nos processos industriais.

O H2V está sendo visto como uma das soluções para se alcançar no horizonte deste século as metas de descarbonização estabelecidas internacionalmente. A despeito do esforço da comunidade internacional para disseminar o seu uso em substituição a inúmeros combustíveis e fontes de energia emissoras de GEE em diversos segmentos existem desafios de natureza econômica, de infraestrutura e de regulação, que se superpõem aos já conhecidos desafios relacionados à produção, armazenamento e transporte do H₂. Entretanto, alguns países, dentre os quais o Brasil ocupa uma posição invejável, já que apresentam condições adequadas para se tornarem expoentes na produção de insumos que agregam o hidrogênio seja para o mercado interno como para exportação. A região Nordeste do Brasil potencialmente tem atributos de energia renovável para se tornar um polo industrial de empresas na produção de H2V, para produção de insumos que o incorporem e para exportação dos excedentes para países que não dispõem dos atributos existentes na região (Kelman, J., Folha de São Paulo, 15.05.2024). Uma estratégia adequada, como já citado, seria atrair indústrias de outros países para o Brasil, beneficiando-se de nosso excesso de geração de energia renovável. Como mencionado anteriormente, o H2V pode ter uma participação relevante em segmentos industriais nos quais as emissões de CO₂ sejam difíceis de serem reduzidas pelos processos usuais. Dentre tais segmentos destacam-se as indústrias siderúrgica, de cimento, de

fertilizantes, de amônia e, em menor intensidade, no transporte de longo curso (caminhões pesados).

Em um mundo ávido por H2V, o Brasil encontra-se dentre os poucos países que podem produzi-lo via fontes renováveis rastreáveis. Neste cenário, a concessão de subsídios para a produção e posterior exportação de H2V não se justificam, pois em última instância estariam onerando o consumidor brasileiro.

3.3 Captura e Armazenamento de Carbono

Uma forma de reduzir as emissões líquidas de GEE corresponde à captura e armazenamento do CO₂.

As emissões antropogênicas mundiais de CO₂eq situam-se na faixa de 50 Gt/ano, dificultando a dissipação do calor absorvido pela Terra e resultando em aumento da temperatura média do planeta. O controle das emissões, por meio da captura do CO₂, é importante para o controle do clima e preservação das boas condições de vida no planeta.

A captura do CO₂

O principal processo de captura e armazenamento de Carbono é a fotossíntese, que transforma dióxido de carbono (CO₂) e água (H₂O) em glicose (C₆H₁₂O₆) e oxigênio (O₂). As árvores e demais plantas, durante seu crescimento, absorvem grandes quantidades de carbono da atmosfera, o qual é transformado em carboidratos e incorporado à parede celular das árvores. Assim, as florestas atuam como importantes sumidouros de carbono, contribuindo para mitigar as mudanças climáticas.

Pesquisa realizada pelo Instituto de Ciências Agrárias (ICA), da UFMG (Sustainability 2023, 15, 7705) ressalta a capacidade das florestas na captura de CO₂. Neste estudo, realizado com base em florestas de eucalipto plantadas no Cerrado (regiões do Jequitinhonha e do rio São Francisco, MG), verificou-se a possibilidade de sequestro de 170 tCO₂eq/ha em um horizonte de 7 anos (24 tCO₂eq/ha.ano), já descontadas as emissões decorrentes da silvicultura, colheita, gestão de transporte e produção de madeira envolvidas no processo. Considerando que as emissões líquidas do Brasil se situam na casa de 1,5 Gt CO₂eq/ano e o compromisso internacional no sentido de atingir o patamar de 1,2 GtCO₂eq em 2030, teríamos que reduzi-las em 0,3 GtCO₂eq/ano. Em um ciclo de 7 anos via reflorestamento seria necessário capturar 2,1 GtCO₂eq, o que seria conseguido, de acordo com o estudo, com o manejo de uma área de 12,5 milhões de ha (125 mil km²) de plantação de eucalipto, ou cerca de 1,5% do território brasileiro. O compromisso (NDC) brasileiro no Acordo de Paris (2015) foi exatamente reflorestar e/ou plantar 12 milhões de hectares de florestas até 2030. De fato, a neutralização das emissões de CO₂ apenas via o reflorestamento é uma tarefa difícil, o que remete à necessidade de também proceder à captura, utilização e armazenamento (CCUS) do CO₂ junto às fontes emissoras.

O desmatamento no Brasil é, em média, 1,5 milhão de ha/ano (15 mil km² /ano) o qual, se evitado, contribuiria para a absorção de cerca de 36 MtCO₂eq/ano.

A captura artificial de carbono pode ocorrer por meio de três formas principais e é utilizada em diferentes contextos:

- **Pré-combustão:** nesse método, o combustível sólido, líquido ou gasoso é convertido em uma mistura de H₂ e CO₂ via gaseificação ou reforma e, após captura do CO₂, o H₂ produzido pode ser usado como fonte de calor ou de energia;
- **Pós-combustão:** o CO₂ é capturado nos sistemas de exaustão de sistemas de combustão, absorvido em um solvente e, posteriormente, removido e comprimido. Adicionalmente, é possível separar o CO₂ por filtração em membrana de alta pressão ou por processos de separação criogênica;
- **Combustão de oxi-combustível:** o combustível é queimado com oxigênio em substituição ao ar, resultando em uma mistura de vapor de água e CO₂, seguido de separação deste.

A Captura Direta do Ar (DAC) é uma tecnologia projetada para remover o CO₂ diretamente do ar ambiente em qualquer local. Existem duas abordagens principais para a DAC:

- **Solventes Líquidos:** nesse método, o ar passa por um solvente líquido, como o hidróxido de potássio (KOH), o qual reage com o CO₂, removendo-o do ar e produzindo carbonato de potássio (K₂CO₃). Em seguida, o CO₂ deve ser separado do composto de potássio para que o solvente líquido possa ser reutilizado para capturar mais CO₂.
- **Sólidos Adsorventes:** nessa abordagem, utilizam-se “adsorventes sólidos”. A adsorção ocorre quando uma fina camada de moléculas (neste caso, CO₂) fica presa à superfície de um sólido (agente de captura). O material adsorvente deve ser capaz de reter facilmente o CO₂.

Este processo já é objeto de avaliações ou de projetos piloto em diversos países (Estados Unidos, Reino Unido, Canadá, Japão) e União Europeia, geralmente com financiamentos governamentais. A maioria dos projetos, que variam de 2 a 50 MtCO₂eq, por ano, estão previstos para se viabilizarem no horizonte de 2030. Trata-se de uma tecnologia promissora para remover o CO₂ da atmosfera, porém complexa e de difícil viabilização econômica. Adicionalmente, deve-se observar que a captura direta requer uma destinação final para o CO₂. Neste caso, as instalações de DAC devem estar localizadas próximas a reservatórios porosos, especialmente aquíferos salinos, o que não é muito simples. Uma destinação ainda pouco competitiva economicamente é a combinação do CO₂ com H₂ para obter hidrocarbonetos combustíveis sintéticos, os e-fuels.

O armazenamento do CO₂:

A captura e o armazenamento do CO₂ presente na atmosfera ocorrem de forma natural ou a partir de processos tecnológicos. No primeiro grupo está a fotossíntese, através da qual CO₂ capturado produz biomassa vegetal e através e, nos oceanos, onde mantém a calcificação dos organismos marinhos.

Artificialmente o CO₂ pode ser armazenado geologicamente, em formações subterrâneas, dentre as quais incluem-se aquíferos salinos, camadas de rochas porosas ou jazidas de petróleo e gás esgotadas. Existem referências a projetos de armazenamento de CO₂ nos Estados Unidos (Texas e Wyoming), Noruega e Islândia, alguns deles com previsão de inclusive de utilização futura do CO₂.

No caso específico da produção de petróleo em diversos campos do pré-sal brasileiro, o fluido produzido contém uma mistura de óleo e gás com teores variáveis de CO₂. Para evitar que o CO₂ que estava armazenado geologicamente seja liberado na atmosfera, os sistemas de produção do pré-sal foram concebidos com a previsão de captura deste CO₂ produzido e sua reinjeção no reservatório produtor. Este processo, além de evitar o aumento das emissões, ajuda sobremaneira o deslocamento do petróleo contido nas rochas porosas para os poços produtores, incrementando a recuperação final dos hidrocarbonetos. A separação do CO₂ nas Unidades de Produção do pré-sal é feita por meio de membranas seletivas projetadas para reter o CO₂ e permitir a passagem do gás (GN). A eficiência desse processo é limitada, e a corrente rica em CO₂ contém, em média, 60% de CO₂ e o restante de GN. Esforços vêm sendo feitos para o desenvolvimento de membranas mais seletivas, reduzindo a parcela de GN carregada junto com o CO₂ na produção. Ao longo da vida produtiva do campo, a concentração de CO₂ aumenta e requer a operação contínua de captura e armazenamento, até que o campo seja abandonado e o reservatório permaneça armazenando, de forma segura, o CO₂ que foi reinjetado.

O Brasil possui sítios geológicos para o armazenamento seguro de CO₂ em reservatórios (CCS), porém o potencial de armazenamento em aquíferos salinos precisa ser quantificado com maior precisão. A quantidade de CO₂ que pode ser armazenada nesses reservatórios depende de diversos fatores, entre eles o volume poroso, a solubilidade do CO₂ na água, a reação química com os elementos presentes no reservatório e a competência da rocha selante. Indústrias como petroquímica, mineração, siderurgia, cimento, aço, papel e celulose podem se beneficiar do CCS para descarbonizar suas atividades. Em termos econômicos, o processo de CCS é desafiador, devendo se tornar viável quando o custo para estocar geologicamente uma tonelada de CO₂ for igual ou menor do que o respectivo crédito de Carbono, hoje em torno de US\$ 50/t no mercado europeu regulado. Considerações equivalentes valem para o processo de captura de carbono, armazenamento e utilização futura (CCUS).

3.4 O Mercado de Carbono

O Mercado de Carbono é um sistema que visa compensar a emissão de GEE. Funciona como uma forma de incentivo para que empresas e países reduzam suas emissões e, ao mesmo tempo, permite que aqueles que emitem menos possam vender licenças excedentes. Os créditos de carbono são gerados por projetos que reduzem ou removem emissões de GEE e são adquiridos por indústrias ou países cuja emissão excede o limite previsto para sua atividade. Esses créditos podem ser transacionados em dois tipos de mercado de carbono: regulado e voluntário.

Este Mercado foi concebido na Convenção das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC) durante a ECO-92, realizada no Rio de Janeiro. Em 1997, durante uma reunião em Quioto, Japão, decidiu-se que os países signatários deveriam assumir compromissos mais rígidos para a redução das emissões de GEE (Protocolo de Quioto). O Protocolo prevê quantidades fixas de cotas de emissão para cada país membro da ONU. Cada país registra uma quantidade ambientalmente aceitável de emissões, ou seja, uma meta a ser atingida. Quando um país emite menos CO₂ do que sua meta, ele pode vender os créditos excedentes para outros países que não cumprem suas metas de emissões. Um crédito de

carbono representa uma tonelada de dióxido de carbono (1 tCO₂eq) que deixou de ser emitida para a atmosfera e cada país tem a sua própria legislação para regular o mercado de carbono. Atualmente o mercado europeu responde por cerca de 90% da comercialização de todo o crédito de carbono no mundo. Outros mercados voluntários estão localizados na Índia, Estados Unidos e China.

No Brasil, o mercado de crédito de carbono é regulamentado pelo DL nº 5.882 de 2006 e estima-se que, até 2030, as receitas de crédito de carbono possam gerar US\$ 100 bilhões. Além disso, o país pode suprir até 37,5% da demanda global do mercado voluntário de créditos de carbono e até 22% da demanda do mercado regulado pela ONU. Até 2050, esse mercado pode movimentar mais de US\$ 300 bilhões (ICC Brasil, 2022).

No mercado regulado (Nacional e Internacional) as empresas utilizam os créditos para atender obrigações impostas por legislações ou acordos. Este mercado é "estimulado" pelo governo e pelo seu mecanismo de "cap and trade". O governo fixa, portanto, um teto de emissões. Quem fica abaixo obtém créditos e pode comercializá-los. Quem ultrapassa o teto pode ser multado e deve adquirir créditos no mercado regulado, zerando contabilmente e legalmente suas emissões líquidas. A auditoria pelo cumprimento das metas é uma prerrogativa governamental (ou seja, fixado um máximo por lei, o governo é o responsável pela observação do limite) porém geralmente quem faz isso são entidades certificadoras credenciadas.

No mercado de carbono voluntário, as empresas fixam metas de emissões, procurando melhorar sua imagem e enquadrar-se na gestão ESG (Environmental, Social and Governance). No Brasil, estas metas são verificadas segundo um Programa Brasileiro "GHG Protocol", criado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME), havendo um Registro Público de Emissões. As certificadoras são creditadas pelo Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia). Essas certificadoras são SGS, Bureau Veritas, DNV GL dentre outras. A demanda e a oferta ditam os preços nesse mercado, no qual é importante a imagem da empresa e o cumprimento de metas do Escopo 1, 2 e 3. No mercado regulado existe também essa preocupação, mas principalmente entra a legislação e o controle do governo. Não por acaso o crédito de carbono na União Europeia vale US\$73 a tonelada de CO₂ e, no mercado voluntário, menos de US\$1 (setembro de 2024). (TRADING ECONOMICS, 2024; CARBON CREDITS, 2024).

A oferta de créditos de carbono no mercado brasileiro ainda é baixa, mas o país tem um grande potencial, uma vez que mais de 80% da produção de energia elétrica no Brasil prove de fontes renováveis, enquanto a média mundial é inferior a 30%.

Este mercado, ainda nascente, não se encontra livre de tentativas de fraude como a abortada pela "Operação Greenwashing" da Polícia Federal, que gerou a suspensão de três projetos de crédito de carbono¹. O artigo destaca como práticas essenciais para a reestruturação e consolidação do mercado de créditos de carbono a implantação de:

- Auditoria Independente e Transparente

¹ Ferreira, Carlos Alberto T., CEO da Carbon Zero, 19 de agosto de 2024as foto

- Envolvimento das Comunidades Locais
- Transparência Total dos Projetos.

3.5 Considerações Finais

O Brasil estabeleceu uma meta ambiciosa para redução de emissões de gases de efeito estufa. Durante a 26ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP26), o Governo Federal anunciou que o país irá reduzir as emissões de carbono em 50% até 2030, e, adicionalmente, o compromisso de atingir a neutralidade das emissões até 2050. Para alcançar essas metas, o país anunciou diversas ações, como zerar o desmatamento ilegal até 2028, restaurar e reflorestar florestas até 2030, com o plantio de 12 milhões de hectares, conforme o Acordo de Paris, de 2015, alcançar de 45 a 50% a participação de fontes de energia renováveis na matriz energética e incentivar a ampliação da malha ferroviária.

Os compromissos de redução de emissões de GEE assumidos pelo Brasil são inegavelmente desafiadores, porém precisam ser implementados tendo em vista a contribuição elevada de emissões pelo país no conjunto de nações.

Entretanto, considerando-se que: a) as emissões de GEE decorrentes da Mudança e Uso da Terra e aquelas decorrentes da Agropecuária e de Resíduos correspondem a cerca de 60% do total emitido pelo Brasil; b) que os segmentos de Energia e Processos Industriais contabilizam apenas 21%; configura-se para o país um esforço significativo, sob os aspectos tecnológico e econômico, atingir até 2050 o patamar de emissões acordado internacionalmente.

Para tanto, a importação de tecnologias ou a cópia de soluções adequadas aos países cujas matrizes energéticas diferem significativamente daquela existente no Brasil poderá conduzir o país a uma descaracterização da indústria, da oferta de energia elétrica e a um desequilíbrio da balança comercial. A médio e longo prazos o Brasil poderia se transformar em exportador de commodities, importador de produtos com tecnologia agregada ou, na melhor das hipóteses, exportador de insumos energéticos ou subprodutos (H2V, amônia, metanol, fertilizantes) atrativos sob o aspecto de neutralidade ambiental.

Torna-se, portanto, imperativa a implementação de políticas energética, elétrica e industrial que priorizem as soluções locais, implementadas ou em processo de implementação de redução de emissões de GEE, além de uma atenção rigorosa na questão relativa ao segmento Agrário e ao de Uso da Terra. Estes, inclusive, poderiam ter uma participação positiva na redução das emissões através do aproveitamento de Resíduos para produção de biocombustíveis.

Embora o Brasil figure entre os dez maiores emissores de GEE, o país tem condições de reverter esta situação se for capaz de abater as emissões nos setores de Agricultura e de Modificação e Uso da Terra, seja pela redução do desmatamento, seja através de técnicas agrícolas como da preservação e replantio de florestas. Consequentemente tem um potencial enorme para participar dos mercados regulado e voluntário de carbono. Em adição, a produção de energia limpa, além de exuberante, que poderá ser crescente com a incorporação de tecnologias de armazenamento, será capaz de atrair empresas que venham a se beneficiar de créditos de carbono. Para desenvolver esse mercado, é necessário revisar

questões regulatórias, garantir governança e criar mecanismos para converter créditos em produtos transacionáveis com segurança e integridade.

4 Sistema Eletroenergético

4.1 Introdução

A Transição Energética (TE) tem como objetivo principal a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia para reduzir a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE). Este processo ocorre tanto na geração de energia elétrica, onde usinas movidas por combustíveis fósseis estão sendo substituídas por hidrelétricas, usinas eólicas e solares, quanto no uso da energia nos transportes, indústria, e outras atividades econômicas.

Assim, os Sistemas de Energia Elétrica (SEE), estão no centro do processo de Transição Energética (TE), tanto pela substituição de suas fontes quanto pelo acréscimo de demanda para atender o processo de eletrificação. Em consequência, estão sofrendo um grande processo de transformação causado pela introdução de novas tecnologias na geração e transmissão de energia elétrica, em sua comercialização e nos processos de digitalização associados aos novos requisitos de supervisão e controle, para garantir uma operação segura e econômica (Falcão, 2024).

Não obstante às vantagens das tecnologias eólica e solar, as suas intermitências, dada a natureza intrínseca da variabilidade horária e mensal dos ventos e da irradiação solar, constitui um desafio em termos de sua integração a sistemas de energia elétrica. Uma capacidade inadequada de prever as suas produções nos diversos horizontes de tomada de decisão afeta adversamente o trade-off entre segurança, economicidade e emissões de GEE.

O setor elétrico brasileiro se encontra em posição privilegiada com relação à TE, pois dispõe de potencial enorme para geração de energia elétrica renovável com hidrelétricas, eólicas onshore e offshore, solar, e outras fontes. Também tem contribuído há décadas para a minimização de emissões de GEE devido à adoção de uma política energética que sempre privilegiou as fontes renováveis, conforme evidenciado na Figura 4.1 (EPE, 2024), onde se observa que ao longo dos últimos 20 anos, a participação das tecnologias renováveis na produção de energia elétrica se situou entre 74% e 90%, patamares muito superiores em relação aos valores mundiais.

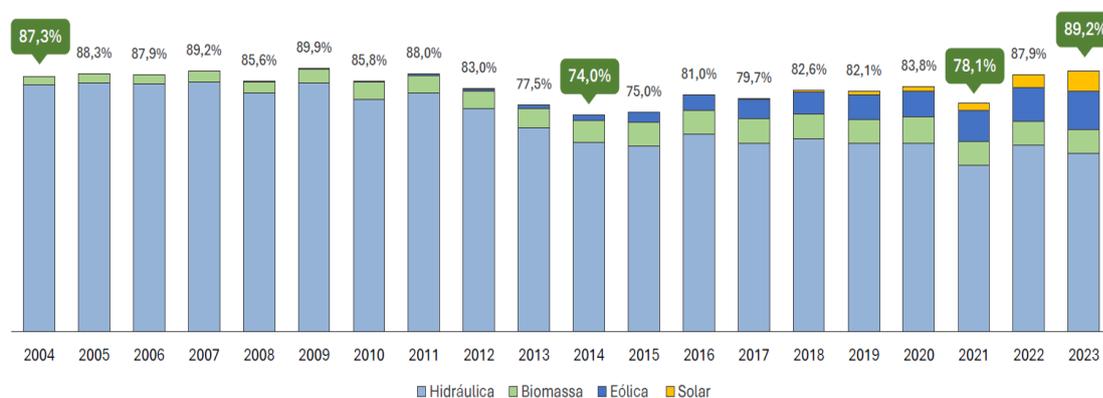


Figura 4.1 - Participação das tecnologias renováveis na produção de energia elétrica no Brasil nos últimos 20 anos. Fonte: (EPE, 2024)

Por outro lado, chama-se a atenção que a matriz elétrica eminentemente limpa e renovável do nosso país implica uma transição energética alinhada a esta especificidade positiva. Embora seja uma economia emergente, o Brasil ainda é um país em desenvolvimento, o que significa que a demanda por energia irá crescer, colocando-se o desafio de enfrentar este crescimento da forma mais eficiente possível, buscando-se o equilíbrio entre os aspectos socioambientais, econômicos e de segurança energética; considerando ainda o impacto das mudanças do clima, com a ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos que impactam a produção e o consumo de energia, e também a infraestrutura (Melo, 2024; Maceira et al., 2018a).

Assim, é necessário analisar com cuidado a implantação da TE no setor elétrico do país, evitando que essa implantação prejudique a qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária do sistema elétrico nacional, além de evitar impactos ambientais, subsídios elevados e permanentes, distorções na política industrial e tecnológica, etc.

Esta Seção apresenta os principais impactos da TE nos sistemas eletroenergéticos e, em especial no Sistema Interligado Nacional – SIN.

4.2 A Evolução Histórica dos Sistemas de Energia Elétrica

Os SEE, com uma existência de pouco mais de cento e quarenta anos, sofreram relativamente poucas mudanças em sua evolução no primeiro século de existência. Inicialmente constituídos por pequenas usinas localizadas próximas aos pontos de consumo, evoluíram para usinas de maior porte, localizadas a distâncias relativamente longas dos centros de demanda. Em seguida, esses sistemas passaram a se interligar, formando grandes e complexos sistemas elétricos, com dimensões de um país ou de um continente (Falcão, 2024).

Uma primeira grande mudança nos SEE iniciou-se na década de 1980 consistindo na substituição de uma estrutura verticalizada, na qual geração, transmissão e distribuição conviviam em uma mesma organização, para a versão atualmente adotada na maioria dos países, onde há um desmembramento das atividades de produção e comercialização, daquelas voltadas para a transmissão e distribuição da energia.

No Brasil esse processo foi iniciado na segunda metade da década de 1990, concomitantemente com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, do Mercado Atacadista de Energia (Hoje, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Também foi iniciado um processo de privatização das concessionárias dos serviços de energia elétrica, principalmente de distribuição de energia. Essas mudanças afetaram o desempenho organizacional dos SEE, mas pouco mudou em sua concepção física (Tolmasquim, 2015).

Uma segunda mudança estrutural dos SEE inicia-se por volta do início deste século pela utilização mais intensa das fontes eólica e solar fotovoltaica, já como resultado embrionário da TE. Essas fontes renováveis, juntamente com as hidrelétricas, apresentam variabilidade devido às incertezas das velocidades dos ventos, irradiações solares e vazões afluentes, em diferentes escalas de tempo (semanal, mensal e anual); entretanto, as eólicas e solares também apresentam flutuações de curtíssimo e curto prazos, por vezes bruscas, na produção

de energia, causadas pelas variações momentâneas dos ventos e irradiâncias, o que caracteriza a sua natureza intermitente.

As formas de Geração Renovável Variável Intermitente (GRVI), introduziram uma dificuldade adicional à operação dos sistemas elétricos pela sua característica de intermitência, de difícil previsão. Em consequência, a variabilidade e a intermitência nos recursos GRVI, como a eólica e solar, aumentam a necessidade de flexibilidade nos SEE.

Pela natureza de seu crescimento incremental, essas fontes incentivaram a introdução da Geração Distribuída (GD), com unidades geradoras de pequeno porte instaladas próximas à carga e operadas pelos próprios consumidores (prosumidores).

A disseminação do conceito de TE, vem provocando uma mudança estrutural dos SEE, através da descentralização da geração pela introdução da GD, em sua forma mais simples ou elaborada, como Microrredes e VPPs (Virtual Power Plants), do armazenamento distribuído, da resposta da demanda etc. Juntamente com este processo, na mesma época, foi introduzido o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids), principalmente aplicado ao segmento de distribuição de energia elétrica, por estar mais próximo ao ponto onde a transformação vem sendo mais acentuada (Grid Edge). O Smart Grid pode ser visto com um acentuado processo de digitalização da operação dos SEE, com grande influência na melhoria da capacidade de supervisão e controle desses sistemas. Por outro lado, o avanço da TE trouxe consigo o processo de descarbonização da economia, reduzindo a utilização de combustíveis fósseis nos transportes, na indústria e em outras áreas, com consequente elevação de alteração do padrão de consumo de energia elétrica. A esse conjunto de mudanças costuma-se atribuir a sigla 3D (Descentralização, Digitalização e Descarbonização) (Di Silvestre, 2018). Alguns autores costumam introduzir outros dois Ds a esse processo: Democratização e Desenho de Mercado.

4.3 Características do Sistema Elétrico Brasileiro

Os SEE ao longo do mundo apresentam características diferentes face aos seguintes fatores: capacidade instalada de geração, mix de tecnologias de geração, extensão geográfica, grau de penetração das eólicas/solares, se é um sistema HVAC, HVDC ou híbrido, consolidado ou em evolução, isolado ou interligado, importador ou exportador de energia, longitudinal ou malhado, valores de demanda máxima, níveis de tensão utilizado etc. Um outro aspecto muito importante está relacionado às vulnerabilidades a que cada sistema está submetido. Por estes motivos é que não existe solução única a ser adotada por todos, sendo necessário considerar as especificidades de cada sistema.

4.3.1 Matriz Elétrica

No caso do Brasil, em contraste com a situação global, como resultado de uma política energética que vem se perenizando, há décadas a matriz elétrica apresenta alta participação de fontes renováveis (vide Figura 4.1), respondendo em 2023 por cerca de 90% do consumo de eletricidade, valor significativamente superior à média mundial (30,2%). Conforme apresentado na Figura 4.2, as tecnologias com maior participação foram a hidrelétrica (58,9%),

seguida pela eólica (13,2%), biomassa (8,0%), solar fotovoltaica (7,0%) e gás natural e GNL (5,3%), para um consumo total de 723,2 TWh.

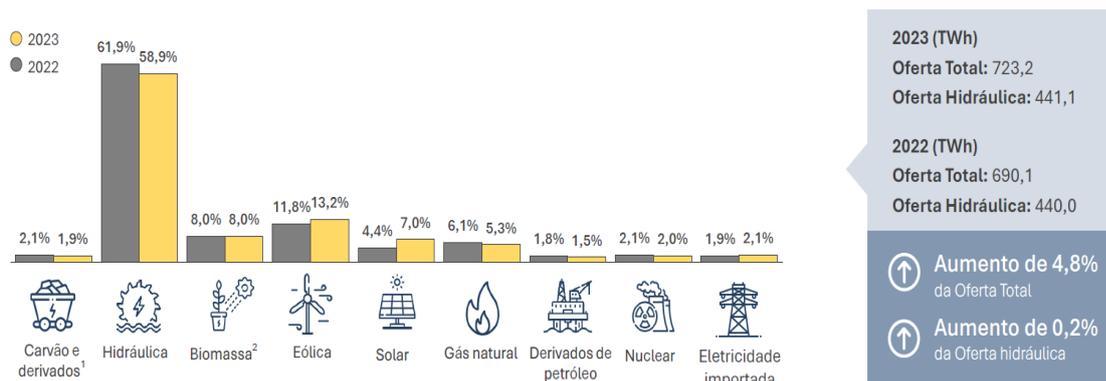


Figura 4.2 – Matriz elétrica brasileira em 2022 e 2023. Fonte: (EPE, 2024)

Já em termos de capacidade instalada, tem havido uma redução na participação hidrelétrica, sendo compensada pelo crescimento acelerado das fontes eólica e solar, conforme evidenciado na Figura 4.3 e na Figura 4.4. Em agosto de 2024, conforme ilustrado na Figura 4.5, a contribuição das fontes renováveis na capacidade instalada e contratada do Brasil (224,6 GW) foi de 90%, sendo que a hidrelétrica apresentou a maior participação com (48%, 107,8 GW), seguida pela geração distribuída (DG) - também denominada mini e microgeração distribuída – MMDG (14,4%, 32,4 GW), eólica (14,1%, 31,6 GW), biomassa (7,1%, 16,0 GW) e solar fotovoltaica (6,4%, 14,4 GW), sendo que o gás natural e GNL contribui com 6,5%. No entanto, quando se considera que cerca de 96% da capacidade instalada de GD provem de solar fotovoltaica, a participação total desta fonte atinge cerca de 20%, colocando-a em segundo lugar em capacidade instalada no país.

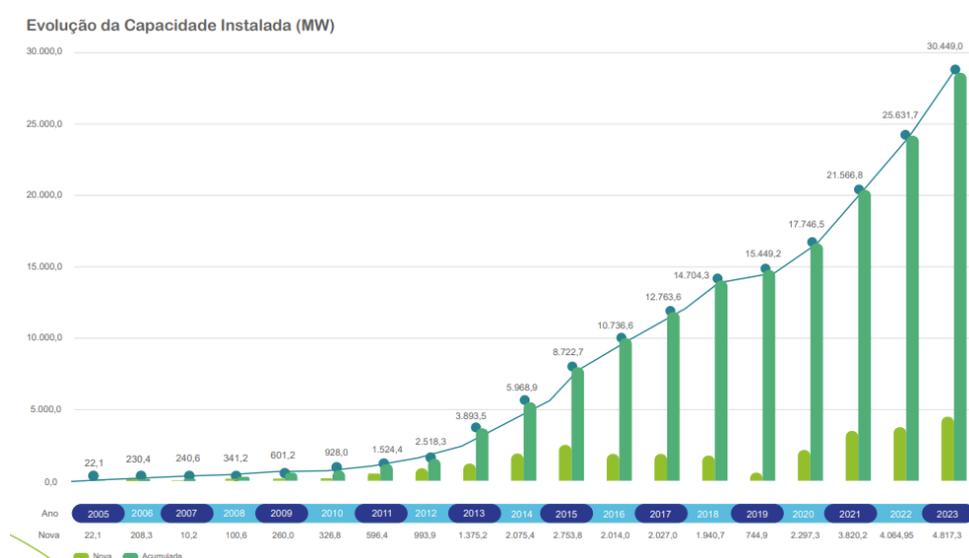


Figura 4.3 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil. Fonte: (ABEEólica, 2024)

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

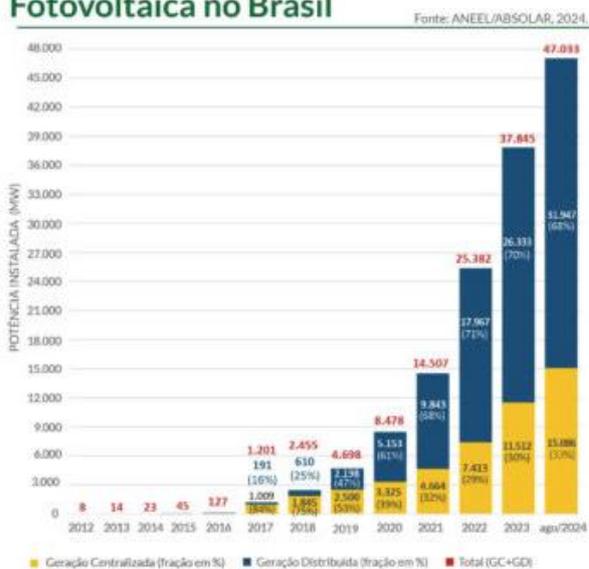


Figura 4.4 – Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil. Fonte: (ABSOLAR, 2024)

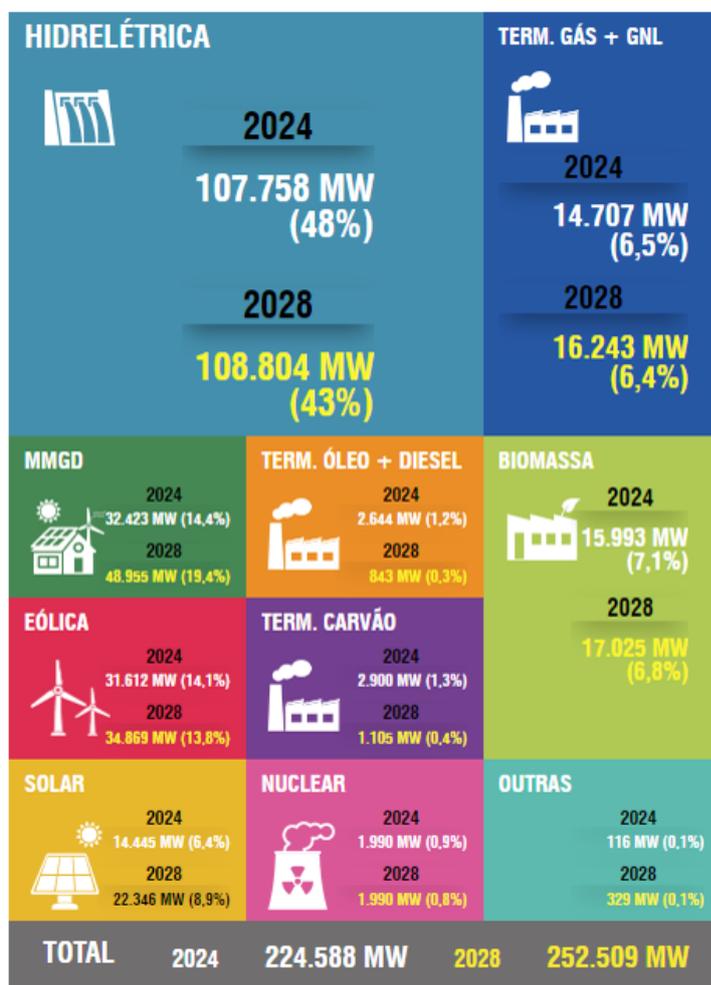


Figura 4.5 – Matriz elétrica brasileira (capacidade) em 2024 e 2028. Fonte: (ONS, 2024)

Quando se analisa o horizonte decenal, é mantida a tendência da redução na participação hidrelétrica, sendo compensada pelas fontes intermitentes eólica e solar, e também da GD, conforme descrito na Figura 4.6, havendo a expectativa de se chegar em 2031 com 84% da capacidade instalada de geração (incluindo autoprodução) de origem renovável; ao se incluir a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes limpas, i.e., não emissoras de GEE soma 87% do total da geração de energia elétrica em 2031 (MME e EPE, 2022).

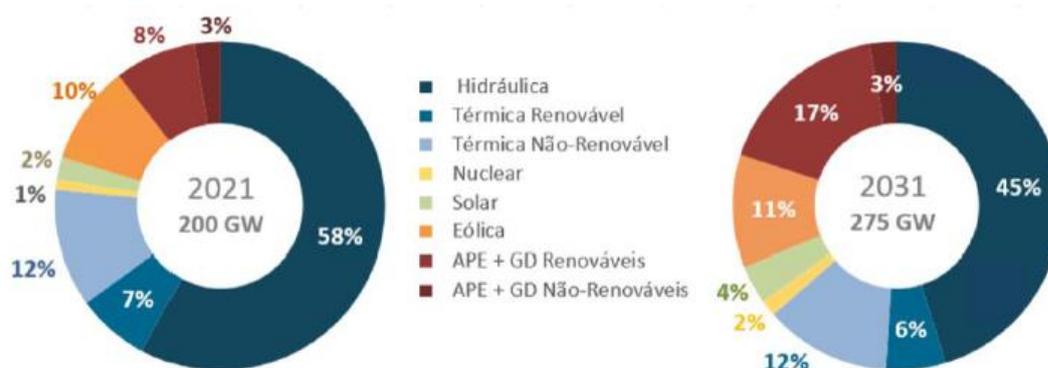


Figura 4.6 – Evolução da composição da capacidade instalada total. Fonte: (MME e EPE, 2022)

4.3.2 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica brasileiro, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema interligado hidrotérmico-eólico-solar de grande porte, com predominância da tecnologia hidrelétrica (cerca de 60% em produção de energia e 50% em capacidade). O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

A rede de transmissão associada, denominada Rede Básica de Transmissão (RBT), compreende os níveis de tensão de 230 kV, 345 kV, 440kV, 500/525 kV e 750 kV em HVAC, e ± 600 kV e ± 800 kV em HVDC (vide Figura 4.7), possui extensão total superior a 170.000 km (2023).

Dada a dimensão continental do SIN, cobrindo aproximadamente a mesma área da Europa continental, as atividades de planejamento e operação do SIN embutem um grau de complexidade.

A interligação entre os subsistemas do SIN possibilita a transferência de energia entre as diferentes regiões e, tomando partido da diversidade hidrológica, ou, em outras palavras, da complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias, permite otimizar a utilização dos recursos energéticos, proporcionando ganhos sinérgicos e maior segurança ao sistema.

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN

Usinas Hidroelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional

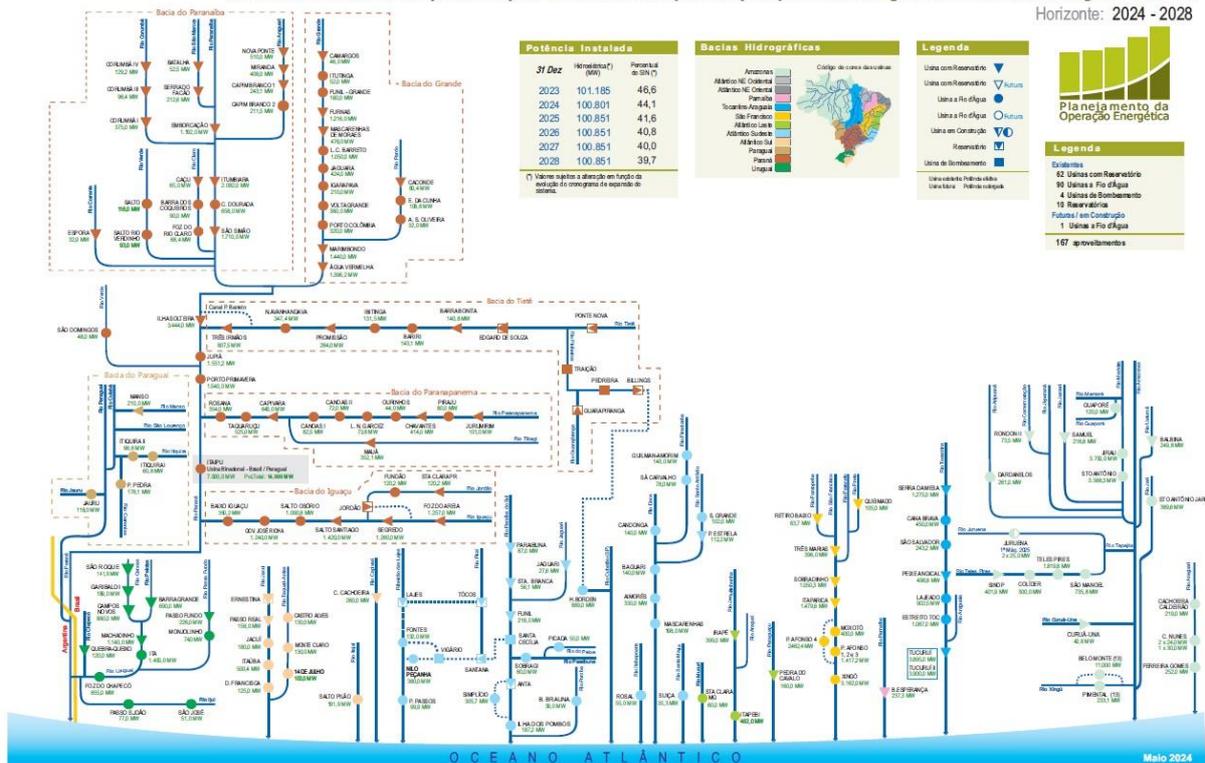


Figura 4.8 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN. Fonte: (ONS, 2024)

Desde o Marco Regulatório instituído pela Lei 9.649/1998, a programação e o despacho das usinas do SIN são realizados de forma otimizada e centralizada (Maceira et al., 2002). Com base nos dados técnicos recebidos, o ONS estabelece uma programação de geração que descreve quais usinas de geração devem ser despachadas e a meta de geração associada para atingir a operação de menor custo de todo o sistema, considerando ainda medidas de aversão ao risco de racionamento (Maceira et al, 2018b; Diniz et al., 2018; Santos et al., 2020).

Devido ao longo horizonte de planejamento e os muitos estágios de decisão, a otimização do sistema torna-se de grande porte e complexa, o que levou a necessidade de se desenvolver uma cadeia de modelos com diferentes horizontes de planejamento da operação e graus de detalhamento na representação do sistema (Helseth e Melo, 2020; Helseth et al., 2023). No Brasil, esta programação é obtida por meio de uma cadeia de modelos de otimização desenvolvidos pelo CEPEL que também calcula os valores da água (Maceira et al, 2002, 2016). Os valores da água formam a base para determinar o preço spot, ou seja, o preço de liquidação das diferenças em cada período (Maceira et al, 2018b; Santos et al., 2020).

Um aspecto a considerar em sistemas com participação relevante de hidroeletricidade é que as vazões/energias afluentes aos reservatórios são estocásticas. A Figura 4.9 apresenta as energias naturais afluentes mensais ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste (que representa 70% da capacidade de armazenamento do país), no período de 1931 a 2023, assim como os valores médios mensais (linha tracejada). Como pode ser visto, as afluências apresentam um

comportamento estocástico e com grande variabilidade em termos de sazonalidade e também de ano para ano (amplitude). Por exemplo, os valores mínimos e máximos observados para fevereiro foram de aproximadamente 20.000 e 120.000 MW médios. Por sua vez, os maiores valores médios de energias afluentes ocorrem de novembro a abril, geralmente chamados de "período úmido", enquanto o "período seco" compreende maio a outubro.

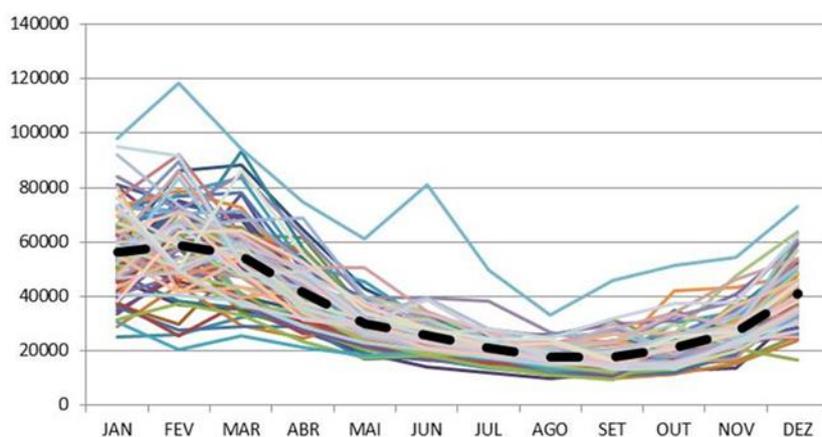


Figura 4.9 – Energias afluentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste - Registros históricos 1931-2023. Fonte: Adaptado de (Maceira, Melo, Zimmermann, 2016)

Outro aspecto importante diz respeito à complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas dos subsistemas. A Figura 4.10 mostra os valores médios mensais das energias médias mensais aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, período de 1931 a 2018.

Observa-se que, em geral, o subsistema Sul apresenta baixa sazonalidade, sendo o período úmido de junho a novembro, onde em geral as afluições são superiores à média anual; conforme já mencionado, nesses meses o subsistema Sudeste/Centro-Oeste se encontra em seu período seco. Da mesma forma, durante o período úmido do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (dezembro a abril) o subsistema Sul se encontra no seu período seco. Esses fatos caracterizam uma complementariedade entre essas regiões, que pode ser explorada para otimizar a operação do SIN.

Por sua vez, os subsistemas Nordeste e Norte apresentam uma certa superposição entre os períodos úmidos e secos, o que não permite caracterizar uma complementariedade hidrológica. Adicionalmente, observa-se que há uma defasagem temporal entre o início e o fim dos respectivos períodos úmidos e o do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o que permite a exportação de energia de uma região para as outras.

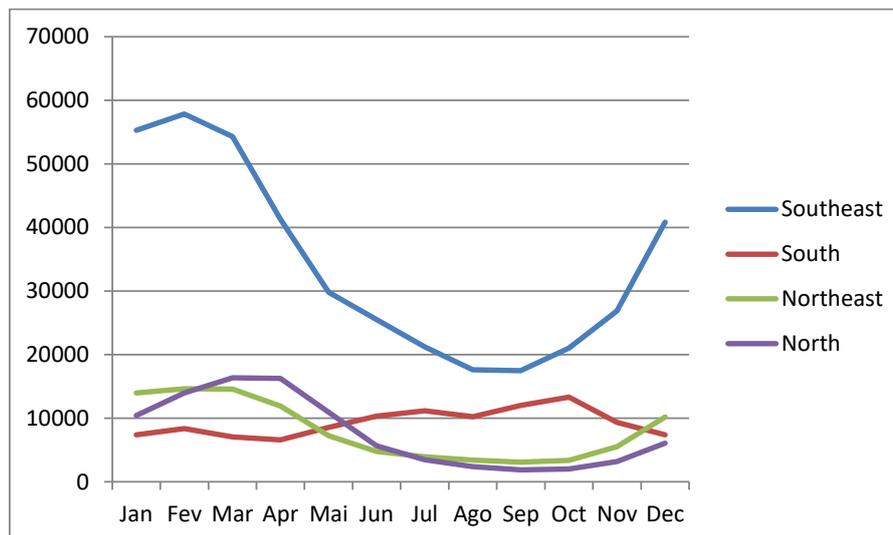


Figura 4.10 – Energias afluentes médias mensais aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Registros históricos 1931-2023. Fonte: Adaptado de (Maceira, Melo, Zimmermann, 2016)

4.3.2.1 Características Regionais do Sistema Hidrelétrico

O Sistema Elétrico Interligado nacional (configuração do biênio 2024/2025) é constituído de: 1) usinas hidroelétricas, em diversas bacias hidrográficas, com diferentes graus de regularização hidrológica, com interligações elétricas entre elas, através de sistemas de transmissão entre as regiões geográficas do País; 2) usinas termoelétricas convencionais, carvão mineral, derivados de petróleo (óleo diesel, óleo combustível), gás natural e biomassa (bagaço de cana), operando majoritariamente como “complementação térmica” ao parque hidroelétrico. Parcela importante da geração térmica a combustíveis fósseis, principalmente a derivados de petróleo, só é acionada, numa operação de base, com valores de produção de energia maximizados, quando ocorrem hidrologias desfavoráveis nas bacias hidrográficas nacionais. Geração térmica pode ser ainda necessária para equilibrar o balanço de ponta do sistema interligado ou por restrições elétricas; 3) usinas nucleares, operando na base, respeitando as características técnicas destas usinas; 4) usinas hidroelétricas em rios não regularizados da região Norte (Tocantins-regularização parcial, Xingu e Madeira, ambos sem regularização).

Nas Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, as duas principais bacias, a do Rio São Francisco, no Nordeste a do Rio Paraná, no Sudeste, são bem regularizadas, com diversos reservatórios, que transferem, com eficiência, as cheias dos respectivos rios, que ocorrem no período de cinco meses, janeiro a maio, para o período seco também de cinco meses, de julho a novembro, de todos os anos. Esta sazonalidade bem acentuada e a presença de reservatórios de regularização viabilizam um melhor aproveitamento do recurso hídrico na produção de energia elétrica e nos outros usos da água.

Na região Sul, os rios Iguaçu e Uruguai não estão regularizados como os rios São Francisco e Paraná, devido aos seus regimes hidrológicos “torrenciais”, de baixa sazonalidade, e a

inexistência de locais adequados para a construção de reservatórios de regularização plurianual ou anual. A operação integrada das usinas hidroelétricas da região Sul com as da região Sudeste, através do sistema de transmissão de Itaipu e da interligação em 500 kV, viabiliza de certa forma, a regularização das vazões dos rios da região Sul.

A predominância de áreas planas na topografia da região Norte, aliada à presença de grandes áreas de sensibilidade ambiental, tem restringido nas últimas décadas a construção de grandes reservatórios de regularização plurianual ou até mesmo anual nas suas bacias hidrográficas. Assim, o rio Tocantins encontra-se hoje parcialmente regularizado e os rios Xingu e Madeira apresentam baixa regularização. A operação integrada destas usinas hidrelétricas da região Norte com as usinas das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, utilizando os sistemas de transmissão resulta em ganhos energéticos que contribuem para a maximização da geração hidrelétrica conjunta do país, pois permite armazenar em parte as aflúncias elevadas durante o período úmido das bacias hidrográficas da região Norte nas outras regiões.

4.3.3 Os Sistemas Isolados

Atualmente o Brasil possui cerca de 200 Sistemas Isolados, que são atendidos por 8 distribuidoras e estão localizados em 7 estados: Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima e Pernambuco (Ilha de Fernando de Noronha). Desse total, 40 localidades têm previsão de interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até 2028, conforme resumido na Figura 4.11(a). O consumo hoje nos Sistemas Isolados corresponde a aproximadamente 0,5% da carga de energia do SIN, com predominância da classe residencial (EPE, 2023).

Os Sistemas Isolados abrangem uma população de cerca de 3 milhões de habitantes (aproximadamente 1,4% da população brasileira), distribuídos de forma bastante dispersa, conforme ilustrado na Figura 4.11(b). Para se ter uma comparação, excluindo Pernambuco, as áreas dos demais 6 estados com localidades isoladas soma 3,573 milhões de km², i.e., superior à área da Índia. Nesses sistemas há desde pequenas comunidades, com população de cerca de 100 habitantes como é o caso de Carvoeiro (AM) e Pedras Negras (RO), até cidades maiores, como Cruzeiro do Sul (AC) e Boa Vista (RR) - única capital ainda não conectada ao SIN - com população superior a 89 mil e 436 mil habitantes respectivamente.

Os estados do Amazonas e de Rondônia concentram o maior número de Sistemas Isolados e população atendida: no caso do Amazonas, são 1,786 milhão de pessoas em 97 sistemas, com carga total de 1.637 GWh e demanda total de 284 MW para 2024; já em Roraima são 58 sistemas abrangendo 1,775 milhão de pessoas, com carga total de 1.393 GWh e demanda total de 270 MW (EPE, 2023).

A geração a partir do óleo diesel ainda predomina nos Sistemas Isolados, acarretando elevados custos operacionais. O suprimento de energia elétrica depende da logística de fornecimento desse combustível e as dificuldades de acesso às localidades implicam uma logística complexa de fornecimento de combustível, associada à necessidade da disponibilidade de tanques de armazenamento para a sua adequada estocagem, podendo, eventualmente, sofrer interrupções em épocas de estiagem (Melo et al., 2023).

Alguns Sistemas Isolados apresentam índices de perdas elevados, havendo oportunidades para ações de eficiência energética e redução dessas perdas, o que deverá resultar em menores custos de geração e redução de emissões de GEE.

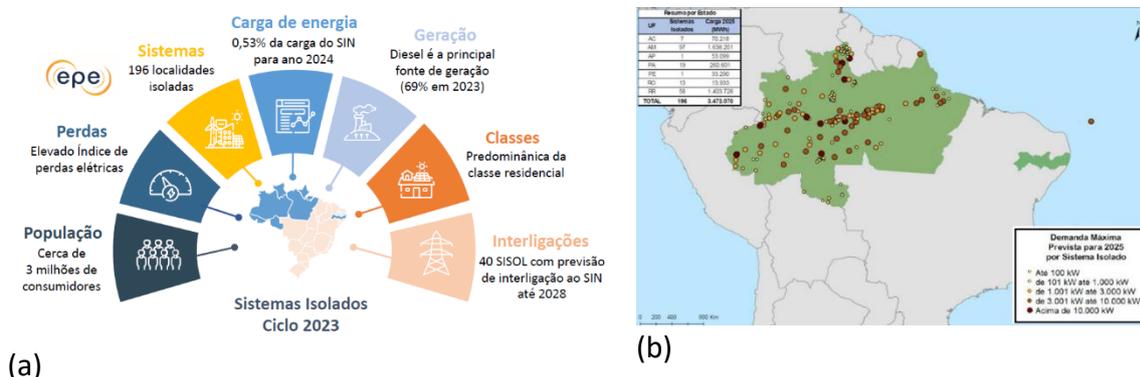


Figura 4.11 – Principais características dos Sistemas Isolados. Fonte: (EPE, 2023)

Um marco crucial para a gestão e a operação eficientes dos Sistemas Isolados, promovendo transparência e competitividade, foi o estabelecimento de leilões para suprimento de energia por Produtores Independentes de Energia (PIEs), promovidos desde 2014 pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A maior parte desses PIES fornecem energia por termelétricas movidas a diesel, e frequentemente recebem críticas por estarem contribuindo para as emissões de GEE. Não obstante, a partir do processo de implantação dos PIEs, eles passaram a responder pela garantia de confiabilidade nas suas áreas de suprimento, participando na melhoria dos índices de qualidade (DEC e FEC) das concessionárias de distribuição (Zimmermann, Maceira e Melo, 2024). É evidente que é preciso avançar nesta política pública, considerando a questão da mudança do clima e da TE.

4.3.4 Emissões de GEE do Setor Elétrico

Dada a característica eminentemente limpa e renovável da sua matriz elétrica, diferentemente do que ocorre na maioria dos países, o Brasil se encontra numa posição privilegiada no cenário internacional com relação às emissões de GEE oriundas do setor elétrico. Para ilustrar, a Figura 4.12 compara os fatores médios de emissões de CO₂eq na produção de energia elétrica entre o Brasil, países europeus da OCDE, EUA e China, para o ano de 2021. Verifica-se que para produzir 1 MWh, o setor elétrico brasileiro emite cerca de 31% do valor emitido pelos países europeus da OCDE, 22% do que é emitido pelo setor elétrico dos Estados Unidos, e 12% do que é emitido pelo setor elétrico chinês. Já no ano de 2023, o fator de emissão médio do Brasil foi de 0,055 tCO₂eq /MWh, fazendo com que a sua contribuição para o inventário nacional de emissões de GEE fosse inferior a 1%.

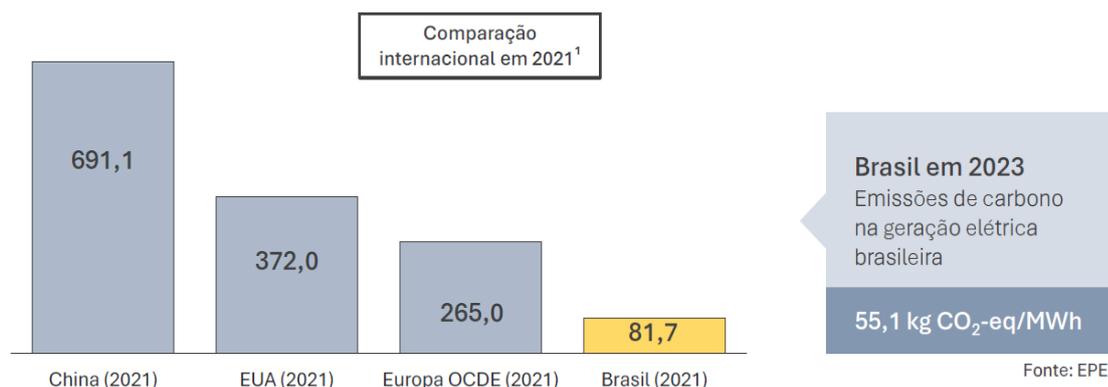


Figura 4.12 – Fatores de emissões na produção de energia elétrica. Fonte: (EPE, 2024)

Com relação aos Sistemas Isolados, as emissões de GEE no ano de 2023 foi de 2,4 MtCO₂eq, o que representou cerca de 10% das emissões do SIN (23,8 MtCO₂), sendo que a tecnologia diesel contribuiu com 86%, ao passo que o Gás Natural contribuiu com os 14% restantes (EPE, 2023). Por outro lado, o fator de emissões nos Sistemas Isolados (0,64 tCO₂/MWh) foi cerca de 12 vezes superior ao do SIN (0,055 tCO₂/MWh). Estes números explicitam a relevância e o potencial de políticas públicas visando a descarbonização dos Sistemas Isolados (Zimmermann, Maceira e Melo, 2024).

Como persiste a estratégia se manter um nível de renovabilidade elevado da nossa matriz elétrica ao longo dos anos, é de se esperar que esforços adicionais para mitigação de GEE devam se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício e tenham menor custo marginal de abatimento de emissões (EPE, 2022).

4.4 Os Desafios da Transição Energética para o Setor Elétrico

Nesta seção são abordados os principais desafios trazidos pela TE para os SEE.

4.4.1 Geração Renovável Variável Intermitente (GRVI)

No caso do Brasil, o crescimento da GRVI nos últimos anos tem sido muito grande: a partir dos valores constantes das Figuras 4.3 e 4.4, verifica-se que no período de 2014 a 2024, a capacidade instalada de geração eólica cresceu mais de 5 vezes, a geração solar fotovoltaica conectada à rede cresceu cerca de 630 vezes, e a capacidade conjunta eólica e solar cresceu cerca de 8 vezes. Quando se adiciona a GD (ou MMGD), o crescimento foi de 13 vezes, atingindo em 2024 o total de 78,5 GW, ou seja, 35% da capacidade instalada no país originada de fontes renováveis intermitentes.

A expansão acelerada é devida não apenas à redução de custo dos equipamentos de geração eólica e solar, mas também aos subsídios e incentivos regulatórios, além do interesse do mercado livre (Falcão, 2024).

Esse crescimento rápido tem provocado conflitos entre a utilização dessas fontes em detrimento das demais, particularmente das hidrelétricas. No caso da GD, o crescimento tem sido ainda mais intenso, saindo de valores insignificantes até 2015 para se tornar a segunda fonte em capacidade do país em 2024 (32.5 GW ou 14,4%), ocasionando preocupação ao

operador do sistema (ONS, 2023), tendo em vista a questão da sua não observabilidade direta, que se manifesta pela possibilidade de aumentos rápidos da demanda líquida vista pelo sistema.

Conforme mencionado na Seção 4.2, as fontes renováveis (e.g., hidrelétrica, eólica e solar) apresentam variabilidade devido às incertezas (vazões afluentes, velocidades dos ventos, irradiações solares) e em diferentes escalas de tempo. Adicionalmente, as eólicas e solares apresentam flutuações relevantes com granularidades diárias, horárias ou menores, caracterizando a sua natureza intermitente, e que aumenta a complexidade operativa e a sua consideração nas atividades de planejamento.

Esses e outros pontos de atenção são discutidos nesta Seção.

4.4.1.1 Necessidade de Consideração das Incertezas nas Atividades de Planejamento e Operação

Para o conjunto de usinas eólicas da região Nordeste do Brasil, a Figura 4.13(a) apresenta, para o período de 2014 a 2023, a geração eólica média mensal em cada ano, assim como o fator de capacidade médio mensal considerando os 10 anos estudados. Verifica-se pelo fator de capacidade que o regime de ventos nesta região apresenta uma sazonalidade marcante, e complementar ao regime hidrológico do rio São Francisco (vide Figura 4.10), i.e., os períodos com maiores e menores velocidades do vento tendem a coincidir com os períodos mais secos e chuvoso da região.

Por outro lado, a Figura 4.13(b) apresenta os fatores de capacidade médios mensais para cada um dos 10 anos considerados, evidenciando que em um mesmo mês, pode haver variação significativa nos valores dos fatores de capacidade.

Já a Figuras 4.14 apresenta, também para a região Nordeste e para o período de 2014 a 2023, a geração solar fotovoltaica média mensal conectada à rede elétrica e como o fator de capacidade médio mensal considerando os 10 anos estudados (a) e para cada um dos anos (b). Observa-se que a sazonalidade é menos pronunciada que no caso das eólicas e que em um mesmo mês, pode haver variação relevante nos valores dos fatores de capacidade ao longo dos anos.

Portanto, esses tipos de incertezas devem ser considerados nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos e programação da operação, quanto do planejamento da expansão.

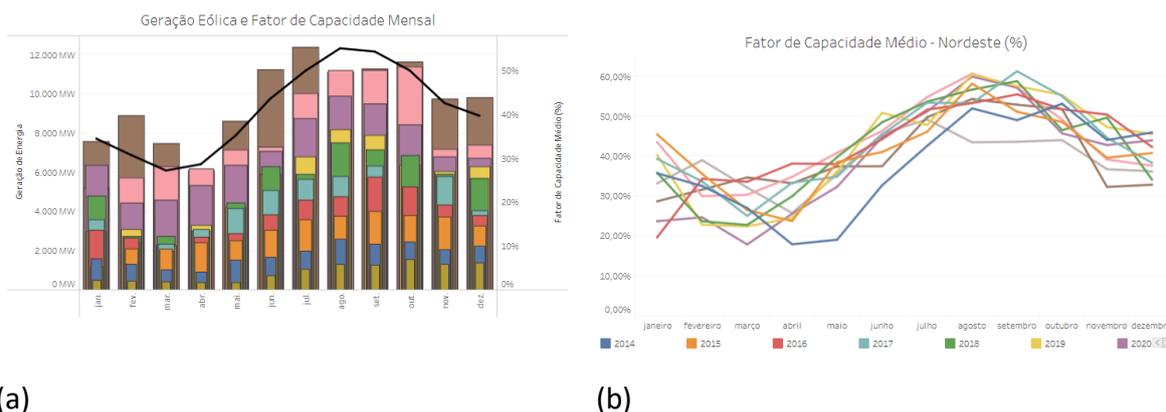


Figura 4.13 – Região Nordeste do Brasil: geração eólica média mensal e fator de capacidade médio mensal. Fonte: (ONS, 2024)

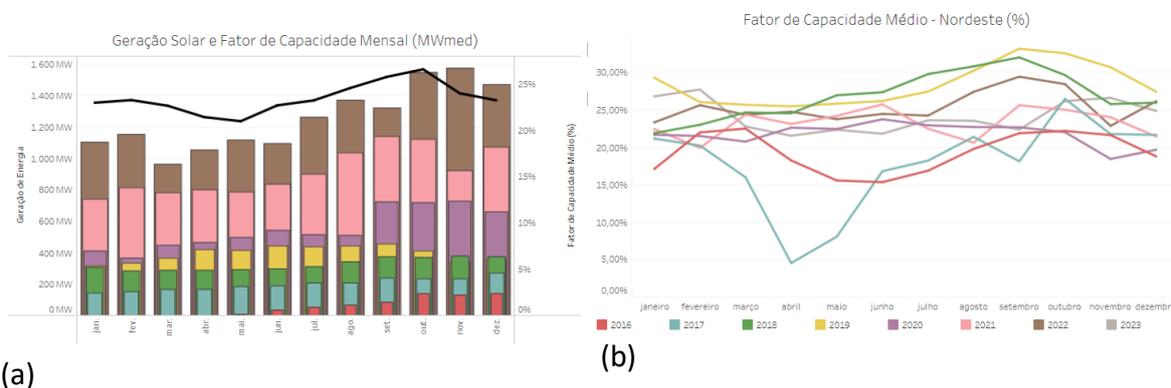


Figura 4.14 – Região Nordeste do Brasil: geração solar fotovoltaica média mensal e fator de capacidade médio mensal. Fonte: (ONS, 2024)

4.4.1.2 Atendimento Instantâneo da Demanda devido às Variações Bruscas de Geração

Os parques eólicos costumam ser instalados em locais próximos entre si, aproveitando as características do vento de cada região. Os parques eólicos assim localizados apresentam uma produção espacialmente correlacionada, ou seja, um “período eólico favorável” determina uma produção elevada em todos os parques. Da mesma forma, um “período eólico crítico” afeta toda a geração eólica regional. Isto fica mais evidenciado onde se localiza a maior da capacidade de geração eólica do país, mas também ocorre na região Sul.

A Figura 4.15 apresenta as curvas horárias da produção de energia de uma usina eólica localizada na região Nordeste, durante 7 dias consecutivos. Observa-se formatos bastantes distintos de entre as curvas horárias, e também a ocorrência de flutuações bruscas de curtíssimo prazo na produção de energia, causadas pelas variações momentâneas dos ventos, caracterizando a natureza intermitente da produção de energia eólica.

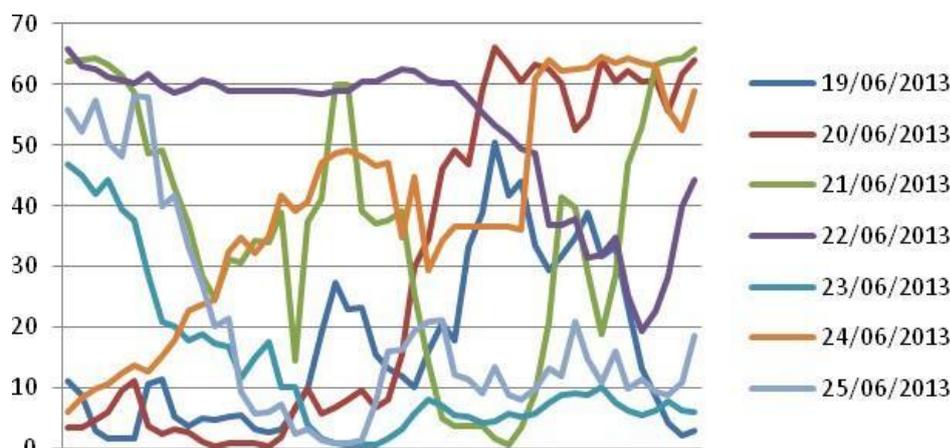


Figura 4.15 – Variação horária da geração de uma usina eólica localizada na região Nordeste durante 7 dias consecutivos. Fonte: (ONS, 2013)

A Figura 4.16 ilustra a série temporal do fator de capacidade horário da geração eólica no ano de 2021, para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Fica evidente a natureza intermitente da produção de energia em ambas as regiões, com a ocorrência de flutuações bruscas e de grande amplitude.

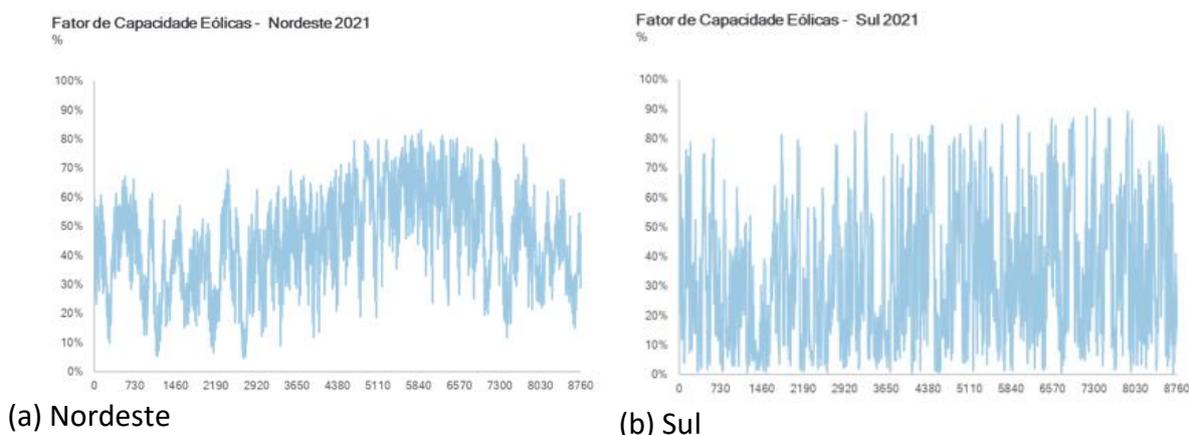


Figura 4.16 – Série temporal do Fator de Capacidade horário da produção de energia eólica no ano de 2021 para as regiões Nordeste (a) e Sul (b). Fonte: (ONS, 2024)

Já a Figura 4.17 mostra as curvas horárias da produção de energia da região Nordeste (a) e Sul (b) para todos os dias de abril de 2022. Em ambas as regiões, verificam-se variações expressivas entre os valores mínimos e máximos observados para cada hora do dia. Por exemplo, na região Nordeste, os valores mínimo e máximo observados para as 9h00 foram 451 MW e 12.075 MW, ou seja, uma diferença de quase 27 vezes; já na região Sul, esses valores foram 86 MW e 1.601 MW para o horário das 20h00, os quais, embora representem uma variação absoluta bem menor (1.515 MW), ainda representam uma variação de quase 19 vezes. Mais uma vez fica constatada a sua natureza intermitente.

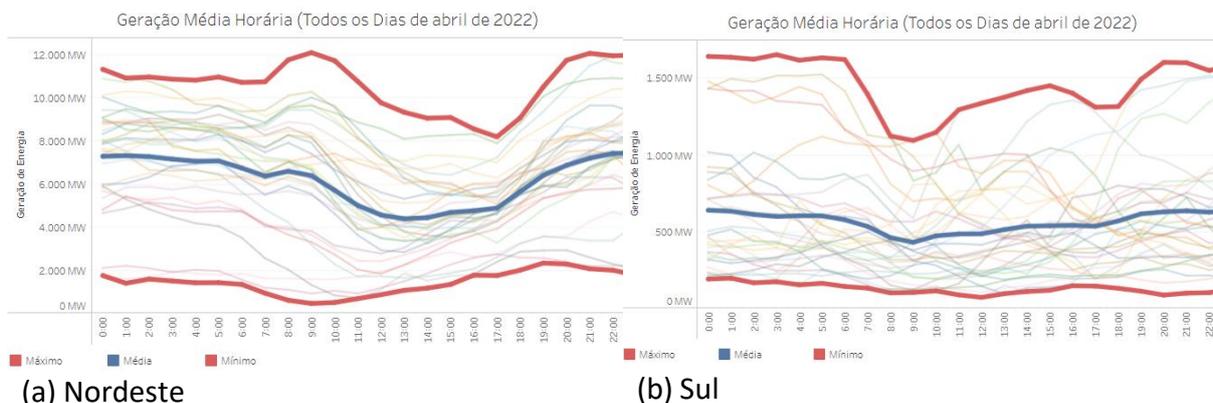


Figura 4.17 – Geração eólica média horária da região Nordeste (a) e Sul (b) para todos os dias de abril de 2022. Fonte: (ONS, 2024)

Por sua vez, a Figura 4.18 a apresenta a geração eólica média diária na região Nordeste para 7 dias consecutivos do mês de abril de 2023, onde a capacidade instalada da fonte eólica é 23.178 MW e, portanto, cerca de 2,3 vezes a capacidade instalada da fonte hidrelétrica nesta região (9.963 MW). Novamente, verificam-se variações expressivas entre os valores mínimos e máximos observados para um mesmo dia (entre 2.716 MW e 12.718 MW) e também entre 2 dias consecutivos (13.820 MW, entre os dias 20 e 21 de abril). Este comportamento impacta a operação e a programação da operação do SIN.

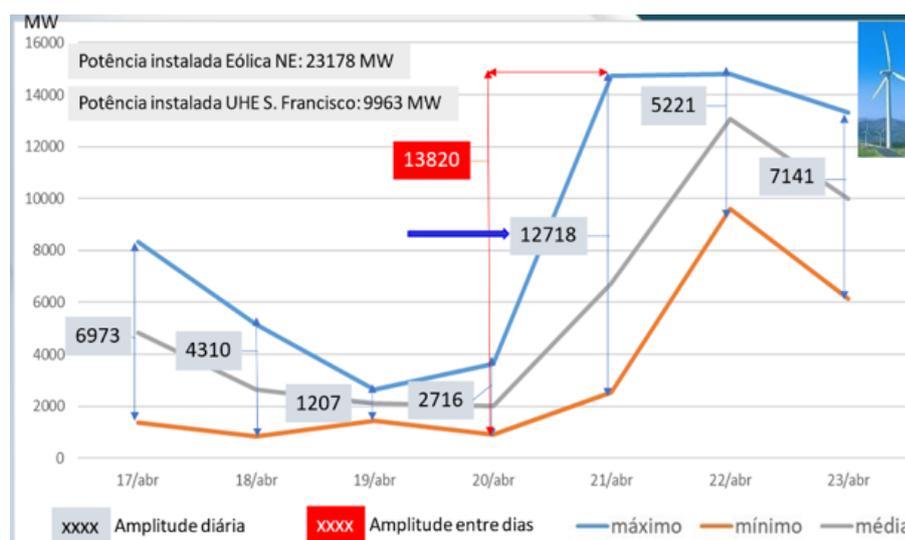


Figura 4.18 - Variação da geração eólica na região Nordeste em 7 dias consecutivos de abril de 2023. Fonte: (ONS, 2023)

A Figura 4.19 apresenta uma curva típica de produção de uma usina solar fotovoltaica ao longo do dia e a Figura 4.20 apresenta o efeito da passagem de nuvens na geração produzida em outra usina solar, ambas no Nordeste. Novamente fica caracterizada a natureza intermitente da produção de energia solar.

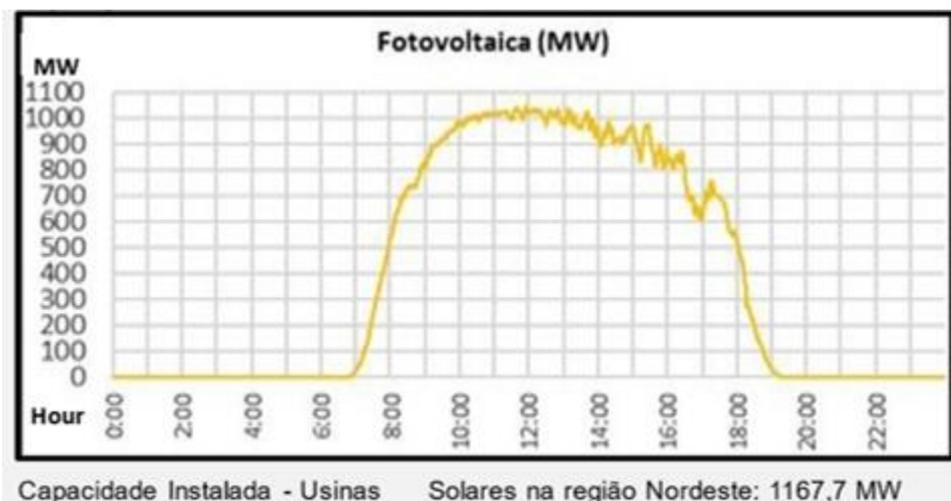


Figura 4.19 – Curva típica de geração solar. Fonte: (ONS, 2023)

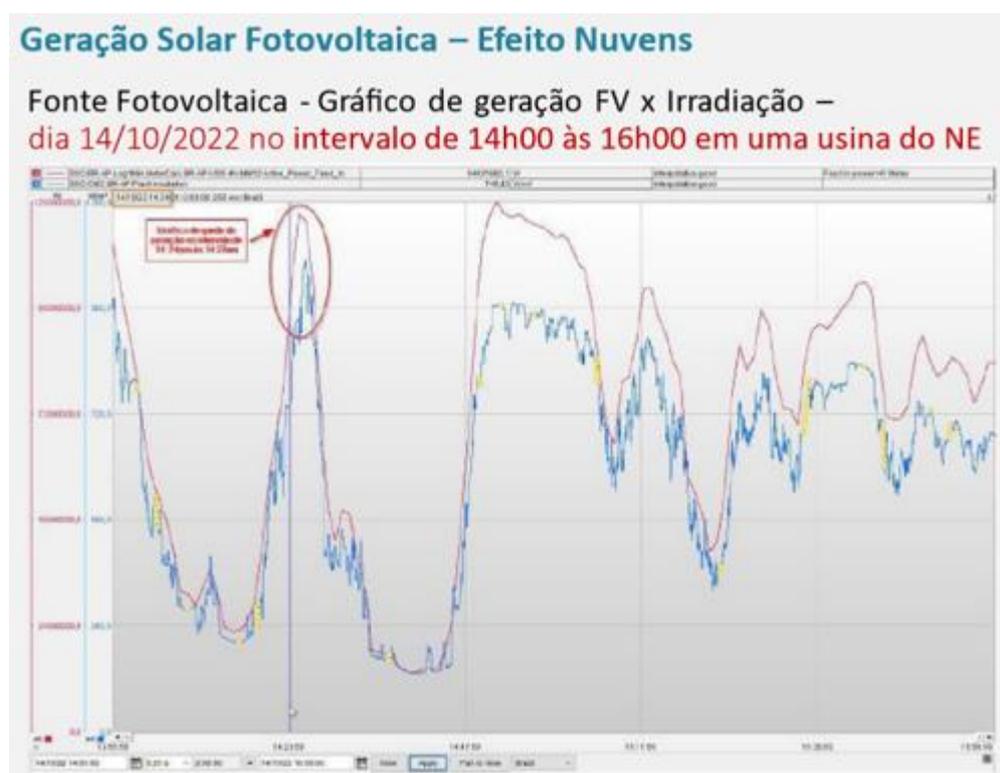


Figura 4.20 – Efeito de nuvens na geração solar. Fonte: (ONS, 2023)

Esses comportamentos implicam dificuldades na operação e na programação da operação dos SEE, causadas pelo alto grau de penetração das GRVI no SIN, estando relacionadas ao atendimento instantâneo da demanda devido às variações bruscas de geração no curto e médio prazo, que exigem disponibilidade de reserva baseada em outras fontes, com capacidade de entrada em operação em curto prazo (Falcão e Taranto, 2023). Outra situação importante é a necessidade de elevada geração de outras fontes para os períodos de redução da geração eólica e/ou solar, notadamente esta última durante o período noturno.

4.4.1.3 Dificuldades na Incorporação das Renováveis Intermitentes Eólica e Solar Fotovoltaica na Operação Energética do SIN

O SIN sempre foi planejado e operado, com sucesso, com o objetivo de suprir a carga nacional, com segurança energética, com custos os mais reduzidos possíveis e atendendo aspectos de utilização múltipla dos recursos hídricos das bacias hidrográficas nacionais e de minimização dos impactos socioambientais dos empreendimentos do setor elétrico. Essa estratégia evidentemente deve ser preservada, com a inclusão das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica.

A intermitência das fontes eólica e solar fotovoltaica introduziram modificações relevantes na operação do SIN que não poderão ser plenamente atendidas sem custos adicionais. Situações novas já surgiram e tendem a se agravar, sendo as principais (Ventura Filho, 2024):

- Necessidade de “usinas reservas” que substituam rapidamente usinas eólicas e solares, nos momentos de forte redução do seu suprimento. O montante atual de capacidade instalada nas usinas intermitentes já necessita, na sua operação, praticamente toda a reserva girante disponível nas hidrelétricas do Nordeste e do Sudeste/Centro-Oeste, além a da Usina Binacional de Itaipu. A utilização das reservas girantes das hidrelétricas, de forma intermitente, com variações acentuadas das descargas a jusante, com alternância de cheias e secas nos rios, provoca efeitos socioambientais e limitam, de forma não desprezível, a utilização de outros usos dos recursos hídricos, que não a produção de energia. A geração térmica a combustíveis fósseis atua com a mesma finalidade e apoia o atendimento das demandas máximas, contribuindo para atender variações de oferta e as íngremes “rampas” provocadas pela intermitência das usinas eólica e solar.
- Redução da segurança energética e elétrica do SIN, devido a:
 - (i) impossibilidade de assegurar a geração da totalidade da energia garantida do parque gerador nacional, por simultaneidade da geração de base das usinas hidroelétricas da região Norte e de geração elevada das intermitentes, dificultando a alocação da geração total nas curvas de carga;
 - (ii) diminuição da “inércia” do sistema de geração, pela absorção de praticamente toda a reserva girante do sistema hidrelétrico nacional, inclusive aquela necessária para a operação normal do SIN. Destaca-se que a reserva girante em unidades geradores das hidrelétricas é a mais adequada para promover estabilidade e segurança na operação energética e elétrica, nos eventos sempre presentes de variações instantâneas ou quase instantâneas nos montantes da demanda e/ou na geração do sistema;
 - (iii) participação elevada de intermitentes, conectadas à rede elétrica mediante inversores de sua corrente contínua, que não contribuem para a inércia do sistema;
 - (iv) grandes variações nos fluxos nas longas linhas de transmissão das interligações regionais, devido a concentração de usinas intermitentes na região Nordeste, para suprimento ao Sudeste/Centro-Oeste. Estas variações e flutuações, em montantes significativo e em alguns casos em curtos intervalos de tempo (para mais e/ou para

menos) requerem equipamentos de controle para “administrar” os fluxos de energia reativa, com eventual redução na confiabilidade dos sistemas de transmissão;

Todos esses custos, além daqueles diretamente envolvidos na instalação e operação da geração eólica e solar deveriam ter sido considerados nas avaliações da sua competitividade e para efeito de sua contratação, pois oneram, ainda que indiretamente, os consumidores. Aumentos dessa geração nos próximos três anos, indicados no Plano de Operação do ONS, acarretarão maiores dificuldades, em relação as já existentes.

As dificuldades tornam-se mais críticas nos raros eventos de quase ou mesmo racionamento de energia, provocados pelas hidrologias desfavoráveis nas bacias hidrográficas do País, ocasião em que as térmicas a combustíveis fósseis estariam operando na base elevando os custos da energia elétrica elevados para todos os consumidores do país (Ventura Filho, 2024).

Sendo assim, do ponto de vista sistêmico, a expansão da geração eólica e solar fotovoltaica não deveria prosseguir com os montantes elevados dos últimos anos. A expansão da geração do SIN, com elevada proporção das fontes intermitentes eólicas e solares fotovoltaicas implicará dificuldades relevantes na otimização da produção de energia elétrica do parque gerador nacional. Haverá redução da confiabilidade do suprimento e limitação ao uso eficiente dos recursos hídricos, com consequências socioambientais e elevação de custos para os consumidores e a sociedade. Os investimentos e custos operacionais decorrentes da intermitência da geração eólica e solar, exigidos para o correto funcionamento que são imputados ao SIN deverão ser cuidadosamente considerados, o que limitará, por razões de competitividade, a expansão acelerada destas usinas intermitentes (Ventura Filho, 2024).

4.4.2 Recursos Energéticos Distribuídos

A geração distribuída, o armazenamento distribuído, a resposta da demanda e os veículos elétricos são os principais elementos do processo de descentralização dos sistemas elétricos e são reunidos dentro da classificação geral de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Constituem um dos elementos transformadores dos sistemas elétricos atuais, com fortes implicações na operação e planejamento desses sistemas. Sua principal diferença em relação aos demais componentes ativos é que não se encontram sob o controle das concessionárias dos serviços de energia elétrica. São instalados e operados pelos consumidores e localizam-se atrás dos medidores, ou seja, na parte do sistema elétrico fora do controle direto das concessionárias. Esse fato introduz características muito fortes de não controlabilidade com relação ao despacho e disponibilidade dos mesmos, introduzindo uma incerteza muito grande na operação dos sistemas elétricos interligados. Outros fatores complicadores na sua integração ao sistema elétrico são a forma de remuneração e cobrança da energia fornecida ou absorvida e os serviços que eles possam fornecer ao sistema (Falcão, 2024).

No caso do Brasil, a geração distribuída, na sua forma de Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), tem crescido de forma exponencial na última década, atingindo atualmente a capacidade instalada de 29,4 GW, distribuída em 2,6 milhões de instalações (ANEEL, 2024), que para efeito de comparação é mais de duas vezes superior à capacidade da maior usina do sistema (Itaipu). Esta situação tem levantado preocupações do operador do sistema com relação a como conviver com as incertezas introduzida por esse nível de geração distribuída,

como já ressaltado na seção 4.1.1. Outra questão da maior relevância está associada ao sistema de compensação utilizado para remunerar a injeção de energia dessa fonte. A forma como esse sistema foi introduzido no país foi importante para incentivar o crescimento dessa forma de geração, porém o crescimento da mesma está levando à elevação do custo da energia para consumidores que não adotaram a MMGD e a um possível desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, devido ao fato de não reconhecer as despesas necessárias à operação, manutenção e expansão das redes de distribuição (Castro et al., 2021).

4.4.2.1 Mudança na Curva de Carga Diária devido ao Grande Volume de GD e o papel UHEs

Em particular, a GRVI distribuída (ou MMGD) apresenta dificuldade adicional com relação à GRVI conectada à rede, tendo em vista sua não observabilidade direta, que se manifesta pela possibilidade de aumentos rápidos da demanda líquida vista pelo sistema, e a rampa de carga no período das 15h às 20h, como ilustrado na Figura 4.21, causando a necessidade de alocar geração muito rapidamente para compensar a simultânea diminuição da GRVI e crescimento da carga (Falcão, 2024). Outro fato importante é deslocamento do horário da carga mínima do início da manhã para o período 12h-13h.

A conjugação destes efeitos alterou a curva diária da carga. Este fenômeno foi inicialmente observado na Califórnia, tendo sido a nova curva de carga diária denominada, pelo seu formato, como a “Curva do Pato”. No Brasil ela é mais longa e acentuada (vide Figura 4.21), e por vezes chamada de “Curva do Cisne”.

Um aspecto importante já verificado em sistemas com maior grau de penetração de usinas solares é a necessidade de se manter uma geração tradicional com despacho mínimo, que garanta a controlabilidade do sistema elétrico. Na operação diária será necessário dispor de procedimento que garanta um aumento da geração tradicional no horário de transição dia/noite, diante da redução da geração fotovoltaica ao escurecer e do crescimento de carga.

No caso do Brasil, a rampa de carga no período das 15h às 20h é basicamente assumida pela geração hidrelétrica, conforme ilustrado na Figura 4.22, sendo que esta rampa hoje já atinge valores superiores a 25MW, podendo chegar a 50MW em 2028 (ONS, 2024).

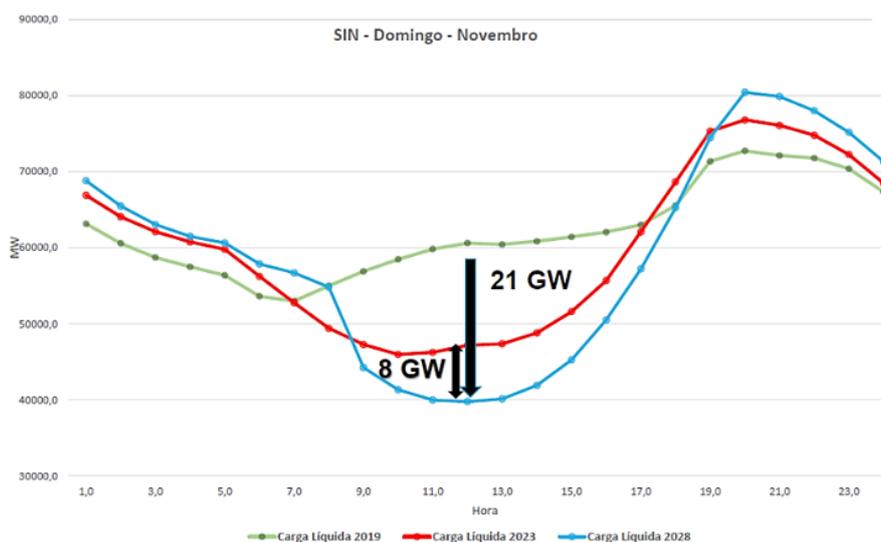


Figura 4.21 – Variação da carga líquida do SIN devido ao crescimento da geração distribuída.
 Fonte: (Falcão e Taranto, 2023).

4.4.2.2 Desconexão em Cascata de GD em Perturbações Relevantes do SIN

Um problema que surgiu no SIN, durante perturbações foi a desconexão em cascata de GD (MMGD), por insuficiência de requisitos técnicos adequados para a conexão de geradores às redes de distribuição, os quais acabam levando à desconexão desta geração, face a ajustes de proteção sensíveis e descoordenados com as ações de controle e proteções sistêmicas. Desta forma, quando a frequência e/ou tensão das redes de distribuição variam, por exemplo após uma perturbação de grande porte no SIN, as MMGD podem ser desligadas, agravando os impactos e a abrangência da perturbação original. Atualmente este assunto está sendo analisado em conjunto pelo ONS, ANEEL, fabricantes, Inmetro e agentes de geração.

4.4.3 O papel das Hidrelétricas na TE

Segunda a Agência Internacional de Energia – IEA, a energia hidrelétrica é o “gigante esquecido” da eletricidade de baixo carbono, sendo a espinha dorsal da geração de eletricidade de baixo carbono, fornecendo quase metade dela no mundo todo hoje (IEA, 2023).

O crescimento das usinas hidrelétricas no mundo todo deve desacelerar significativamente nesta década, colocando em risco as ambições de países em todo o mundo de atingir emissões líquidas zero, ao mesmo tempo em que garantem suprimentos de energia confiável e acessível para seus cidadãos. Espera-se que a capacidade hidrelétrica global aumente em 17% entre 2021 e 2030 – liderada pela China, Índia, Turquia e Etiópia. No entanto, o crescimento projetado para a década de 2020 é quase 25% mais lento do que a expansão da energia hidrelétrica na década anterior (IEA, 2021).

Em todo o mundo, cerca de metade do potencial economicamente viável da energia hidrelétrica (reservatório com regularização, fio d'água e reversível) não foi explorado, e esse potencial é particularmente alto em economias emergentes e em desenvolvimento, onde

atinge quase 60%. Antes dos elevados declínios do custo da energia solar fotovoltaica e eólica, a energia hidrelétrica era a fonte de eletricidade renovável mais competitiva globalmente por décadas. Comparado com outras opções renováveis e combustíveis fósseis, o desenvolvimento de novas usinas hidrelétricas de grande porte continua atraente em muitas economias emergentes e em desenvolvimento na Ásia, África e América Latina, onde ainda há um potencial hidrelétrico significativo inexplorado para fornecer eletricidade flexível e atender à crescente demanda (IEA, 2021). Novos projetos de hidrelétricas reversíveis oferecem a opção de armazenamento de eletricidade de menor custo. Maior armazenamento de eletricidade é um elemento-chave para garantir a segurança da eletricidade e uma integração confiável e econômica de níveis crescentes de energia solar fotovoltaica e eólica.

A indústria hidrelétrica desenvolveu uma variedade de ferramentas, diretrizes e protocolos para ajudar no seu desenvolvimento sustentável (IEA, 2012; Melo et al., 2014). Por exemplo, em 2010, a International Hydropower Association (IHA) publicou o IHA Hydropower Sustainability Assessment Protocol, que apresenta ferramentas de avaliação específicas para os quatro estágios diferentes do ciclo de vida de um projeto: estágio inicial, preparação, implementação e operação (IHA, 2010, 2018).

Um aspecto fundamental no desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade é a formulação de alternativas para a partição da queda d'água total de uma bacia hidrográfica, realizada nos estudos de inventário hidrelétrico. O inventário hidrelétrico é de suma importância porque a decisão é tomada não apenas para um único projeto, mas para toda a série de projetos que podem ser desenvolvidos em uma bacia hidrográfica. Estes podem incluir configuração do sistema de energia, aspectos sociais e ambientais e planos de recursos hídricos de bacias hidrográficas. Uma abordagem que busca encontrar uma solução de equilíbrio entre custos, produção de energia e aspectos socioambientais está documentada no Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas (MME, CEPEL, 2007), sob o patrocínio do Ministério de Minas e Energia do Brasil, financiado pelo Banco Mundial e coordenado pelo CEPEL.

Entre agora e 2030, US\$ 127 bilhões — ou quase um quarto do investimento global em energia hidrelétrica — devem ser gastos na modernização de usinas envelhecidas, principalmente em economias avançadas. Este é notavelmente o caso na América do Norte, onde a idade média de uma usina hidrelétrica é de quase 50 anos, e na Europa, onde é de 45 anos (IEA, 2021).

Apesar dos fortes fatores motivadores, várias barreiras estão dificultando a implantação mais rápida da energia hidrelétrica. Novos projetos de energia hidrelétrica frequentemente enfrentam longos prazos de entrega, longos processos de licenciamento, altos custos e riscos de avaliações ambientais e oposição de comunidades locais. Essas pressões resultam em maiores riscos de investimento e custos de financiamento em comparação com outras tecnologias de geração e armazenamento de energia, desencorajando assim os investidores. Em economias emergentes e em desenvolvimento, onde está o maior potencial inexplorado para nova energia hidrelétrica, a atratividade dos investimentos em energia hidrelétrica é impactada por riscos econômicos, preocupações sobre a saúde financeira das concessionárias e incertezas políticas. Em economias avançadas, os marcos regulatórios frequentemente não

dão suporte ao caso de negócios para usinas reversíveis, e há uma falta de incentivos para modernizar frotas antigas (IEA, 2021).

Em economias emergentes e países em desenvolvimento, o desenvolvimento sustentável de grandes e pequenos projetos hidrelétricos pode melhorar o acesso a serviços modernos de energia e aliviar a pobreza, além de promover o desenvolvimento social e econômico, especialmente para comunidades locais. Por outro lado, em áreas com sensibilidade ambiental, com pouca ou nenhuma atividade antropogênica, como na região Norte do Brasil, o objetivo principal deve ser a minimização dos impactos ao meio ambiente (Melo et al., 2014).

Nesse sentido, uma abordagem para permitir a implementação de UHEs em tais áreas foi proposta originalmente em 2007 (Zimmermann, 2007; Melo et al., 2012; IEA, 2012) e posteriormente detalhada durante 2014 a 2016 em um projeto de pesquisa desenvolvido pelo CEPEL para o Ministério de Minas e Energia do Brasil com apoio financeiro do Banco Mundial no âmbito do Projeto META (Costa et al., 2017). Este conceito, denominado de Usina Hidrelétrica de Plataforma (em alusão às plataformas offshore para a indústria de petróleo e gás), busca equilibrar a política ambiental e a produção de energia para permitir a construção e operação de usinas hidrelétricas em áreas de sensibilidade ambiental, com pouca ou nenhuma ação humana, próximas a áreas protegidas, com foco na manutenção da diversidade biológica. A estratégia por trás desse conceito é baseada na minimização da intervenção regional e na preservação ambiental permanente.

Por fim, o relatório da IEA define sete prioridades principais para governos que buscam acelerar a implantação de energia hidrelétrica de forma sustentável. Elas incluem: mover a energia hidrelétrica para o topo da agenda de políticas de energia e clima; impor padrões de sustentabilidade robustos para todo o desenvolvimento de energia hidrelétrica com regras e regulamentos simplificados; reconhecer o papel crítico da energia hidrelétrica para a segurança da eletricidade e refletir seu valor por meio de mecanismos de remuneração; maximizar as capacidades de flexibilidade das usinas hidrelétricas existentes por meio de medidas para incentivar sua modernização; apoiar a expansão da energia hidrelétrica reversível; mobilizar financiamento acessível para o desenvolvimento de energia hidrelétrica sustentável em economias em desenvolvimento; e tomar medidas para garantir que o valor dos múltiplos benefícios públicos fornecidos pelas usinas hidrelétricas seja precificado. Esse tipo de abordagem pode minimizar os riscos de sustentabilidade e maximizar as vantagens sociais, econômicas e ambientais.

4.4.3.1 O papel das Hidrelétricas na Integração e Balanceamento de Volumes Elevados de Eólica e Solar

A energia hidrelétrica hoje tem um papel fundamental na TE, não apenas por meio das enormes quantidades de eletricidade de baixo carbono que produz, mas também por causa de sua capacidade inigualável de prover flexibilidade e armazenamento aos sistemas elétricos, sendo um importante contribuidor para serviços essenciais de confiabilidade. Apresenta também a característica única de fornecer flexibilidade ao sistema em diferentes escalas de

temporais, desde serviços de estabilidade de curto prazo até armazenamento sazonal de longo prazo por meio do gerenciamento de seus reservatórios (Harby et al., 2021).

Muitas usinas hidrelétricas podem aumentar e diminuir sua geração de eletricidade muito rapidamente em comparação com outras tecnologias, como nuclear, carvão e gás natural. Esse alto grau de flexibilidade permite que elas se ajustem rapidamente às mudanças na demanda e compensem as flutuações no fornecimento de outras fontes de energia. Isso torna a energia hidrelétrica uma opção atraente para dar suporte à rápida implantação e integração segura em sistemas elétricos de maiores quantidades de energia eólica e solar, fontes intermitentes, cuja produção de energia pode variar dependendo de fatores como o clima e a hora do dia ou do ano, constituindo-se em um ativo essencial para a construção de sistemas elétricos seguros e limpos. Hoje, as usinas hidrelétricas respondem por quase 30% da capacidade mundial de fornecimento flexível de eletricidade, mas têm o potencial de fornecer ainda mais (IEA, 2021).

Como exemplo, no caso do Brasil, a rampa de carga no período das 15h às 20h (vide Figura 4.21) é basicamente assumida pela geração hidrelétrica, conforme ilustrado na Figura 4.22, para dois dias do mês de junho de 2023, com tomada de carga de cerca de 27,5 GW em cerca de 4h e 5h. Há a expectativa que esta rampa que hoje já atinge valores superiores a 25 GW, pode chegar a 50 GW em 2028 (ONS, 2023).

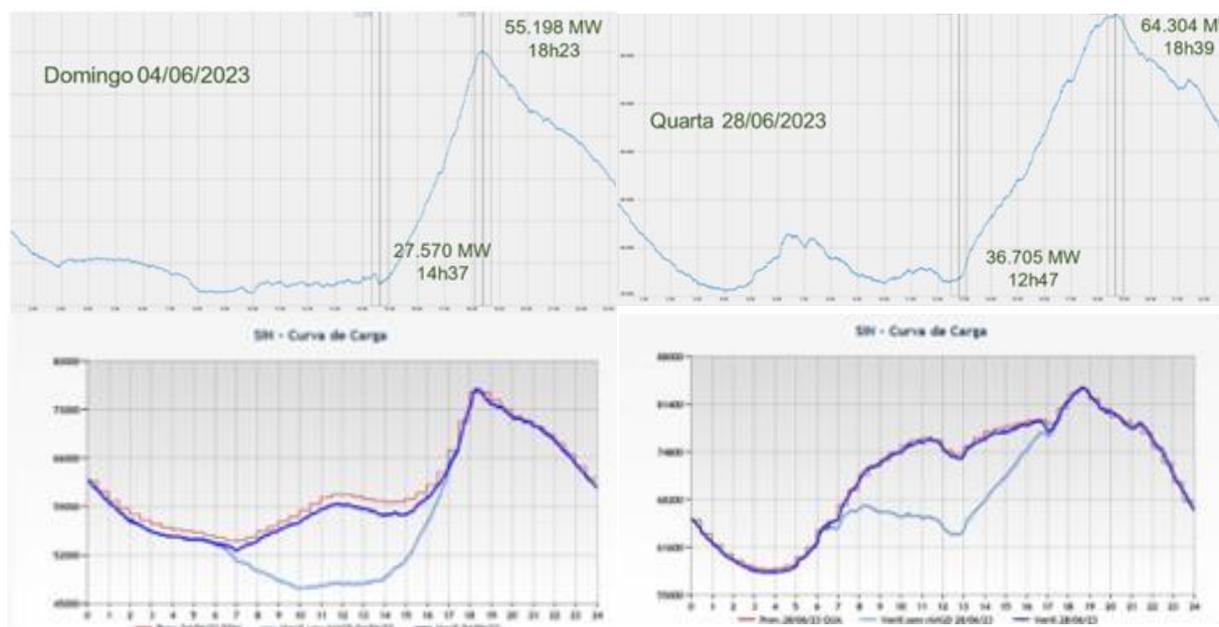
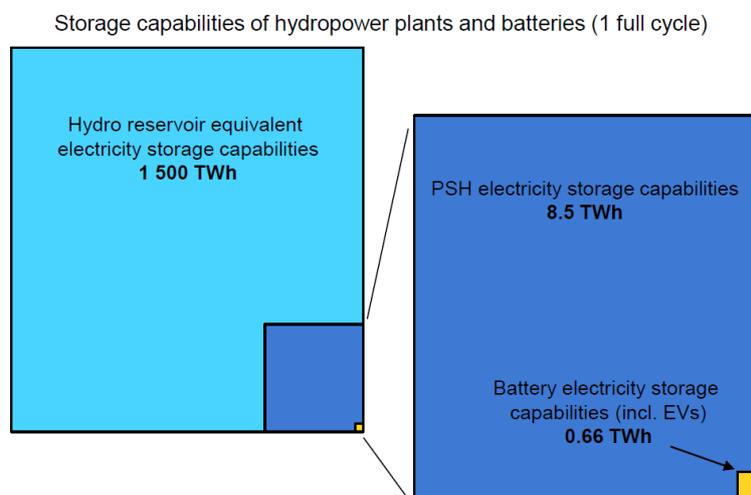


Figura 4.22 – O papel desempenhado pelas usinas hidrelétricas na assunção da rampa de carga diária. Fonte: (ONS, 2023).

Com baixos custos operacionais e grandes capacidades de armazenamento, as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, hoje existentes, são a fonte mais acessível de flexibilidade hoje. Segundo estimativa da IEA e conforme ilustrado na Figura 4.23, no ano de 2020, os reservatórios de todas as usinas hidrelétricas convencionais existentes combinadas

podem armazenar um total de 1.500 TWh de energia elétrica em um ciclo completo – o equivalente a quase metade da demanda anual atual de eletricidade da União Europeia. Isso é cerca de 170 vezes mais energia do que o conjunto de todas as usinas hidrelétricas reversíveis pode conter hoje – e quase 2.200 vezes mais do que toda a capacidade de baterias, incluindo veículos elétricos IEA (IEA, 2021).



With low operational costs, existing reservoir hydropower plants are the most affordable source of flexibility today, while pumped storage and battery technologies are increasingly complementary in future power systems.

Figura 4.23 – Capacidades globais de armazenamento de energia e eletricidade por tecnologia, em 2020. Fonte (IEA, 2021).

Com relação à expansão da capacidade global de armazenamento a partir de novos projetos de usinas reversíveis, a IEA estima que haja um aumento de 7%, atingindo 9 TWh até 2030. Com esse crescimento, a capacidade de armazenamento dessas usinas permanecerá significativamente maior do que a capacidade de armazenamento de baterias, apesar do armazenamento de baterias (incluindo veículos elétricos) expandir mais de dez vezes até 2030.

Um último aspecto a ressaltar é que, considerando que a operação do SIN é baseada em um esquema de despacho centralizado, o gerador não tem controle sobre sua própria geração, dificultando a adoção de estratégias individuais de hedge contra o risco hidrológico. Como tentativa de mitigar o risco de exposição financeira inerente a um sistema hidrotérmico operando em esquema de despacho centralizado, foi instituído no SIN o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (Melo et al., 2018). Conforme será discutido adiante, o MRE é um ponto de atenção com relação às renováveis intermitentes, as quais têm despacho prioritário e reduz a geração hidrelétrica, mas não participa do MRE; por outro lado, a prestação desse serviço auxiliar não é remunerada.

Entretanto, hoje, não só no Brasil, mas no mundo todo, os serviços ancilares prestados pela energia hidrelétrica não são totalmente reconhecidos nem adequadamente remunerados (Harby et al., 2021). Por exemplo, a grande quantidade de energia hidrelétrica no Brasil é um fator-chave para permitir uma penetração acelerada de energias renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, que tem despacho prioritário e reduz a geração hidrelétrica, mas não

participa do MRE; por outro lado, a prestação desse serviço ancilar não é remunerada (Melo et al., 2020).

Considerado o discutido acima, o país não deveria abrir mão de desenvolver parte do seu potencial hidrelétrico remanescente, buscando o equilíbrio entre os aspectos socioambientais e econômicos, considerando os usos múltiplos dos recursos hídricos e se constituindo em um vetor de conservação ambiental permanente.

4.4.4 Geração Conectada por Inversores

Uma característica importante das GRVI é o fato de se constituírem em fontes não síncronas, ou sejam, não apresentarem as características dinâmicas dos geradores convencionais, hidrelétricos e termelétricos, baseados na tecnologia das máquinas síncronas e seus controladores de velocidade e tensão. Mesmo aqueles que utilizam geradores eletromecânicos, eles são conectados aos sistemas elétricos através de inversores. Desta forma, a “dinâmica natural” do sistema elétrico de potência, caracterizado pela resposta inercial das máquinas síncronas está sendo reduzida e substituída por uma dinâmica que depende fundamentalmente das regras de controle desses inversores. Esse fato, produz dificuldades operacionais como (Falcão, 2024):

- Redução da inércia rotacional;
- Redução da capacidade de curto-circuito;
- Redução da robustez do sistema (*system strength*);
- Controle de tensão;
- Controle frequência;
- Amortecimento das oscilações eletromecânicas;
- Chaveamentos na rede (desligamento e energização de circuitos de EAT).

A Figura 4.24 ilustra a situação atual dos sistemas elétricos onde a presença de geradores, cargas e outros dispositivos conectados através de inversores eletrônicos está crescendo de forma acentuada, os quais associados aos dispositivos de conversão CA-CC e CC-CA dos sistemas de transmissão em corrente contínua e dispositivos FACTS, estão conduzindo a uma situação que vem sendo referida na literatura como sistemas elétricos dominados por conversores eletrônicos (Gonzalez et al., 2021).

Ademais, as fontes conectadas através de inversores estão “eletricamente distantes” da rede de EAT, o que por si só já reduz a resposta das mesmas durante perturbações.

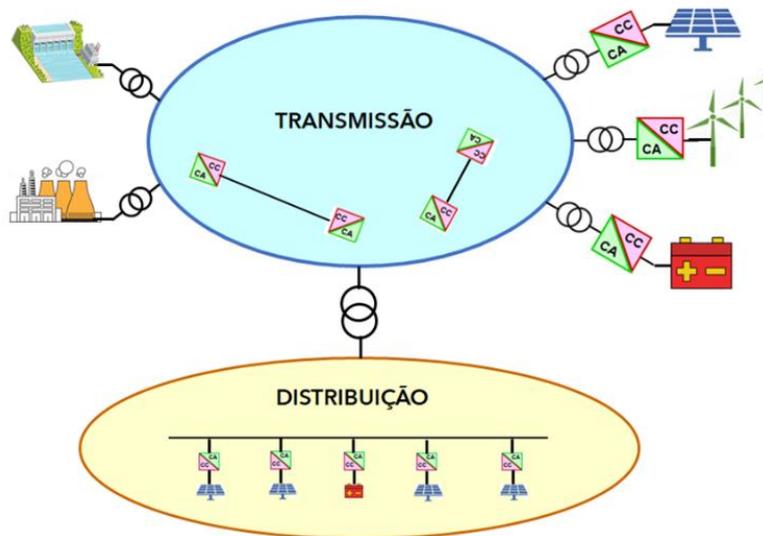


Figura 4.24 - Sistema elétrico dominado por inversores. Fonte: (Falcão, 2024).

4.4.5 TE nos Sistemas Isolados

Apesar da população abrangida e do consumo de energia nos Sistemas Isolados serem modestos, o suprimento de energia associado representa um considerável impacto nas contas setoriais: o Decreto no 7.246/2010, que regulamenta a Lei nº 12.111/2009, estabelece que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), reembolsará a diferença entre o custo total de geração de energia nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN. Ou seja, a geração nos Sistemas Isolados é subsidiada por meio da CCC, onde a maior parte é paga pelos consumidores regulados (ou cativos) do país, e que tem se constituído em uma parcela significativa das contas setoriais. Por exemplo, em 2023, totalizou aproximadamente R\$ 11,3 bilhões (CCEE, 2024).

Dados os montantes elevados de dispêndios da CCC, passou a ser relevante a busca de alternativas que contribuam, em um primeiro momento, para a redução dos custos de geração nos Sistemas Isolados. Neste sentido, adicionalmente ao reembolso da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, o mencionado Decreto nº 7.246/2010 ainda possibilita que a CCC reembolse obras de distribuição ou transmissão de energia elétrica, desde que tais obras venham a contribuir para a redução de seu dispêndio, abrindo espaço para estimular a integração de localidades isoladas ao SIN (Melo et al., 2023). Além da redução de custos, esta integração, ao prover o fornecimento de energia elétrica a partir de um sistema eminentemente renovável, traz consigo o benefício adicional de redução de emissões de GEE, com a consequente contribuição para a TE (Zimmermann, Maceira e Melo, 2024).

Ainda neste sentido, desde 2014 o MME vem promovendo vários leilões para suprimento de energia por meio de Produtores Independentes de Energia (PIEs), englobando localidades dos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, constituindo-se como a

principal forma de suprimento e já respondeu por cerca de 88% das usinas em operação em 2023. Mais recentemente, e também com a intenção de incluir a Amazônia brasileira em uma política de transição energética, o Governo Federal emitiu o Decreto nº 11.648/2023, que instituiu o Programa Energias da Amazônia, com o objetivo de promover investimentos em ações e projetos nos Sistemas Isolados localizados na região da Amazônia Legal, destinados a: reduzir a geração de energia elétrica por meio de combustíveis fósseis (e.g., por usinas híbridas diesel/solar) e, conseqüentemente, as emissões de GEE; contribuir para a qualidade e a segurança do suprimento de energia elétrica; e reduzir estruturalmente os dispêndios da CCC. Assim, ao mesmo tempo que reduz a dependência do diesel e promove fontes de energia mais limpas e renováveis, o programa contribui para uma diminuição dos encargos setoriais e para a TE.

Por fim, como a TE também deve ser justa, inclusiva, acessível e sustentável, não se pode deixar de fora os brasileiros cuja eletricidade é provida por meio dos Sistemas Isolados – os sistemas elétricos de distribuição de energia que não estão integrados ao SIN, localizados predominantemente na Amazônia Legal.

4.4.6 Grande Volume de Informações

A digitalização aumentou a quantidade de dados disponíveis para os operadores do sistema elétrico. As principais fontes de novas informações são medidores inteligentes, unidades de medição fasorial, previsões climáticas, mercado de energia e sistema de informações geográficas (Falcão, 2024). Um exemplo do aumento da quantidade de informação é a coleta de dados sobre o consumo de energia de uma residência, que evolui de um valor de kWh mensal para valores de consumo a cada quinze minutos, naquelas onde um medidor inteligente está disponível.

Técnicas modernas de Big Data and Analytics (Bhattarai et al., 2019) são necessárias para processar essa grande massa de dados, garantindo sua integridade, qualidade e permitir a extração de conhecimento útil para auxiliar as tarefas de operação e planejamento. Ferramentas mais acessíveis como Power BI, Tableau, etc., já são largamente utilizadas para essa finalidade. Técnicas mais avançadas, baseadas em técnicas estatísticas ou de inteligência artificial, separadamente ou em abordagem híbridas, tem sido proposta e algumas já em utilização. Destacam-se os métodos estatísticos multivariados e aquelas associadas ao Aprendizado de Máquina, como Redes Neurais, SVM, Árvores de Decisão, etc. Recentemente, a Inteligência Artificial Generativa, cujo representante mais popular é o ChatGPT, tem despertado grande interesse para auxílio em supervisão e controle de sistemas elétricos.

Algumas áreas onde essas técnicas já estão sendo e podem ser cada vez mais utilizadas são:

- *Gerenciamento de redes inteligentes*: informações sobre o funcionamento em tempo real da rede, identificando e abordando problemas como interrupções, restrições de capacidade e roubo de energia.
- *Manutenção preditiva*: prever quando o equipamento provavelmente falhará, reduzindo a necessidade de inspeções periódicas e reparos de emergência dispendiosos.

- *Previsão de Demanda e Geração*: previsão mais precisa da demanda, incluindo a diferenciação entre demanda real e líquida, e previsão no curto, médio e longo prazo da GRVI.
- *Detecção de fraudes*: detectar adulteração de medidores ou grampos ilegais de linhas de energia.
- *Análise avançada de clientes*: obter *insights* sobre preferências e comportamento do cliente, desenvolver estratégias de marketing direcionadas a aumentar o engajamento e a satisfação do cliente, incluindo disposição para participar de programas de resposta da demanda.

4.4.7 Novos Processos de Comercialização de Energia

As novas tecnologias associadas ao Smart Grid sendo introduzidas nos sistemas elétricos atuais proporciona a possibilidade da implantação de novas formas de comercialização de energia. Sistemas avançados de medição, incluindo os medidores inteligentes, geração e armazenamento distribuído, resposta da demanda, microrredes e usinas virtuais (VPP), induzem a se pensar em formas mais modernas de comercialização. Entre as propostas, algumas já largamente utilizadas em alguns países, constam (Falcão, 2024):

- Tarifas do tipo *feed-in*, *net metering* (compensação), etc., utilizadas para comercializar geração distribuída.
- *Agregadores* de energia para agrupar a oferta e/ou a demanda e vender essa capacidade nos mercados de energia.
- Microrredes e Plantas Virtuais (VPPs).
- Comercialização de energia limpa (*carbon credit trading*).
- Gerenciamento de energia doméstica/predial (EV smart charging: V1G, V2G, V2H, V2B, etc.).
- Resposta da Demanda com o objetivo de reduzir a demanda temporariamente mediante programas baseados em incentivos ou variação da tarifa de energia.
- Comercialização *peer-to-peer* na qual prosumidores comercializam o excesso de energia produzida diretamente com outros prosumidores ou consumidores, como ilustrado na Figura 4.25.

A ANEEL, atenta a esses processos inovadores, lançou uma consulta pública (ANEEL, 2021) sobre o tema, a qual recebeu inúmeras contribuições e deve resultar na regulamentação das várias possibilidades levantadas nessa seção.

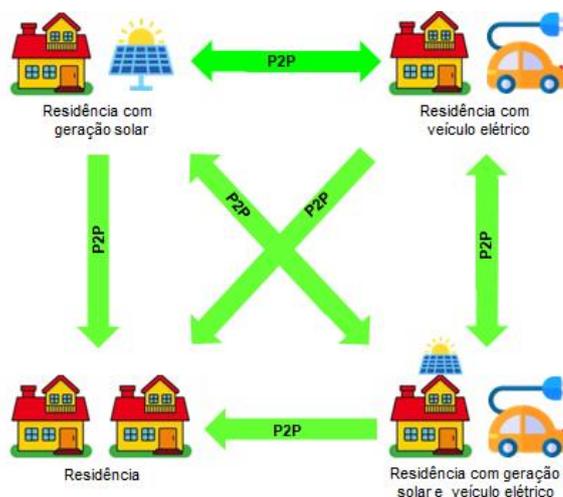


Figura 4.25 – Comercialização de energia *peer-to-peer*. Fonte: (Falcão, 2024)

4.4.8 Mudanças Climáticas

Os impactos relacionados à mudança do clima podem ser reduzidos e gerenciados por meio de ações de mitigação e adaptação. A mitigação é definida como a intervenção antropogênica para reduzir as fontes de emissões de GEEs ou para aumentar os seus sumidouros; já a adaptação se refere ao processo de ajuste, em sistemas naturais ou humanos, em resposta a estímulos climáticos reais ou esperados, que pode reduzir os danos ou explorar oportunidades benéficas (IPCC, 2014).

Devido ao longo tempo de residência dos gases de efeito estufa na atmosfera, os benefícios advindos de uma mitigação realizada hoje somente serão evidenciados várias décadas à frente. Assim, no caso do setor elétrico, as ações de mitigação estão intimamente ligadas a estratégias de longo prazo, i.e., com o planejamento da expansão (Justino et al., 2019). Já o forte nível de incerteza a respeito das consequências regionais e locais das mudanças do clima, traz a necessidade de se procurar traduzir os efeitos mais globais em estratégias de adaptação estruturadas (IPCC, 2014).

Uma transição bem-sucedida do sistema energético para tecnologias limpas e renováveis com o intuito de reduzir e gerenciar os impactos relacionados à mudança do clima não deve focar exclusivamente nas mudanças do clima, mas abraçar simultaneamente os objetivos econômicos, socioambientais e de segurança energética, dentro de uma ótica de desenvolvimento sustentável (Justino et al., 2019).

No caso do Brasil, a composição da matriz elétrica é marcada pela contribuição majoritária das fontes renováveis (principalmente hidroeletricidade, eólica e solar, totalizando 90% em 2024). Apesar dos benefícios, inclusive relacionados à mitigação das mudanças climáticas por meio das baixas emissões de GEE, a nossa matriz é mais dependente das condições climáticas, atuais e futuras.

Assim, algumas questões relacionadas às mudanças climáticas no setor elétrico incluem: como o aumento da temperatura, as alterações nos regimes de precipitações, ventos e irradiações, e a ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos impactam hoje e impactarão no futuro o setor elétrico, em termos produção e consumo de energia, e em relação à sua infraestrutura; como o setor deve se preparar para minimizar estes impactos e quais as estratégias de mitigação e adaptação; como desenvolver sistemas mais resilientes às mudanças do clima; como desenvolver diretrizes específicas com o financiamento de projetos resilientes (Maceira et al., 2018a).

Eventos climáticos extremos representam um desafio significativo para a segurança da operação dos sistemas elétricos (Cigré, 2021). Podem afetar o desempenho do sistema, conduzindo a operação menos eficiente e aumento da probabilidade de interrupções, chegando mesmo a situação de blecaute parcial ou total. Entre os eventos observados nos últimos anos, podem ser citadas: temperatura global crescente; mudança nos padrões de precipitação; elevação do nível do mar; aumento da ocorrência de queimadas; cheias, ciclones, calor extremo, secas etc. (Falcão, 2024).

O Brasil depende fortemente das chuvas para manter um nível adequado dos reservatórios das hidrelétricas. As mudanças climáticas têm causado alterações nos padrões de precipitação, resultando em períodos de seca mais prolongados e intensos ou em chuvas excessivas concentradas em curtos períodos, podendo levar a uma menor disponibilidade de água nos reservatórios durante a seca e a inundações durante as chuvas intensas (Lima, Marengo, Alves, 2023).

Neste sentido, a Figura 4.26 apresenta as vazões históricas e projetadas até 2100 para as usinas hidrelétricas Tucuruí (a) e Itá (b), utilizando-se um modelo hidrológico do tipo chuva-vazão - SMAP (Lopes et al., 1982) a partir de cenários futuros de precipitação produzidos pelo modelo ETA/INPE aninhado aos modelos climáticos globais HadGEM2-ES e MIROC5 (Chou et al., 2014) considerando o cenário RCP4.5 do IPCC (Silva et al., 2020). A tendência recente de vazões mais baixas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste impactam o nível de armazenamento deste subsistema, conforme ilustrado na Figura 4.27.

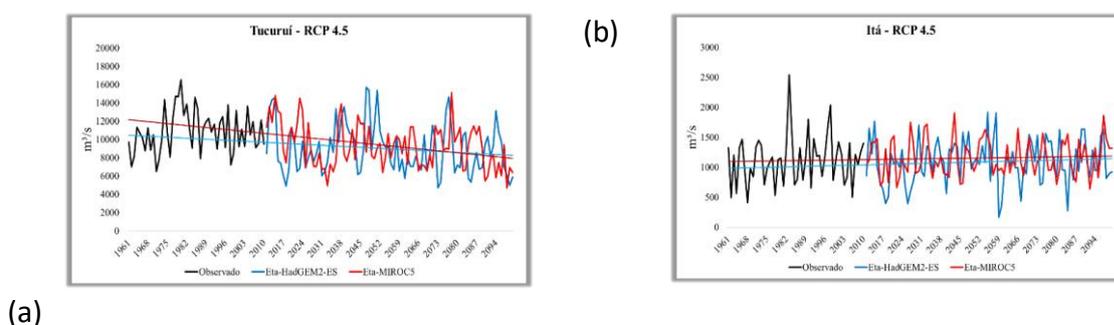


Figura 4.26 – Afluências médias anuais (m^3/s) observadas e projetadas até 2100 para as UHs Tucuruí (a) e Itá (b). Fonte: (Silva et al., 20XX).

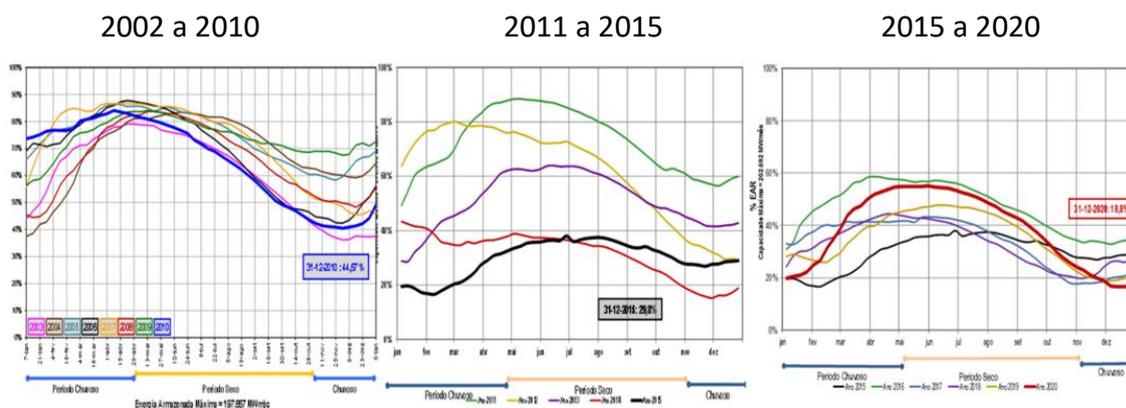


Figura 4.23 – Histórico dos níveis de armazenamento nos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste – 2002 a 2020. Fonte: (ONS, 2021)

Tempestades mais intensas, inundações e deslizamentos de terra podem danificar infraestruturas do sistema elétrico e interromper a geração e a transmissão de energia. Ondas de calor intenso têm também acontecido com frequência, causando um aumento na demanda por energia elétrica, especialmente para refrigeração e ar-condicionado. Isso pressiona ainda mais o sistema elétrico, que pode já estar comprometido por variações na disponibilidade de água. Por último, as mudanças climáticas afetam a geração eólica e solar, podendo provocar variações mais bruscas na intensidade dos ventos e longos períodos de calma e grande cobertura de nuvens.

4.4.9 Segurança Cibernética

Devido ao intenso processo de digitalização dos sistemas elétricos, com grande introdução de técnicas de comunicação e processamento de dados distribuídos, além da computação em nuvem e técnicas de Internet das Coisas (IoT), esses sistemas tornaram-se mais propensos a ameaças cibernéticas (Falcão, 2024). Os ataques cibernéticos a sistemas elétricos têm aumentado em frequência e sofisticação nos últimos anos. Esses ataques podem causar interrupções significativas no fornecimento de energia, comprometendo a infraestrutura crítica e afetando milhões de pessoas. Alguns dos ataques mais notáveis ocorreram na Ucrânia (2015 e 2016), Oeste dos EUA (2019), Índia (2020). Também no Brasil, há informação de ataques à Eletronuclear e Copel (2021).

Os principais tipos de ataques cibernéticos aos sistemas elétricos são (Alhelou, Hatziargyriou, Dong, 2023; Castro e Freitas-Gutierrez, 2022):

- *Desconexão de Recursos*: o invasor obtém acesso à rede de controle de processo e passa a ser capaz de enviar comandos de controle, permitindo a desconexão de linhas de transmissão ou usinas, possivelmente levando a uma perda imediata do fornecimento de energia aos consumidores.
- *Negação de Serviço*: consiste em bloquear o acesso a um serviço de rede para seu usuário autorizado, conseguindo obstruir a comunicação entre centros de controle e dispositivos periféricos.

- *Injeção de Dados Falsos*: interferir na transmissão das medições geradas por PMUs, medidores inteligentes, etc. e injetar dados falsos que podem passar despercebidos nas etapas de detecção de erros.
- *Ataques aos RED*: desligamento ou alteração no modo de operação de GD e outros recursos distribuídos;
- *Interferência na Demanda*: interferir nos dispositivos inteligentes dos consumidores ou em aplicações automatizadas de resposta da demanda.

No Brasil, a questão da segurança cibernética no sistema elétrico tem recebido atenção recentemente (Siqueira et al., 2021). A ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 964, de 14 de dezembro de 2021, aplicável aos concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema e pela comercialização de energia elétrica (ONS e CCEE), que define as diretrizes para a segurança cibernética no setor elétrico e medidas mínimas necessária às políticas de segurança cibernética. O ONS publicou a rotina operacional RO-CB.BR.01, que estabelece controles mínimos de segurança cibernética a serem implementados pelos agentes no Ambiente Regulado Cibernético (ARCiber).

4.5 Algumas Possíveis Soluções

A principal medida para mitigar os problemas levantados nas seções anteriores deste artigo passa pela noção de Flexibilidade, tanto pelo lado da oferta e quanto da demanda, e a sua valorização. Na medida que o sistema passa a operar com uma porcentagem significativa de GRVIs é necessário dispor de recursos para suprir eventuais desbalanços de potência em qualquer instante e em diferentes pontos da rede elétrica (EPE,2023b). A flexibilidade envolve, mas não se limita, à flexibilidade operativa, pois há a necessidade de se criar políticas que induzam o seu surgimento, o que está atrelado às atividades de planejamento. Ela pode ser alcançada por vários meios, utilizando usinas hidrelétricas novas, ou aquelas que ainda dispõem de folga, com armazenamento de energia através de hidrelétricas reversíveis e baterias, ou usinas termelétricas de partida rápida (IRENA, 2018). Essa última, com o prejuízo inevitável de contribuir para as emissões de GEE.

No que diz respeito às questões relativas à presença cada vez maior de geradores e outros dispositivos conectados ao sistema por inversores, com a já explicada redução da capacidade natural de controle, os sistemas de armazenamento também podem contribuir juntamente com tecnologias mais antigas como os compensadores síncronos. Mais recentemente, tem sido defendida a utilização dos chamados Inversores Formadores de Redes (Grid Forming Inverters-GFM), com capacidade de contribuir mais para a estabilização do sistema elétrico, no lugar dos atualmente utilizados Inversores Seguidores de Redes (GFL), cujo desempenho dinâmico pouco contribui para estabilização da rede. Em uma rede elétrica com elevada porcentagem de fontes conectadas por inversores, os GFMs podem garantir a estabilidade, minimizando grandes variações na frequência e afundamentos da tensão (Kroposki e Hoke, 2024).

Além das medidas de natureza tecnológica acima citadas, a questão regulatória é de fundamental importância para adequar o sistema elétrico brasileiro às mudanças trazidas pela TE. Regulamentação atualizada relativa à penetração da geração eólica e solar no sistema, em sua forma centralizada ou distribuída, evitando o deslocamento depreciativo de outras fontes importantes, como as hidrelétricas, a questão da divisão igualitária das despesas de operação, manutenção e expansão das redes de transmissão e distribuição, e principalmente, a redução ou extinção de subsídios incompatíveis com os atuais níveis de competitividade das GRVI, devem ser introduzidas (Ventura Filho, 2024).

Novas concepções de mercado de energia, adequada às opções tecnológicas atuais e aos anseios de democratização do acesso, devem ser contempladas, visando oferecer mais opções e redução do custo da energia aos consumidores. Formas de comercialização baseadas em agregações de recursos energéticos distribuídos, como microrredes e plantas virtuais (VPPs), combinadas com técnicas avançadas de computação como blockchain, computação na nuvem, internet das coisas e inteligência artificial, estão sendo disponibilizadas e devem ser incorporadas aos modelos de negócios do setor elétrico (Rolim e Toshioka, 2021).

A eletrificação do transporte e outras fontes industriais e agrícolas de carbono afetarão ainda mais a rede e as metas de confiabilidade dos sistemas elétricos de potência. Melhorar a rede para suportar níveis mais altos de confiabilidade é essencial para que os benefícios da eletrificação sejam experimentados. A integração ideal das novas fontes renováveis requer expansão e modernização da infraestrutura de transmissão e distribuição.

Existem muitas formas promissoras de armazenamento de energia, desde combustíveis até armazenamento eletroquímico em baterias. Embora o armazenamento de curta duração seja muito eficiente para lidar dia a dia com contingências e flutuações atuais, o armazenamento de energia de longa duração é fundamental para garantir que um sistema de energia resiliente seja capaz de resistir a condições climáticas e ambientais extremas; havendo espaço, no último caso, para o desenvolvimento sustentável de hidrelétricas com reservatórios de regularização ou reversíveis (IEA, 2021).

Finalmente, a resiliência climática, definida como a capacidade de antecipar, absorver, acomodar e se recuperar de impactos climáticos adversos (Macpherson, 2017), deve ser incorporada aos processos de planejamento da expansão e da operação para garantir recursos disponíveis para minimizar o efeito dos eventos extremos. Ao mesmo tempo, os operadores do sistema necessitam de recursos para aumentar sua consciência situacional em tempo real (EPE, 2023c).

4.6 Conclusões

Os sistemas de energia elétrica estão no centro do processo de transição energética. Tanto por modificações inerentes ao segmento de geração, através da substituição de geração utilizando combustíveis fósseis, como o veículo que permitirá a descarbonização dos setores de transporte e industrial.

O grande desafio consiste em como planejar, desenvolver, operar e manter, de forma sustentável, os sistemas elétricos, considerando diversos aspectos, muitas vezes conflitantes

entre si, tais como socioambiental; seguranças elétrica e energética; economicidade; adaptação, resiliência e mitigação das mudanças do clima; e mecanismos de financiamento. Para responder a este desafio é vital a elaboração e implementação de políticas públicas para pesquisa, desenvolvimento e inovação, de caráter multidisciplinar; e que o desenvolvimento tecnológico permita a implementação de novas fontes renováveis de forma otimizada e com confiabilidade, conduzindo a tarifas módicas para os consumidores.

Assim, essas transformações exigem uma completa revisão de conceitos relacionado ao planejamento e à operação elétrica e energética, aperfeiçoamentos regulatórios, cuidados ambientais e de segurança cibernética.

Alguns pontos de atenção são listados a seguir:

- O baixo fator de capacidade das fontes eólica e solar exige que outros recursos de armazenamento, além dos reservatórios das hidrelétricas, sejam necessárias para atender a energia consumida pelas cargas durante as 24 horas do dia. Isto além da necessidade de se ter fontes despacháveis permanentemente conectadas à rede.
- A intermitência das eólicas e solares fotovoltaicas fazem com que o sistema necessite de energia de reserva e de outras fontes despacháveis operando juntamente para fazer o seguimento de carga. Hidrelétricas servem excelentemente para essa função, embora devam ser observados as restrições de uso múltiplo da água.
- É recomendável que os leilões de capacidade de reserva a serem promovidos pelo MME, a partir de estudos elaborados pela EPE, não adotem a filosofia de “tecnologia livre”, evitando que saiam vencedores apenas tecnologias de produção de energia intermitente, que não agregam confiabilidade de potência ao SIN. Um procedimento mais adequado seria especificar os atributos requeridos pelo produto do leilão e deixar os concorrentes escolherem o mix de tecnologias que atenda esses requisitos.
- Tem-se observado um aumento de contingências mais severas na rede de transmissão em função de eventos climáticos extremos. Como consequência, verifica-se a necessidade de se recorrer cada vez mais a Sistemas Especiais de Proteção.
- O crescimento da geração com as GRVI, na forma centralizada e distribuída, vem produzindo dificuldades técnicas e regulatórias para a sua integração ao sistema elétrico brasileiro, devido a sua natureza intermitente.
- Há necessidade de se definir quais os montantes adequados para a expansão de geração eólica e solar, assim como os melhores locais para a sua instalação, a fim de preservar a confiabilidade do sistema, mantendo-se a otimização da operação interligada do sistema eletroenergético e levando-se em conta os custos de transmissão dessas energias ao mercado.
- Os aspectos de confiabilidade assumem maior importância, dadas as incertezas das novas renováveis, sendo necessário lidar com os novos desafios de segurança e controle na operação e no planejamento do sistema, garantindo a estabilidade do sistema em condições de baixa inércia, o que requer o desenvolvimento de novas tecnologias, tanto em hardware quanto em software.
- É relevante desenvolver mecanismos para viabilizar e valorar a flexibilização nos sistemas elétricos, tanto pelo lado da oferta e quanto da demanda. A flexibilidade

envolve, mas não se limita, à operação do sistema, havendo a necessidade de se criar políticas que induzam o seu surgimento desde a etapa de planejamento.

- Deve-se reconhecer o papel das tecnologias renováveis existentes e já comprovadas, como as usinas hidrelétricas – com reservatórios e reversíveis – na integração e balanceamento de níveis crescentes de energia eólica e solar, e prover remunerações adequadas inclusive pelos serviços ancilares prestados.
- O país não deveria abrir mão de desenvolver parte do seu potencial hidrelétrico remanescente, buscando o equilíbrio entre os aspectos socioambientais e econômicos, considerando os usos múltiplos dos recursos hídricos e se constituindo em um vetor de conservação ambiental permanente.
- Como a TE também deve ser justa, inclusiva, acessível e sustentável, não se pode deixar de fora os brasileiros cuja eletricidade é provida por meio dos “Sistemas Isolados” – os sistemas elétricos de distribuição de energia que não estão integrados ao Sistema Interligado Nacional, localizados predominantemente na Amazônia Legal.
- As mudanças climáticas em curso – o aumento da temperatura, as alterações nos regimes de precipitações, ventos e irradiações, e a ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos – já impactam hoje e impactarão no futuro o setor elétrico, não apenas em termos produção e consumo de energia, mas também em relação à sua infraestrutura. Devem ser intensificados os esforços para estabelecer estratégias eficazes de mitigação e adaptação, com foco na construção de sistemas mais resilientes às mudanças do clima, incluindo o financiamento para projetos que promovam a resiliência climática.
- A TE tem provocado uma transformação tecnológica acelerada do setor elétrico, via descarbonização, descentralização e digitalização da rede, implicando o esgotamento do marco regulatório vigente, que entre outros problemas não apresenta mecanismos adequados para absorver as novas tecnologias. Desta forma, caracteriza-se a necessidade de aperfeiçoamentos ou mesmo de um novo marco regulatório do setor elétrico para permitir enfrentar os desafios trazidos pela TE.
- Adaptações regulatórias devem ainda considerar a especificidade de cada fonte e seus impactos no sistema elétrico, de forma a evitar subsídios cruzados e elevação das tarifas.
- A TE também impacta de forma relevante os sistemas de distribuição, inclusive pelos montes elevados de geração distribuída, e os seus efeitos devem ser cuidadosamente investigados.
- Ações de planejamento integrado, visando equilibrar a oferta de energia elétrica entre as fontes existentes e futuras e com os demais setores energéticos, dentro do objetivo de enfrentamento das mudanças climáticas e descarbonização da economia.
- Deve-se investigar as possibilidades de reaproveitamento de infraestruturas existentes de combustíveis fósseis, uma vez que as novas infraestruturas de transporte e armazenamento constituirão um elemento crítico para a produção de eletricidade e hidrogênio com baixas emissões e para a gestão de CO₂.
- Formação e aperfeiçoamento de profissionais com a visão integrada do sistema elétrico e familiarizados com as novas tecnologias disponíveis e previstas.

- Realização de projetos piloto para testar a viabilidade de novas tecnologias sendo propostas, tais como sistemas de armazenamento por baterias, inversores formadores de redes etc.

Por fim, não será possível implantar uma transição energética, econômica e socialmente justificável, sem uma completa adaptação do sistema de energia elétrica ao novo ambiente.

5 Desafios Ambientais, Socioeconômicos e Regulatórios

5.1 Introdução ao Subtema

A transição energética, sua regulação e consequentes impactos ambientais e sociais é um dos principais temas em debate da agenda global focada no desenvolvimento sustentável. Seu contexto insere-se na verificação das mudanças climáticas causadas pelo aumento na emissão de gases do efeito estufa na atmosfera. Nesse sentido, diversas nações assumiram compromissos nacionais e internacionais de reduzir as emissões dos gases CO₂, CH₄, NO_x e outros que contribuem para o efeito estufa.

No Acordo de Paris, realizado em 2015, foram apontados uma sequência de compromissos para que a temperatura do planeta não superasse 1,5°C. Para tal foram apresentados planos de ação nacionais para reduzir a emissão dos países. Do lado do Brasil, a NDC – Contribuição Nacionalmente Determinada, criada durante a COP 21, considerava o compromisso de que as reduções nas emissões dos gases de efeito estufa sofreriam uma redução de 37% até o ano de 2025 (em relação a 2005), com redução maior alcançando 43% em 2030.

Para além da discussão relativa à transição energética em si, eventos geopolíticos vieram numa onda com amplitude crescente por conta de pontos sensíveis trazendo instabilidade jurídica e financeira evidenciada em 2023 motivada pela dependência da Europa, já de longa data pelo gás natural da Rússia.

Em continuidade, atualmente, abril de 2024, não há como desconsiderar a escalada dos movimentos geopolíticos e econômicos mundiais, em especial aqueles provocados pelos países possuidores de grandes reservas de petróleo e gás natural, e a pressão política que estes exercem sobre aqueles dependentes de importação desses hidrocarbonetos, como os países europeus que agora também buscam a opção pelo GNL. Como exemplo cito a Alemanha que recentemente assinou contrato de suprimento de GNL pelo Catar - um dos maiores exportadores mundiais do gás natural liquefeito, cujo início de suprimento está previsto para 2026.

As tensões geopolíticas mais recentes entre Irã/Israel, Israel/Hamas, Israel/Hesbollah aumentam os temores para uma potencial guerra total no Oriente Médio (BBC, 2024), onde estão países pertencentes à Opep (Arábia Saudita, Catar, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque). A combinação de tais tensões com os efeitos da guerra Rússia/Ucrânia podem significar potenciais dificuldades de remessas de petróleo e gás natural para os países importadores. Em adição, a eleição americana “Biden versus Trump”, em novembro de 2024, que deu mais uma vez a vitória nas urnas ao ex-presidente dos EUA Donald Trump (janeiro 2017 – janeiro de 2021) tem potencial para influenciar no ritmo da prospecção de hidrocarbonetos e consequentemente no preço do petróleo e gás natural com reflexos sobre a economia mundial. E mais que isso, Trump no comando da maior economia do planeta no período de janeiro de 2025 a janeiro de 2029 pode provocar atrasos na pretendida Transição Energética.

5.2 Desafios Ambientais.

A energia se encontra na natureza, assim como o petróleo, o gás natural, o carvão, o urânio, a biomassa, os ventos, o sol, as chuvas, a geotérmica, as marés. A energia propriamente dita

advém de processos de transformação distintos classificando-a em energias fósseis e as renováveis. Fato é que quaisquer formas de aproveitamento de fontes de energia danificam o meio ambiente, inexoravelmente. O prejuízo ambiental é menor e o econômico mais duradouro, a depender da forma com que se adentra naquele habitat. Se de forma “zelosa” aquela fonte permanecerá disponível por mais tempo aumentando a atratividade dos projetos, sobremaneira. Da mesma forma, a devastação ambiental cessa antecipadamente os recursos sendo explorados, reduzindo o retorno do capital empregado.

Considero desnecessário trazer aqui constatações da ciência já exploradas sobre os efeitos provocados pelos combustíveis fósseis no aquecimento do planeta. Enfim, até porque uma das principais razões da Transição Energética está não só na inquestionável exaustão do ciclo energético petróleo e gás natural (e derivados de ambos), mas pela necessidade premente de se substituir os usos dos fósseis por energias renováveis a fim de conter o aquecimento global.

Assim serão trazidas para esse texto uma série de informações sobre potenciais danos esperados na utilização de energias renováveis, iniciando pelo emprego das energias renováveis mais tradicionais como a energia hidrelétrica ou hidráulica, depois a solar e a eólica onshore, passando pela biomassa e finalmente trazendo as eólicas offshore bem como a produção do hidrogênio, especialmente o denominado “verde”.

A diminuição dos impactos resumidamente mostrados a seguir perpassam pelo desenvolvimento de políticas socioambientais que aliem a importância da preservação da natureza e das comunidades tradicionais com a implementação de uma matriz energética sustentável, além de um planejamento adequadamente elaborado que inclua estudos sobre as especificidades da área e sua viabilidade para receber este ou aquele empreendimento.

5.2.1 Energia Hidrelétrica ou Hidráulica

A energia hidráulica gerada por meio das usinas hidrelétricas, durante o processo de geração de energia, não provoca poluição, tendo como combustível a própria água, proveniente dos ciclos históricos de mais ou menos chuva (períodos seco e úmido).

Entretanto, pelo fato de serem construídas a partir do desvio de curso dos rios e por meio de alagamento da área onde é colocado o reservatório, o impacto causado é relevante. Isto prejudica a vegetação do local, assim como as espécies de animais que circulam pela região, sendo prejudicado com a mudança do seu habitat natural (ÓRIGO ENERGIA, 2024).

Ou seja, o represamento dos rios causa a inundação de ecossistemas, matando a fauna e flora locais e forçando populações a se deslocarem. A decomposição da matéria que fica no fundo dos reservatórios também pode causar danos no meio ambiente, já que emitem em algum nível o gás carbônico, causador do efeito estufa, e o metano (O TICKET VERDE, 2024).

5.2.2 Energia Eólica Onshore

Apesar de ser considerada limpa, a energia eólica também causa alguns impactos ambientais. Os aerogeradores influenciam o fluxo migratório de aves da região e provocam mudanças nas paisagens dos locais em que são instalados, dentre outros efeitos deletérios, os mostrados a seguir. (ÓRIGO ENERGIA, 2024; O TICKET VERDE, 2024; BRASIL ESCOLA, 2024)

A poluição visual e sonora decorre do forte ruído das hélices das torres eólicas. Em diversas situações, estas estão inseridas dentro de pequenos povoados, e por vezes instaladas muito próximo das casas dos moradores do local. Nestes casos a saúde destes pequenos proprietários das terras arrendadas aos geradores é afetada por conta inclusive da poeira levantada do solo árido do Nordeste, por exemplo, ocasionando problemas respiratórios graves em crianças e idosos, especialmente.

Em algumas situações foram relatados ainda perda da integridade das cisternas, reservatórios de água de chuva de propriedade do morador de sua modesta propriedade, por conta da vibração do solo, provocada pelas torres e hélices. Aliás, registra-se estas podem atingir até 120 metros de altura, enquanto as suas pás mais de 60 metros de comprimento. A velocidade de rotação dessa estrutura varia de acordo com a velocidade do vento, mas, mesmo assim, independente das velocidades, o impacto ambiental causado pelas turbinas eólicas é considerável.

De fato, a infraestrutura de um parque eólico afeta as aves migratórias e os morcegos, mamíferos que voam durante a noite e que possuem um sistema de ecolocalização chamado de sonar. Tanto os pássaros quanto os morcegos se chocam com as hélices, e a colisão ocasiona a morte desses animais. Assim sendo, existe o impacto negativo sobre a fauna local, afetando negativamente o setor econômico, visto que os animais podem auxiliar no controle de pragas das plantações das áreas por onde percorrem.

Por fim, longe de esgotar o tema, os prejuízos ambientais de parques eólicos, cito aqueles à título de exemplo, o parque eólico de Seridó, um empreendimento de 370 turbinas o qual coloca em risco um sítio arqueológico e a comunidade quilombola e dos agricultores que residem no entorno.

5.2.3 Energia Solar

A literatura sobre o tema classifica a energia solar fotovoltaica como de baixos impactos ambientais, sendo a energia com a menor fonte de poluentes. Entretanto, ressalta que existem alguns impactos que devem ser considerados, como a produção e descarte de placas solares ou instalações de usinas fotovoltaicas (PORTAL SOLAR, 2024).

A manufatura das placas solares, principais equipamentos utilizados nos sistemas fotovoltaicos, é responsável por 85% da energia consumida nos processos de fabricação da tecnologia, além de diversos recursos, etapas e elementos químicos para a sua produção.

Com relação ao descarte de equipamentos fotovoltaicos, fornecedores recomendam que seja feito o máximo reaproveitamento dos equipamentos de energia solar, tais como placas solares, inversores e demais resíduos que não precisam virar rejeitos sólidos, necessariamente. O descarte destes materiais desnecessariamente só faz aumentar os impactos ambientais. Ainda assim, se essa for a opção deve ser observado o regulamento de descarte dos resíduos. No Brasil, está consagrada pelo uso a Lei 12.305/2010 que trata do descarte de resíduos sólidos.

Os impactos negativos na construção de usinas fotovoltaicas afetam o meio ambiente apenas nos projetos de porte maior. Esse é o caso das usinas de geração centralizada, as quais

precisam ser muito grandes para receberem as inúmeras placas solares da instalação, ocupando, muitas vezes, diversos hectares de terra.

A construção desse tipo de usina causa impactos relacionados ao meio biótico do local, ou seja, pode causar danos aos ecossistemas presentes na área. Os principais são em relação às vegetações, que ficam comprometidas com a terraplanagem realizada e com o sombreamento gerado pelos numerosos módulos solares. Em decorrência disso, a alimentação dos animais fica prejudicada devido às mudanças de padrões, e a vegetação que serve de alimento para eles pode ficar mais escassa devido à construção da usina.

5.2.4 Energia da Biomassa

Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), a energia originária da biomassa poderia fornecer 60% da energia renovável global até 2030 e desempenhar um impacto positivo no desenvolvimento de países e nas metas mundiais de redução de emissões poluentes. Entretanto, apesar de ser considerada renovável, essa energia é produzida a partir de materiais orgânicos e a maior parte dos seus impactos ambientais estão relacionados à atuação humana (ÓRIGO ENERGIA, 2024; PORTAL SOLAR, 2024).

Existem alguns tipos de geração de energia realizados a partir da biomassa. Um deles é o que utiliza os biocombustíveis como fonte primária. Esses combustíveis derivam da madeira e até mesmo da cana-de-açúcar. Já as biomassas tradicionais fazem uso da lenha e às vezes do estérno de animais como fonte para a geração de energia.

Infelizmente, mesmo utilizando parte dos recursos naturais, a energia de biomassa, em muitos casos, envolve a queima de canaviais e acaba aumentando o desmatamento de florestas e regiões arborizadas. O consumo da água também é um problema, assim como o desgaste do solo utilizado para plantar a matéria-prima da geração. Em adição, a produção irresponsável da energia biomassa pode levar a contaminação dos solos e dos rios, ao desencadeamento de erosão, a poluição do ar e as chuvas ácidas, por exemplo.

5.2.5 Energia Eólica Offshore

Conforme abrangente trabalho realizado pelo IBAMA sobre a instalação de estruturas offshore, como aerogeradores e fundações, foram identificados distúrbios significativos na vida marinha. A construção e operação dessas estruturas podem gerar ruído subaquático e vibrações que afetam peixes, mamíferos marinhos e organismos bentônicos. Esses distúrbios podem interferir na alimentação, reprodução e migração de várias espécies (NAPOLI, 2024; VASCONCELOS, 2024).

Segundo o Instituto, a energia eólica offshore também pode influenciar a qualidade da água nas áreas de estudo. O aumento do tráfego de embarcações para a manutenção das turbinas eólicas pode resultar em vazamentos de óleo e substâncias químicas nocivas. Além disso, a sedimentação causada pela construção das fundações offshore pode afetar negativamente os ecossistemas bentônicos (fundos arenosos/lamosos).

Assim como nas estruturas onshore, os efeitos provocados pela presença de aerogeradores offshore pode representar riscos para as aves migratórias que atravessam a região. Colisões

com as pás das turbinas eólicas são um dos principais problemas. Estudos indicam a necessidade de monitoramento e medidas de mitigação para proteger essas aves durante suas rotas migratórias.

O IBAMA considera como complexos os impactos ambientais da energia eólica offshore, incluindo o nordeste brasileiro região onde estão concentradas as maiores procuras no país para instalação desses projetos de geração de energia. No entanto, à luz dos desafios ambientais é também imperativo a regulamentação desta fonte de geração, para garantir que a energia eólica offshore seja uma fonte sustentável de eletricidade no Brasil. A proteção dos ecossistemas marinhos e o cumprimento das normas ambientais são essenciais para alcançar esse objetivo. O respeito pelas comunidades costeiras deve ser considerado.

5.2.6 Uso do Hidrogênio

O “hidrogênio verde” é gerado por eletrólise da água utilizando energia de fontes renováveis, principalmente eólica e solar, caracterizando-se como a forma mais limpa e ambientalmente correta de produção de hidrogênio (EXAME, 2024; VASCONCELLOS, 2024).

Outros tipos de hidrogênio, uma verdadeira palheta de cores atualmente em desuso, tem suas próprias implicações em termos de emissões de carbono, eficiência e sustentabilidade, desempenhando papéis distintos na busca por uma economia mais verde. A título exemplificativo, tem-se o “hidrogênio cinza” que é produzido por meio da reforma a vapor do gás natural, também sem a aplicação de CCUS. O “hidrogênio marrom” é gerado pela gaseificação do carvão mineral (hulha) sem CCUS.

Especialistas reportam que no caso do hidrogênio verde, incluindo o grupo da COPPE/UFRJ, chamam a atenção para o alto consumo de energia elétrica e de água no seu processo de produção. Segundo os pesquisadores, para produzir 1 Kg de hidrogênio verde são necessários 58 kWh - o equivalente a um terço do consumo médio mensal de uma residência, que fica em torno de 150kWh. Em complemento ao trabalho da UFRJ, pesquisadores da UFSC que operam uma usina experimental de produção de H₂V, há estudos que apontam ser possível melhorar a performance dos eletrolizadores e com isso reduzir o uso de energia.

Segundo os estudos conduzidos por Andrea Santos da COPPE, "O grau de pureza da água é compatível com água desmineralizada. É água realmente pura, não é a que sai da torneira, e tem que ter um tratamento robusto. Para operar no sistema, a água não pode ter nenhum tipo de impureza e ainda precisa ser de baixa condutividade".

O alto consumo de água retirada do consumo humano para a geração de hidrogênio, para exportação via os hubs no Nordeste, torna a discussão em prol da regulamentação de produção, uso e exportação de hidrogênio urgente, ganhando outra dimensão no cenário político nacional. Uma alternativa, consta na citada matéria jornalística, seria a utilização de água do mar dessalinizada, o que inviabilizaria a produção do hidrogênio verde.

Segundo números produzidos por Pietro Erber, “a obtenção de hidrogênio a partir da eletrólise, com energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, o hidrogênio verde (H₂V) tem sido muito discutida, quanto à sua viabilidade econômica e mesmo ambiental. Este combustível gasoso em condições normais, de baixa densidade e elevado poder calorífico

deverá, preferencialmente, integrar cadeias de obtenção de substâncias de uso corrente, como a amônia, atualmente obtida a partir de gás natural ou carvão. O H2V é eletrointensivo (requer cerca de 50 kWh/kg de H2V) e consome aproximadamente 10 litros de água por kg de H2V. Se a água de origem for poluída ou marinha, o consumo (e seu custo) será maior. Se o Brasil produzisse cerca de 1% do consumo mundial de H2 por via eletrolítica, ou seja, perto de 1 milhão de toneladas por ano, utilizaria pelo menos 10 bilhões de litros d'água por ano ou 27,4 milhões de litros por dia. Se o consumo per cápita de uma cidade for 150 litros por dia, a cidade poderia ter 183 mil habitantes, o que indica o impacto ambiental de uma produção em grande escala de H2V”.

5.3 Desafios Socioeconômicos

Se tivéssemos em curso o Projeto Nacional de Transição Energética com os Projetos de Lei tramitando em tempo razoável no Congresso Nacional, a regulamentação em pleno andamento, a segurança jurídica seria consequência natural o que encurtaria os caminhos até as imprescindíveis fontes de financiamento para colocar os projetos em energias renováveis de pé.

Entretanto, não só de um novo marco regulatório, de novas tecnologias e de financiamento se constrói um Brasil ambientalmente correto. Existem pontos de atenção nessa transformação que precisam ser cuidadosamente administradas e aí estão incluídos os efeitos socioeconômicos, como o fatal encarecimento da energia em suas diferentes formas, dificultando ou tornando proibitiva o acesso destas pelos países pobres e classes sociais menos favorecidas.

Inadmissível supor aumentos na precificação das ofertas pelo fato destas serem rotuladas como energias nobres com a justificativa de serem renováveis. Alguns exemplos atuais são:

- O biodiesel hoje é mais caro que o diesel mineral mesmo após 10 anos da implantação do programa, independente do óleo vegetal utilizado no processo de esterificação;
- As energias solar e eólica são subsidiadas há 22 anos, desde o lançamento do Proinfa e ao que tudo indica, assim persistirão;
- A energia eólica offshore por questões tecnológicas e econômicas também vêm demonstrando dificuldades para tornarem-se viáveis e;
- O H2Verde através da eletrólise da água, tecnologia embrionária recentemente elevada à condição de “em fase de desenvolvimento” também não confirma sua viabilidade técnica e econômica há décadas.

Além do que, supondo que num lampejo de ficção, seja por adesão ou constrangimento de continuar a emitir GEE - as empresas que produzem petróleo e gás natural, assim como as companhias de serviços altamente especializadas, fossem levadas a interromper ou reduzir suas atividades exploratórias assim como o desenvolvimento da produção. Ato contínuo, o desemprego se daria em massa levando ao colapso econômico inúmeras famílias e regiões onde vivem.

Ainda no cenário do constrangimento climático, os Estados e Municípios seriam economicamente impactados como decorrência da perda financeira consequente das

reduções nos pagamentos de royalties (mensal) e participações especiais (compensação financeira extraordinária trimestral) por conta da cessação ainda que gradativa das atividades exploratórias e de produção de petróleo;

Para a União, sócio majoritário da Petrobras, como exemplo, haveria redução continuada no recebimento de dividendos bem como redução dos tributos federais, impostos sobre o lucro (IRPJ e CSLL) e sobre o faturamento (PIS e Cofins) recolhidos no setor de óleo e gás no Brasil.

Nesta toada, importante ressaltar o trabalho publicado em maio de 2024 pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética que afirma: “O Brasil perderá R\$ 3,7 trilhões até 2055 se ignorar novos campos de petróleo, diz EPE”.

Há sim tensão na certeza da necessária decisão de reduzir o uso de combustíveis fósseis, comprovadamente os maiores promotores do aquecimento global. Entretanto, não se pode negar a compreensível insegurança ao sair mesmo que gradativamente de um arranjo energético organizado e bem operado como são os setores petróleo, gás natural, álcool, biodiesel, biomassa e energia elétrica (hidráulica, eólica onshore e solar), fontes utilizadas nas medidas certas, que fazem a total diferença em termos da segurança energética e modicidade tarifária. Observem que essa matriz energética é autossuficiente em petróleo, o que favorece o Brasil em termos geopolíticos. O gás natural ainda conta com importação da Bolívia e na forma liquefeita de diferentes países, em especial para atendimento das demandas termelétricas.

Incluir pessoas, aumentar os padrões de vida das famílias faz parte da transição energética, sem sombra de dúvidas. Assim consta com outras palavras o teor da carta aberta do Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira de Oliveira, entregue ao Papa Francisco com dez “princípios de uma transição energética justa e inclusiva” em 3 de maio de 2024.

Se bem-sucedida, a pretendida inclusão implica uma maior procura por produtos e serviços e, com isso, cresce o consumo de energia e o volume de emissões. Por outro lado, uma transição energética desordenada pode colocar por terra a modicidade tarifária, aumentar os custos de vida e afetar o mercado de trabalho. Ao mesmo tempo, não agir diante das mudanças climáticas prejudica o meio ambiente, as populações carentes com maior exposição aos efeitos climáticos extremos, dificultando sobre maneira a gestão da oferta e demanda por energias. A equação não é simples, não é trivial, mas existem soluções.

5.4 Desafios Regulatórios

5.4.1 Plano Clima:

Em junho de 2024, o jornal O Valor divulgou uma série de atividades patrocinadas pelo governo brasileiro, intitulada “Plano Clima”. Neste Plano serão detalhados por segmentos de diferentes setores as metas do país para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa até 2035. Essas metas, dentre outras, deverão ser divulgadas à época da realização da 30ª Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas (COP30), a ser sediada no país, em Belém.

O Plano Clima reúne governos, academias, empresas e a sociedade e tem a participação de mais de 20 Ministérios sob coordenação do Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima

(CIM). Conforme consta em (MMAMC, 2024), o CIM envolve desde os principais setores da economia até as populações mais vulneráveis. No âmbito deste Plano estão sendo definidas estratégias que preparam o país para a transição energética, a industrialização verde, a construção de cidades mais sustentáveis e resilientes.

Considerando uma economia global de baixo carbono, o governo afirma que o Brasil tem potencial para transformar suas vantagens comparativas em vantagens competitivas e criar ciclos de prosperidade.

O Plano Clima encontra fundamento no Decreto 11.550, 5 de junho de 2023, o qual dispõe sobre o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima (CIM), alterado pelo Decreto 12.040, 5 de junho de 2024.

Conforme o artigo 3º, do Decreto 11.550, o CIM é presidido pela Casa Civil. Deste fazem parte a Advocacia-Geral da União, outros 19 Ministérios assim como a Secretaria-Geral da Presidência da República. Foi instituído também o Subcomitê-Executivo, de caráter permanente, vinculado ao CIM, coordenado pelo Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, do qual fazem parte além da Casa Civil da Presidência da República, outros nove Ministérios.

Este mesmo Decreto instituiu no art. 5º, também no âmbito do CIM, o Subcomitê para a COP30, com a finalidade de acompanhar a organização e participação do Governo Federal na 30ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – COP30. Participam deste subcomitê, sob a coordenação da Casa Civil da Presidência da República, outros 6 Ministérios.

Ainda no âmbito do CIM, conforme art. 5º do mesmo Decreto foram criadas três câmaras de instâncias consultivas: a Câmara de Participação Social, com o objetivo de promover a participação da sociedade civil nas políticas públicas sobre mudança do clima; a Câmara de Articulação Interfederativa, com o objetivo de promover a participação dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios na elaboração, no aperfeiçoamento e na implementação de medidas de mitigação e adaptação à mudança do clima bem como a Câmara de Assessoramento Científico, com o objetivo de subsidiar a política climática com a melhor ciência disponível.

Como se verifica, ações de governo sob a ótica organizacional estão postas para dar continuidade à elaboração das metas para a gestão do clima na COP 30. É razoável admitir que as mesmas metas deverão influenciar, fundamentar em algum momento a elaboração da Política Nacional de Transição Energética a qual não se confunde com a Conferência das Partes.

5.4.2 Política Nacional de Transição Energética - PNTE

Mantendo o entendimento do quanto importante seria a existência de uma política nacional de transição energética aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a expectativa foi satisfeita. Finalmente em 26 de agosto de 2024, deu-se o lançamento da PNTE. O ato contou com a presença do Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva e do Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira. A ata de reunião do CNPE, de número 5, foi publicada

no Diário Oficial da União no dia 28 de agosto de 2024. Ou seja, fato consumado. Agora é atentar para a efetividade e alcance da implementação desta PNTE.

A referida Política Nacional de Transição Energética, adveio do propósito do governo de integrar as políticas públicas (energética, econômica, social, climática, industrial, ambiental, dentre outras); enunciar com clareza a ambição brasileira da transição energética; aumentar a capacidade do país de atrair investimentos; buscar uma maior participação social bem como influenciar o desenvolvimento do setor energético global, provendo oportunidades de inserção econômica e geopolítica do Brasil. Para tal instituiu a referida Política, a PNTE, o Plano Nacional de Transição Energética – Plante e o Fórum Nacional de Transição Energética – Fonte.

O Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte) é um instrumento permanente e de caráter consultivo, com a finalidade de estimular, ampliar e democratizar as discussões sobre transição energética do Governo Federal junto à sociedade civil, setor produtivo e entes subnacionais. A julgar da data do lançamento da PNTE, o MME deflagará duas portarias, a saber: - 30 dias para designar os membros do Comitê Executivo (1ª portaria) e em 90 dias designará membros do Plenário (2ª portaria). Em ambos os casos, farão parte representantes governamentais, da sociedade civil bem como do setor produtivo. Do Plenário, que se reunirá quadrimestralmente, adirão cartas anuais com recomendações ao CNPE e Plante.

Estão previstos a elaboração de Planos de Ações sob a coordenação do MME, com apoio da EPE e de outros Ministérios. Estes Planos, terão horizonte de longo prazo, compatível com cenários de transição energética, de requisitos do desenvolvimento econômico e social e de neutralidade das emissões líquidas de gases de efeito estufa no Brasil. Nos referidos Planos estarão mencionadas as parcerias com o BNDES, FGV Clima e Agência Internacional de Energia para elaboração de versão do PLANTE para consulta pública.

Na abordagem setorial – que abrangerá as ações de promoção da transição energética por setor econômico, com abertura em função da relevância, complexidade e especificidade – estão contemplados: Energia na indústria, Energia nos Transportes, Descarbonização no Setor de Petróleo e Gás Natural, o Setor Elétrico bem como o Setor Mineral.

Já na abordagem transversal – que contempla aspectos do arcabouço legal-regulatório, investimentos e financiamentos assim como a dimensão social das ações relacionadas. Serão contemplados: a agenda legal-regulatória, a promoção de investimentos, a inclusão energética bem como a segurança do suprimento, dentre outros.

5.4.3 Projetos de Lei (PL) tramitando no Congresso Nacional.

Os PLs foram identificados em diferentes sites do Congresso Nacional e o status relativo à tramitação de cada um deles deu-se no período de 22 de abril a 7 de dezembro de 2024. Dentro das especificidades de cada um dos PLs e da forma com que foram apresentados pela Casa Iniciadora (Senado ou Câmara) ou Casa Revisora (Câmara ou Senado) para posteriormente prosseguirem, ao seu tempo para a Sanção Presidencial, este subitem apresenta-os numa mesma sequência de informações, sempre que possível.

Ressalto ainda que ao subitem denominado “Texto abreviado”, como o próprio nome indica, trata-se de um compacto do conteúdo do projeto.

5.4.3.1 Projeto de Lei 2148/2015 [hoje é o PL 182/2024]

- **Situação:** Sobre o PL 182/2024 – que regulamenta o Mercado de Carbono no Brasil - após ser aprovado pelo Senado Federal e Câmara dos Deputados, seguiu em 18 de novembro de 2024 para sanção presidencial para ser transformado em Lei. A aprovação pelo Legislativo se deu dois dias após ter sido acordado entre os países participantes da Conferência do Clima – COP 29 – no Azerbaijão, o estabelecimento das primeiras diretrizes para transações internacionais de créditos resultantes de redução ou captura de gases de efeito estufa.
- Este PL Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE); e altera as Leis nºs 12.187, de 29 de dezembro de 2009, 12.651, de 25 de maio de 2012 (Código Florestal), 6.385, de 7 de dezembro de 1976, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973 (Lei de Registros Públicos).
- **PL proposto pelo:** Deputado Jaime Martins (PSD-MG) em 30/06/2015.
- **Relator atual:** Deputado Aliel Machado (PV-PR).
- **Ementa:** Estabelece redução de tributos para produtos adequados à economia verde de baixo carbono.
- **Texto abreviado:** cria o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões, medida que busca alinhar o Brasil com as diretrizes do Acordo de Paris, criando o mercado regulado.
- O mercado de crédito de carbono é um sistema de compensações de emissão de carbono ou equivalente de gás de efeito estufa. Neste mercado, são estabelecidos limites e metas para redução de emissão de carbono, em que as empresas que não os cumprem precisam adquirir créditos de carbono como forma de compensação.
- Os créditos de carbono são gerados e certificados com base no índice de carbono que não foi emitido na atmosfera.
- Observação: Apensado ao PL 412/2022, aprovado pelo Senado. Todavia, esse PL foi rejeitado pelo Relator do PL 2148/2015.
- **Tramitação atual:** Aguardando sanção presidencial.

5.4.3.2 Projeto de Lei 528/2020: Transformado na Lei 14.993/2024

- **Situação:** Em 04/09/2024, o Senado aprovou este Projeto de Lei 528/2020. O texto voltou à Câmara dos Deputados por ter sofrido alterações no Senado tendo sido lá aprovado em 11/09/2024. Na sequência, em 18/09/2024, foi enviado para sanção presidencial, constituindo a **Lei 14.993/2024**.
- **PL proposto pelo:** Deputado Jerônimo Goergen - PP/RS em 04/03/2020.
- **Relator atual:** Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA-SP).
- **Ementa:** Altera as Leis nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, e nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.
- **Nova Ementa da Redação:** Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o

Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; considera ainda a utilização do SAF – Sustainable Aviation Fuel. Altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014.

- **Texto abreviado:** Além do exposto na Nova Ementa, este PL estabelece o percentual de mistura de etanol na gasolina deve ser de 27%, podendo variar de 22% a 35%, a depender de decisão do Poder Executivo (MME). Sobre a mistura de 14% de biodiesel no diesel, aprovada pelo CNPE em março de 2024, esta poderá ser acrescida de um ponto percentual ao ano a partir de março de 2025 até atingir 20% em março de 2030. No caso das companhias aéreas estas estarão obrigadas, no período de 2027 a 2037, a efetuarem adições de 1% a 10% ao Sustainable Aviation Fuel (SAF), o combustível sustentável de aviação.
- Dispõe ainda sobre a alteração das Leis 9.478/1997 (Lei do Petróleo), 9.847/1999 (fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis), 8.723/1993 (redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências), e 13.033/2014 (adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado com o consumidor final).
- Tramitação atual: Em 06/09/2024, o PL retornou à Câmara dos Deputados, acompanhados dos pareceres P.S 153/2024-PLEN e P.S 154/2024 – PLEN.

5.4.3.3 Projeto de Lei 327/2021

- **Situação:** Projeto de Lei aprovada no Plenário da Câmara dos Deputados que dispõe sobre a Política Nacional da Transição Energética – PONTE. Encaminhado ao Senado Federal em 21/03/2024. Foram propostas emendas ao PL.
- **PL proposto pelo:** Deputado Christino Aureo (PP/RJ) em 09/02/2021 -
- **Relator atual:** Deputado Covatti Filho (PP-RS).
- **Ementa:** Dispõe sobre a Política Nacional da Transição Energética - PONTE.
- **Nova Ementa da Redação:** Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (**PATEN**); e altera as Leis nºs 13.988, de 14 de abril de 2020 (relativa à cobrança de créditos da Fazenda Pública, de natureza tributária ou não tributária, dentre outros), 11.484, de 31 de maio de 2007 (relativa ao Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores, dentre outros), e 9.991, de 24 de julho de 2000 (Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências).

- **Texto abreviado:** dispõe sobre modalidades de financiamento por meio do **PATEN**: a) o Fundo de Garantias para o Desenvolvimento Sustentável (Fundo Verde) e; b) o instituto de transação tributária.
- **Observação:** Apensado ao **PL 5174/2023** que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (**PATEN**), que tem como objetivo principal promover o financiamento de iniciativas direcionadas ao desenvolvimento sustentável.
- **Tramitação atual:** No período 23/05/2024 até 04/07/2024, no âmbito da CI -Comissão de Serviços de Infraestrutura, foram apresentadas as Emendas 1, 2, 3 e 4 pelos Senadores Zequinha Marinho, Esperidião Amin, Irajá e novamente Zequinha Marinho, respectivamente.

5.4.3.4 PL 576/2021 – Eólica Offshore

- **Situação:** O PL está em deliberação na Comissão de Infraestrutura do Senado. Já foi aprovado em 2022 no Senado, foi à Câmara onde recebeu emendas. Aprovado na Câmara, voltou ao Senado para aprovação por conta das mudanças nele introduzidas.
- **PL proposto pelo:** Senador Jean-Paul Prates (PT/RN) em 28/03/2022;
- **Relator atual:** Senador Weverton (PDT/MA).
- **Ementa:** Disciplina a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes de instalação offshore, assim consideradas as localizadas em área do Mar Territorial, da Plataforma Continental, da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou de outros corpos de água sob domínio da União.
- **Texto abreviado:** trata do aproveitamento de bens da União para transformação de energia a partir de empreendimento offshore. As atividades inseridas no âmbito desta Lei estão contidas na política energética nacional, nos termos da Lei 9478/97.
- **Tramitação:** voltou ao Senado para aprovação por conta das mudanças nele introduzidas quando de sua votação na Câmara dos Deputados.

5.4.3.5 Projeto de Lei 725/2022

- **Situação:** Projeto de Lei em tramitação no Senado Federal que objetiva a inserção do hidrogênio como fonte de energia no Brasil.
- **PL proposto pelo:** Senador Jean-Paul Prates (PT/RN) em 28/03/2022;
- **Relator atual:** Senador Cid Gomes (PSB).
- **Ementa:** Disciplina a inserção do hidrogênio como fonte de energia no Brasil, e estabelece parâmetros de incentivo ao uso do hidrogênio sustentável.
- **Texto abreviado:** dispõe sobre os percentuais de inserção do hidrogênio como fonte de energia no Brasil. Até 2032, está previsto o acréscimo mínimo de 5% de hidrogênio na rede de gasodutos, e até 2050, esse percentual deve chegar a 10%;
- Além disso, 60% desse hidrogênio deve ser sustentável, proveniente de fontes como energia solar, eólica, biomassas, biogás e hidráulica durante o primeiro período.
- **Observação:** foi aprovada uma proposta de emenda pelo Senador Veneziano Vital do Rêgo (MDB/PB) que alterou alguns artigos deste PL nº 725/2022;

- **Tramitação:** em 18/10/2023, estava na Mesa da Comissão de Serviços de Infraestrutura no Senado Federal. Em 06/11/2023, matéria na posse da Relatoria. Distribuído ao Senador Cid Gomes, para emitir relatório.

5.4.3.6 Projeto de Lei 2308/2023: Transformado na Lei 14.948/2024

- **Situação:** após sancionado com ressalvas em 2 de agosto de 2024, passou a condição de **Lei 14.948/2024**, instituindo o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Em decorrência foi criado o PL 3027/2024 o qual contempla a redação final do capítulo de incentivos tributários na produção e uso do hidrogênio.
- **PL proposto pelo:** Deputado Gilson Marques - NOVO/SC e Adriana Ventura - NOVO/SP em 03/05/2023;
- **Relator atual:** Deputado Bacelar (PV-BA).
- **Ementa:** Dispõe sobre a definição legal de hidrogênio combustível e de hidrogênio verde.
- **Redação Parcial do PL, enviado à Sanção Presidencial:** O PL 2308/2023, “além de dispor sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – que compreende o **PNH2** – Programa Nacional do Hidrogênio -, institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (**Rehidro**) e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (**PHBC**), bem como o Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio. Ainda sobre o PHBC, este Programa era parte do PL 5816/2023 que continua tramitando.
- O **Rehidro**, cujo objetivo é “fomentar o desenvolvimento tecnológico e industrial, a competitividade e a agregação de valor nas cadeias produtivas nacionais”, prevê incentivos creditícios e tributários com vigência de cinco anos, o que inclui a suspensão da incidência de tributos federais do PIS/Pasep e da Cofins, além do imposto de importação, sobre matérias-primas, produtos intermediários, embalagens, estoques e materiais de construção adquiridos por produtores de hidrogênio de baixa emissão de carbono habilitados, incluindo outros agentes que atuam no acondicionamento, armazenamento, transporte, distribuição ou comercialização. Neste regime, os projetos das empresas habilitadas, deverão ter percentual mínimo de utilização de bens e serviços de origem nacional no processo produtivo, investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação, e percentual máximo de destinação do hidrogênio produzido para exportação, visando estimular o desenvolvimento tecnológico e contribuir com o desenvolvimento regional.
- O **PHBC**, cuja finalidade é constituir fonte de recursos, foi fortalecido por emenda que acrescenta a concessão de créditos fiscais da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) incidente sobre as operações de compra e venda de hidrogênio e seus derivados produzidos no País. Nesse caso, os incentivos se estendem no período 2028-2032, com valores que se iniciam em R\$ 1,7 bilhão até R\$ 5 bilhões para cada ano calendário,

conferindo prioridade aos projetos que prevejam a menor intensidade de emissões de GEE [Gases de Efeito Estufa] do hidrogênio produzido ou consumido e possuam maior potencial de adensamento da cadeia de valor nacional”. Dentre outros conteúdos altera as Leis nº **9.427**, de 26 de dezembro de 1996 (Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências) e **9.478**, de 6 de agosto de 1997 (Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências).

5.4.3.7 Projeto de Lei 4516/2023

- **Situação:** Projeto de Lei que visa promover a mobilidade sustentável de baixo carbono e estabelecer diretrizes para a captura e estocagem geológica de dióxido de carbono.
- **PL proposto pelo:** Poder Executivo em 18/09/2023
- **Relator atual:** Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA-SP).
- **Texto abreviado:** Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono - Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) e Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Marco legal da captura e estocagem geológica de dióxido de carbono.
- **Ementa original:** Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono.
- **Observação:** foi apensado ao PL 4196/2023 (que por sua vez foi apensado ao PL-528/2020).
- **Tramitação:** Matéria aprovada na forma da **Subemenda Substitutiva Global ao Projeto de Lei nº 528**, de 2020, adotada pelo relator da Comissão de Minas e Energia (Sessão Deliberativa Extraordinária de 13/03/2024 - 13h55 - 27ª Sessão). Esta proposição e as demais apensadas ficam prejudicadas, na forma do art. 191, do RICD.

5.4.3.8 PL 5174/2023

- **Situação:** A Câmara dos Deputados concluiu em 20 de março a votação do PL 327/2021, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), para incentivar projetos de desenvolvimento sustentável com recursos de créditos de empresas perante a União. O PL 5174/23, apensado, de autoria do deputado Arnaldo Jardim (Cidadania-SP), foi usado como parâmetro para a aprovação do PATEN. A proposta será enviada ao Senado.
- **Autoria do PL:** Arnaldo Jardim – CIDADANIA/SP
- **Relator:** Otto Alencar (PSD-BA)
- **Ementa:** Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética - PATEN

- **Texto Abreviado:** Projeto de Lei objetiva fomentar o financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável, especialmente aqueles relacionados a infraestrutura, pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica; aproximar as instituições financiadoras das empresas interessadas em desenvolver projetos de desenvolvimento sustentável bem como permitir a utilização de créditos detidos pelas pessoas jurídicas de direito privado, junto à União, como instrumento de financiamento.
- No âmbito desses projetos são considerados setores prioritários: o desenvolvimento de tecnologia e produção de combustíveis renováveis, como o etanol de segunda geração; bioquerosene de aviação; o biodiesel; o biometano e o hidrogênio verde. Considera-se inclusive a expansão da produção e transmissão de energia solar, eólica, de biomassa e de outras fontes de energia renovável, bem como a capacitação técnica, pesquisa e desenvolvimento de soluções relacionadas a energia renovável, dentre outras.
- **Tramitação:** Em 20/03/2024, desapensação deste do PL nº 327, de 2021, proposição principal, em face da aprovação da matéria, em Plenário, na forma da Subemenda Substitutiva Global ao Projeto de Lei nº 327, de 2021, adotada pela relatora da Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Sessão Deliberativa Extraordinária de 20/03/2024 - 13h55 - 34ª Sessão).

5.4.3.9 Projeto de Lei 5751/2023

- **Situação:** Projeto de Lei aguardando Designação de Relator(a) na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS)
- **Autoria do PL:** Comissão Especial Para Estudo, Avaliação e Acompanhamento das Iniciativas e Medidas Adotadas para Transição Energética - Fontes Renováveis e Produção de Hidrogênio Verde no Brasil em 28/11/2023.
- **Ementa:** Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, seus princípios, objetivos, conceitos, governança e instrumentos, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.), a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências., a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 (Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências), a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

(Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ...), a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera diversas leis...), Lei nº 11.508, de 20 de julho de 2007 (Dispõe sobre o regime tributário, cambial e administrativo das Zonas de Processamento de Exportação, e dá outras providências), a Lei nº 14.182, de 12 de junho de 2021 (Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); alterando diversas leis ...), e dá outras providências.

- **Texto abreviado:** institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, seus princípios, objetivos, conceitos, governança e instrumentos.
- **Tramitação:** Em 05/06/2024, a CMADS – Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, designou como Relator o Deputado Fernando Mineiro (PT-RN)
- Em 06/02/2024, o PL foi apensado ao **PL 5816/2023** e aguarda a designação do relator na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS) da Câmara.

5.4.3.10 PL 5816/2023

- **Situação:** A Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde aprovou em 14/05/2024 o projeto que cria um marco legal para o setor. Para financiar a nova política e promover transição energética e desenvolvimento sustentável, o referido PL cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono (PHBC). Sobre este PHBC, o mesmo foi apensado ao PL 2308/2023 o qual fora sancionado em agosto de 2024 constituindo a **Lei 14.948/2024**.
- **Autoria do PL:** Senador Dueire (MDB/PE), Senador Astronauta Marcos Pontes (PL/SP), Senador Cid Gomes (PDT/CE) em 28/11/2023.
- **Relator:** Otto Alencar (PSD-BA)
- **Ementa:** Dispõe sobre a indústria do hidrogênio de baixo carbono e suas tipificações, dispõe sobre a respectiva estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, Lei nº 11.508, de 20 de julho de 2007 e dá outras providências.
- **Texto Abreviado:** O PL propõe soluções eficientes e complexas, ou mesmo a proposta de um novo marco legal para indústria nascente do hidrogênio de baixo carbono verde. O projeto autoriza o governo a criar um sistema para certificar as empresas produtoras dos diferentes tipos de hidrogênio, considerando critérios internacionalmente aceitos. As empresas emissoras de carbono poderão também gerar ativos comercializáveis no mercado de carbono.
- Pelo texto, a autorização para a produção do hidrogênio de baixo carbono caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A autorização para

produção de hidrogênio proveniente da eletrólise da água caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

- **Tramitação:** 05/06/2024, a CMADS - Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável designou como Relator, o Dep. Fernando Mineiro (PT-RN), para o PL 5751/2023, ao qual está proposição está apensada.
- O PL seguiu para exame da Câmara dos Deputados. Apensado ao **PL 5751/2023**, aguarda designação de relator na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS).

5.4.3.11 PL 914/2024: Transformado na Lei 14.902/2024

- **Situação:** Sancionada pelo Presidente, assinada em 27/06/2024
- **Ementa:** Institui o Programa Mobilidade Verde e Inovação - Programa Mover.
- **Nova Ementa da Redação:** Institui o Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover); altera o Decreto-Lei nº 1.804, de 3 de setembro de 1980 (Dispõe sobre tributação simplificada das remessas postais internacionais.; e revoga dispositivos da Lei nº 13.755, de 10 de dezembro de 2018 (Estabelece requisitos obrigatórios para a comercialização de veículos no Brasil; institui o Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística; dispõe sobre o regime tributário de autopeças não produzidas; e altera outras leis).
- **Texto Abreviado:** O Programa Mobilidade Verde e Inovação - MOVER sucede o Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística, que encerrou em 31 de outubro de 2023. O Programa MOVER foi elaborado em um contexto no qual o setor automotivo mundial sinaliza profundas transformações nos veículos, e na forma de usá-los, e produzi-los, se configurando ao mesmo tempo uma janela de oportunidades ou um risco para a base produtiva instalada no País.
- Diante das tendências citadas, o Programa MOVER guarda como objetivo apoiar o desenvolvimento tecnológico, a competitividade global, a integração nas cadeias globais de valor, a descarbonização, o alinhamento a uma economia de baixo carbono no ecossistema produtivo e inovativo de automóveis, de caminhões e seus implementos rodoviários, de ônibus, de chassis com motor, de máquinas autopropulsadas, e de autopeças. A proposta é de um movimento de maior inserção global progressivo, possibilitando que ao final da vigência do programa o País esteja mais inserido e no estado das artes da produção global de veículos automotores

5.4.3.12 PL 1224/2022

- **Situação:** Aguardando Parecer do(a) Relator(a) na Comissão de Minas e Energia (CME)
- **Identificação da Proposição:** Autor Beto Rosado - PP/RN (11/05/2023)
- **Ementa:** Dispõe acerca da atividade de armazenamento de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).
- **Texto Abreviado:** Assim, com o objetivo de prover o Sistema Interligado Nacional (SIN) da flexibilidade requerida para lidar com a nova realidade descrita (intermitência das fontes de geração solar e eólica), é proposto o disciplinamento, em lei, da atividade de

armazenamento de energia, uma vez que ela é capaz de agregar inúmeras vantagens, por intermédio de diversas tecnologias. Cabe ressaltar que nota técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) acerca da matéria¹ afirma que “sistemas de armazenamento são fundamentais para a inserção em larga escala de geração renovável intermitente, o que, por sua vez, é fundamental para assegurar a expansão da matriz elétrica com menores emissões de carbono”.

- **Tramitação:** Encerrado o prazo de 5 sessões para apresentação de emendas ao projeto (de 26/05/2023 a 07/06/2023). Não foram apresentadas emendas, conforme Minas e Energia (CME)
- **Complemento:** Em 6/7/2023, o Relator João Carlos Barcelar, deixou de ser membro da Comissão Minas e Energia (CME), entretanto foi mantido como Relator do PL (08/08/2023).

5.4.3.13 PL 3027/2024: Transformado na Lei 14.990/2024

- **Situação:** O presidente Luiz Inácio Lula da Silva (PT) sancionou a lei 14.990 de 2024, que cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, que contará com R\$ 18,3 bilhões em incentivos fiscais. O texto foi publicado nesta 2ª feira (30.set.2024) no Diário Oficial da União. A lei é um complemento do Marco do Hidrogênio de Baixo Carbono (lei 14.948 de 2024), sancionado em 2 de agosto. Antes, não havia sido estabelecida a fonte dos recursos que subsidiarão o marco legal de baixo carbono. Com o programa, os benefícios fiscais corresponderão a crédito da CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido).
- **Autor:** José Guimarães – PT/CE **Apresentação:** 02/08/2024
- **Ementa**
Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC.
- **Nova Ementa da Redação**
Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC); e altera a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024.
- **Texto Abreviado da Justificativa:** Recentemente, o Congresso Nacional aprovou o Marco Regulatório do Hidrogênio de baixa emissão de carbono (Hidrogênio Verde), com potencial de inserir o Brasil definitivamente em um promissor mercado de produção do combustível renovável. Durante o trâmite legislativo, a Comissão Especial instalada no Senado Federal, em discussões com o setor e o Poder Executivo, propôs uma série de ajustes finos ao texto, notadamente à sistemática da concessão de crédito fiscal na comercialização do combustível pelo Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC). No entanto, o texto final enviado à sanção continha um procedimento alternativo que, no entender do Poder Executivo, não podia prosperar, tendo sido aposto veto. De modo a preencher a lacuna normativa que surgiu e com o objetivo de dar celeridade à discussão legislativa, foi projeto de lei, com um compilado das boas iniciativas que já foram debatidas anteriormente no Poder Legislativo.

- Em adição, o PL 3027/2024 contempla a redação final do capítulo de incentivos tributários o qual recairá sobre a produção e uso do hidrogênio.

5.4.4 Modernização regulatória para sustentabilidade do setor elétrico frente a uma matriz com alta inserção de fontes renováveis não controláveis

O setor elétrico brasileiro, tradicionalmente robusto e sustentado por uma matriz energética predominantemente hidrotérmica, enfrenta já há alguns anos desafios significativos que evidenciam o esgotamento do marco regulatório vigente. As bases do sistema regulatório e desenho de mercado vigentes datam de 2004. Contudo, os avanços tecnológicos e comportamentais alteraram muito as hipóteses sobre as quais o marco regulatório atual foi construído.

Pelo lado da oferta, o crescimento acelerado de novas fontes de produção não controláveis, como a eólica e solar, altera significativamente a forma como o sistema deve ser planejado, operado e ter os seus recursos precificados. Pelo lado da demanda, a sofisticação da comunicação trouxe o setor elétrico para perto do consumidor. A tecnologia permitiu ao consumidor entender mais de sua conta de luz e expressar suas preferências de consumo. Hoje, alguns consumidores, elegíveis ao mercado livre, podem escolher seu fornecedor de energia. Os demais, onde incluem-se os residenciais, podem comprar energia da chamada geração distribuída (GD), que traz um “sabor de mercado livre” aos consumidores cativos que ainda permanecem regulatoriamente presos no ambiente cativo.

No entanto, estas fortes mudanças vêm ocorrendo sobre bases não sustentáveis. Por exemplo, os fortes subsídios distorcem a competitividade dos geradores, tanto absoluta como relativa. Além disso, as práticas de planejamento da expansão e operação, bem como os instrumentos e mecanismos de mercado do passado vêm se mostrando insuficientes para entregar o melhor equilíbrio entre segurança e custos para o consumidor. O resultado destas distorções é a ausência de uma competição justa entre as fontes de energia, realização de investimentos desnecessários, não realização de investimentos necessários e uma elevada tarifa final do consumidor.

Nesse contexto, a reestruturação e modernização do setor elétrico são essenciais para garantir um sistema equilibrado, eficiente e sustentável, capaz de atender às demandas futuras de forma justa e meritocrática. A alternativa será um setor evoluindo para uma grande dificuldade de sustentabilidade comercial e institucional, que, cedo ou tarde, culminará em uma crise sistêmica, com impactos físicos e financeiros aos consumidores e à economia do país.

E é sobre estes pilares que este texto elenca, de forma não exaustiva, as seguintes frentes de modernização prioritárias do marco regulatório:

5.4.4.1 Sistema de preços, competição e sustentabilidade no curto e longo prazo

As renováveis aumentam a demanda por serviços operativos específicos, como flexibilidade e provisão de reservas. É fundamental que o marco regulatório precifique estas necessidades,

remunere adequadamente quem os fornece, e cobrando de causa as necessidades destes serviços. Nesse sentido, o aperfeiçoamento dos modelos computacionais é fundamental.

É importante ressaltar que os modelos computacionais, utilizados no planejamento, operação e precificação dos recursos do setor elétrico influenciam fortemente na maior parte das decisões técnicas e financeiras dos agentes. Esses modelos são responsáveis por determinar desde a produção e remuneração de cada fonte, definindo assim o retorno sobre os investimentos, até a segurança do suprimento e o preço que todos os consumidores pagam. Desta forma, quando esses modelos se afastam da realidade (perdem acurácia), param de reconhecer e valorizar adequadamente os serviços prestados pelas diferentes fontes de geração. Como consequência, criam-se lacunas que resultam em grandes desincentivos e riscos para todos os agentes, mas principalmente para o consumidor. Para garantir que o consumidor pague um preço justo pela energia e que o sistema opere de forma confiável, é crucial que esses modelos sejam continuamente monitorados e adaptados à realidade dinâmica do setor.

Na camada financeira logo acima, a ausência de mercados de curto, médio e longo prazo corretamente desenhados para precificar e remunerar os principais atributos das fontes – (i) capacidade e energia, (ii) flexibilidade, (iii) serviços ancilares e (iv) níveis de emissões – cria um enorme gap entre receitas e despesas; efeito conhecido como “missing money” (dinheiro perdido). Esse fenômeno, que se caracteriza pela não recuperação dos custos através da receita obtida no mercado pela prestação de dado serviço, é um dos fatores atualmente responsáveis por não vermos abundantes investimentos em equipamentos de armazenamento e não explorarmos amplamente a flexibilidade existente na base dos consumidores na busca pelo contínuo e delicado equilíbrio entre geração e consumo. Este cenário enfraquece ainda mais a atratividade do setor e desencadeia um ciclo de pleitos regulatórios que só deterioram a confiança nas instituições setoriais, criando forte desestabilidade regulatória, e aumentam a tarifa dos consumidores finais. O resultado é uma contínua e crescente busca dos agentes por novos subsídios em uma espiral insustentável que precisa ser interrompida, tanto pelo lado dos agentes solicitantes, como pelo lado dos desajustes regulatórios que incentivam a busca por soluções paliativas.

Para romper essa espiral, precisamos de novas alavancas operativas e regulatórias, que se materializam por 1) fortalecer as instituições setoriais em suas funções e quadros técnicos, 2) aumentar a aderência dos modelos à realidade, 3) precificar corretamente os serviços e atributos que o sistema necessita, criando instrumentos apropriados para sinalizar e suportar investimentos que considerem esses atributos de forma agnóstica à tecnologia (incentivo à inovação) e, por fim, 4) criar um ambiente justo onde as regras do jogo sejam claras e a competição isonômica. Somente assim iremos ver maiores investimentos em ativos e gestão da flexibilidade, maior eficiência na absorção dos recursos renováveis intermitentes e uma redução na necessidade de subsídios. Nos itens a seguir, essas iniciativas são detalhadas:

a) Fortalecimento das instituições setoriais (ONS, CCEE, EPE e ANEEL):

- Definir posicionamento estratégico governamental de fortalecimento, isenção e não interferência nas instituições setoriais.

- Criar programa de renovação, ampliação e melhoria do quadro técnico das instituições setoriais através de programas de formação acadêmica em rede.
- Criação de áreas de pesquisa com atuação em rede entre todas as instituições. As áreas de pesquisa formam os vasos comunicantes entre as instituições, produzindo alinhamento de longo prazo.
- Criar programa de alocação de verbas de P&D para empresas do setor financiarem os programas de formação e pesquisas das instituições. Essas verbas teriam automática aprovação e ficariam isentas de multas ou glosas. As empresas poderiam escolher grandes temas que gostaria de financiar, alocando até 50% da verba direcionada ao programa, respeitados limites de desbalanço entre as áreas. As entidades setoriais prestaria contas com a organização de seminários anuais de pesquisas que devem ser aplicadas estritamente em temas relevantes para o setor.

b) Governança dos modelos computacionais e dados:

- Garantir a aderência dos dados de entrada e saídas dos modelos computacionais de planejamento da operação com a realidade.
- Criar novos processos de monitoramento para detectar desvios atípicos e vieses com antecedência.
- Criação de dashboards públicos com métricas e indicadores objetivos e transparentes que meçam a discrepância entre previsão e o realizado, nos diversos horizontes relevantes para as etapas de planejamento.
- Estabelecer um conselho consultivo de experts (profissionais nacionais e internacionais de comprovado conhecimento nos temas de modelagem computacional e desenho de mercado) que sejam isentos e grupos de trabalho com técnicos de grande renome para a discussão sobre a governança e temas técnicos relativos aos dados, modelos e suas aplicações.
- Promover fóruns abertos de discussão sobre os temas técnicos e regulatórios relacionados.
- Criar bases de dados completas e atualizadas de testes de modelos que permitam que pesquisadores e agentes possam reproduzir e avaliar as metodologias, dados e modelos.
- Criar processo de monitoramento constante de modelos alternativos com benchmarks e fóruns acadêmicos.
- Criação de um modelo espelho em código aberto para benchmark e formato de apresentação de propostas de novos desenvolvimentos.
- Liberdade e transparência no processo de escolha da melhor cadeia de modelos para as entidades ONS, CCEE e EPE.
- Coerência entre modelos, dados e critérios através das funções de planejamento da expansão, planejamento da operação (nas suas múltiplas etapas), operação de tempo real e precificação.

c) Revisão da precificação de curto prazo dos serviços de rede:

- Definir os principais serviços prestados pela rede e seus horizontes. Por exemplo: (i) energia, (ii) flexibilidade e (iii) serviços ancilares em mercados horários para cada hora do dia seguinte e mercados de curto prazo (até o tempo real).
- Definir objetivamente critérios de enquadramento das fontes como fornecedoras ou consumidoras de cada serviço.
- Definir a remuneração e prestação desses serviços de maneira isonômica e agnóstica à tecnologia.
- Expandir os sistemas de precificação para os serviços de flexibilidade e serviços ancilares. Devido à forte inter-relação entre os serviços ancilares, de flexibilidade e energia e complexa interação com a rede, os principais benchmarks mundiais (ver (RIBEIRO, 2023) apontam para a necessidade da co-otimização desses serviços no mercado de dia seguinte e curtíssimo prazo (tempo real). Já o atributo relativo aos níveis de emissão, cada agente pode internalizar seus custos de oportunidade em mercados de carbono (ver (MUÑOZ 2021), uma discussão sobre o mercado Chileno).

d) Separação do produto confiabilidade (lastro) e mecanismos para a garantia da sustentabilidade do suprimento de longo prazo:

- Permitir que o planejador e operador tenham flexibilidade e alavancas para garantir que todos os atributos necessários para o correto cumprimento dos critérios de suprimento estejam disponíveis. A contratação pode se dar de forma específica ou conjunta através de mecanismos de licitação de contratos de médio e longo prazo.
- Criar indicadores transparentes e acurados para quantificar, de forma realista, a oferta de cada fonte e a demanda sistêmica por atributo (energia, serviços ancilares, flexibilidade, metas climáticas, etc.).
- Tornar público a situação sistêmica nas suas diversas dimensões (custo, segurança, flexibilidade, emissões, etc.) através de dashboards com metodologias e dados abertos que permitam a reprodutibilidade dos cálculos.
- Criar grupo de estudo e monitoramento oficial encarregado de definir e discutir as metodologias, processos e métricas/indicadores de avaliação da situação sistêmica que deverão ser disponibilizadas de maneira pública e utilizadas pelas entidades setoriais. Buscar composição dentro das entidades setoriais (ONS, EPE, CCEE e MME), da academia e contando com a participação de consultores internacionais. Garantir liderança isenta, não associada às entidades e associações.
- Recalcular periodicamente os indicadores de confiabilidade de acordo com o prazo de validade das hipóteses utilizadas nos seus cálculos. O critério de cálculo deve ser transparente e ter sua aderência à realidade operativa constantemente monitorada. [Por exemplo, o lastro de energia não pode ter validade superior às hipóteses de caga, expansão da oferta, e parâmetros de aversão a risco.]
- Avaliar a criação de mecanismos de contratação de médio e longo prazo para os diversos atributos relevantes ao sistema de forma agnóstica à fonte, considerando, além das fontes convencionais, a resposta da demanda, baterias e agregação de recursos distribuídos (geradores virtuais) e demais recursos qualificáveis a cada serviço/produto especificado.

e) Redução de Subsídios e Promoção de Competição Isonômica:

- Criar plano de eliminação de subsídios que distorcem a competição entre diferentes fontes, criam efeitos em cascata através de subsídios cruzados secundários e incidência de impostos e oneram a economia.
- Promover os ajustes de mercado de forma a criar componentes de remuneração dos serviços prestados.
- Fomentar a implementação de programas e incentivos destinados à redução das barreiras na transição de trabalhadores entre diferentes mercados e indústrias.

f) Definição clara e objetiva de projetos que reduzam emissões:

- Definir posicionamento estratégico governamental através de política energética com posicionamento firme sobre a condução da transição energética. Definir os programas de incentivos, suas frentes de trabalho, fases, ritos de acompanhamento e mecanismos de *faseout* com visão de longo prazo e compromisso com o realismo e sustentabilidade do programa.
- Definir e atualizar de maneira transparente os critérios de avaliação para se classificar projetos e processos como “limpos”. Criar matriz de redução de emissões, poluição e contaminação.
- Dentro do plano de transição energética, criar incentivos e metas de redução de emissões e descontaminação para canalizar o fluxo financeiro de investidores e empresas interessadas transicionar sua cadeia produtiva e de consumo para projetos e recursos limpos.
- Criar programas de incentivos para as diversas camadas de consumo energético migrarem para camadas mais limpas.

5.4.4.2 Liberdade de Escolha do Consumidor

Um dos principais pilares da justiça é a liberdade. Portanto, a justiça energética só será possível em um contexto em que todos os consumidores tenham total liberdade para escolher seus fornecedores de energia. Esse pilar é crucial para promover uma competição justa entre a geração centralizada e a distribuída, tema central para uma equilibrada e sustentável expansão da geração. Neste contexto, a todos deve ser facultado o direito de escolher o seu fornecedor de energia elétrica ou de produzi-la de forma independente. Não obstante, o exercício desta faculdade não deve deixar custos para os demais; devemos observar sempre as causas dos custos no momento de alocá-los. E em um ambiente com o sinal econômico correto e competição isonômica, o planejamento passa a apoiar o mercado na identificação das necessidades de atributos sistêmicos e pode ser utilizado para recuperar nossa governança energética. A verdadeira competição que beneficia o consumidor é no preço de cada serviço prestado e não para escapar de alocações equivocadas de custos e subsídios.

Na situação atual, todos os subsídios e compensações de ineficiências regulatórias ou operativas são levadas para a tarifa final dos consumidores. Os consumidores residenciais

são os que mais sofrem com essas distorções. Neste contexto, criamos uma grande contradição, um sistema que produz e transmite a preços baixos, mas aloca ao consumidor mais vulnerável, o residencial, a tarifa mais cara dentre todos os consumidores. Essa bolha tarifária despertou uma ampla migração por parte dos grandes e médios consumidores para o ambiente livre para fugirem de tarifas ineficientes e oneradas por subsídios que já não deveriam mais existir. Na mesma esteira, o consumidor residencial, impossibilitado de realizar a mesma migração, passou a financiar um novo mercado paralelo de alocação de créditos da geração distribuída (GD) (STREET,2024) para mais detalhes). Como este mercado também contém subsídios cruzados, transferindo a conta do transporte e uso da rede aos demais, as margens geradas incentivaram um crescimento exponencial da GD, agravando a situação dos demais consumidores e gerando graves problemas nas redes de distribuição.

Além disso, o conjunto de subsídios conferidos à GD ofuscam os sinais locacionais e o serviço prestado pela rede de distribuição aos consumidores que injetam o excesso de geração solar durante o dia e retiram durante a noite. Por fim, o sistema que mantém debaixo do guarda-chuva regulado da distribuidora o serviço de comercialização da energia juntamente com o serviço de transporte (fio) produz um agravamento da situação. Isso ocorre porque à medida que os limites de migração são reduzidos, os consumidores que migram para o ambiente livre deixam os seus antigos fornecedores no mercado regulado e financiam novos empreendimentos de geração no mercado livre desnecessariamente. E assim, à base de muitos subsídios e um marco regulatório inadequado à nova realidade do setor, foi criada a maior sobre oferta de geração dos últimos anos.

É importante mencionar que a implementação das mudanças regulatórias propostas nesse documento, principalmente as que envolvem cortes de subsídios, é tarefa complexa do ponto de vista político e que necessita um novo pacto setorial. Não obstante, a abertura de mercado tem um grande apelo e ressoa politicamente, pois não existe ideia mais comovente e justa do que a da liberdade de escolha. Como a implementação da abertura de mercado implica em uma grande discussão setorial, que necessariamente falará sobre redistribuição de subsídios e contas a pagar, torna-se oportuno que este seja o momento para o novo pacto setorial. Neste novo pacto, as mudanças regulatórias serão trazidas como o caminho pelo qual a abertura de mercado poderá se dar de forma sustentável. Destacam-se as seguintes iniciativas neste âmbito:

a) Definição da governança, agenda e implementação do processo de abertura do mercado

- Incluir o tema e a agenda na política de governo e garantir a discussão técnica, blindando as decisões e pauta da possibilidade de viés unilateral e não técnico.
- Todas as decisões devem ser fundamentadas tecnicamente, balizadas contra benchmarks relevantes, ouvidas e chanceladas por banca isenta de experts nacionais e internacionais através de audiências públicas e ampla discussão com a sociedade, academia e indústria.

- O processo deve ser liderado pelo MME, que deve definir os comitês responsáveis, grupos de trabalho, metodologia de acompanhamento e uma agenda e cronograma públicos.
- Deve ser garantido o protagonismo das associações técnicas que representam os consumidores residenciais e a participação de pessoas com grande peso e conhecimento técnico, garantindo ampla diversidade e representatividade.
- Definir prazos razoáveis, limitados a no máximo 4 anos, e cronograma faseado de abertura e implementação das novas diretrizes.
- Utilizar como ponto de partida o conjunto de propostas técnicas elaboradas na Consulta CP33, sua forma de execução e governança e, sobretudo, as lições aprendidas nesse processo.

6 Conclusões

A Transição Energética – TE constitui a contribuição do setor energético para reduzir a concentração de gás carbônico, metano e outros gases causadores de efeito estufa – GEE, portanto responsáveis pelo aquecimento global. Complementa as demais ações de contenção dessas emissões, dentre as quais predominam, no país, aquelas devidas ao uso do solo, com destaque para o desmatamento, e a atividades agropastoris. A TE requer redução do consumo de combustíveis de origem fóssil bem como a retirada da atmosfera de parte desses gases já presentes. O custo dessa iniciativa mundial, da qual todos podem e precisam participar, justifica-se frente àquele da inação, cujas externalidades já não mais podem ser ignoradas.

O Brasil está comprometido com a TE, tanto pela sua urgente necessidade quanto pelas oportunidades que oferece. Em vista de sua matriz energética, metade da qual é constituída por oferta de energias de fontes renováveis, a situação do país é singularmente mais favorável do que a da maioria dos demais países. Essas fontes são predominantes na geração de energia elétrica e, nos transportes e na indústria, contribuem para reduzir a pegada de carbono destas atividades. Dado que a maioria das fontes renováveis podem ser afetadas por alterações do clima, já perceptíveis, o Brasil precisa atuar com prioridade e protagonismo na implementação da TE, para evitá-las.

Os governos de diversos países movimentam-se para moldar o futuro de tecnologias de energia limpa e combinar as suas políticas climáticas, de segurança energética e econômicas no sentido de aumentar a resiliência e a diversidade das cadeias de abastecimento, ao mesmo tempo que competem pelas oportunidades econômicas, a exemplo dos EUA, da União Europeia, do Japão, da Índia e da própria China. É indispensável que o Brasil integre esse esforço, tendo em conta seus recursos e oportunidades específicos, para minimizar sua dependência externa nessa área e evitar atrasos que prejudiquem sua competitividade no mercado internacional.

O país vive, no momento, intensa atividade voltada para a TE nas esferas governamentais, privadas e acadêmicas. O Grupo de Trabalho Desafios da Transição Energética da ANE identificou questões e oportunidades para a TE no país, bem como esboçou possíveis encaminhamentos de contribuições. As principais foram:

1. A necessidade urgente de coordenação das atividades governamentais e da sociedade civil, visando a harmoniosa e eficiente TE do país. Nesse sentido, o governo federal deverá implementar a Política Nacional de Transição Energética - PNTE, em articulação com outras iniciativas, como o Plano Clima e a Nova Indústria Brasil.
2. A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis ou combustíveis sintéticos carece de redução dos seus custos de produção e de ampliação de sua oferta. Subsídios deveriam ser limitados a segmentos específicos do mercado, como populações de baixa renda e custeados por créditos de carbono e recursos orçamentários.
3. No caso dos transportes em âmbito internacional, particularmente aéreo e marítimo, a utilização de combustíveis alternativos que demandam adaptação dos equipamentos exige a garantia de oferta mundial, o que extrapola o processo decisório do país.

4. A eletrificação dos transportes, particularmente o rodoviário, exige a implantação de ampla infraestrutura de recarga no território nacional.
5. A descarbonização na indústria (aço, cimento, alimentos etc.) requer investimentos de vulto na infraestrutura de produção e na redução de custos dos combustíveis alternativos ou da energia elétrica, mediante políticas de apoio à adaptação das indústrias e de eficiência dos fornecedores dos energéticos.
6. O incipiente mercado de carbono brasileiro ainda apresenta baixa demanda e liquidez, embora apresente grande potencial, em vista da ampla disponibilidade de fontes renováveis e experiência na captura e sequestro de carbono (CCS). Este se viabilizará na medida em que seu custo for inferior ao valor dos créditos de carbono. Uma legislação mais clara e diminuição da complexidade regulatória poderiam ajudar a deslançar esse mercado.
7. As novas infraestruturas de transporte e armazenamento constituirão um elemento crítico para a produção de eletricidade e hidrogênio com baixas emissões e para a gestão de CO2 devendo se investigar as possibilidades de reaproveitamento de infraestruturas existentes de combustíveis fósseis.
8. Há necessidade de se definir os montantes adequados para a expansão de geração eólica e solar, a fim de preservar a confiabilidade e a operação ótima do sistema, bem como a rentabilidade dos investimentos realizados.
9. Os fatores de confiabilidade assumem maior importância, dadas as incertezas da geração intermitente. É necessário lidar com os novos desafios de segurança e controle na operação elétrica, garantindo a estabilidade do sistema em condições de baixa inércia, o que requer novas tecnologias, tanto em hardware quanto em software.
10. Há necessidade de políticas que valorizem e induzam maior flexibilidade dos sistemas elétricos, desde o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional até sua operação.
11. Deve-se reconhecer o papel das tecnologias renováveis já comprovadas, como as usinas hidrelétricas – com reservatórios e reversíveis – na integração e balanceamento de níveis crescentes de energia eólica e solar, e remunerar os serviços que venham a prestar, além da geração de energia elétrica.
12. Como a TE também deve ser justa, inclusiva, acessível e sustentável, ele deve contemplar as populações que ainda não têm acesso à energia elétrica e demais modalidades de energia que atendam suas necessidades básicas, não se excluindo a concessão de subsídios para essa finalidade.
13. As mudanças climáticas em curso – aumento da temperatura, alterações nos regimes de precipitações, ventos e irradiações, e eventos climáticos extremos mais frequentes e intensos – já impactam o setor elétrico, em termos de sua produção e consumo de energia, bem como com danos à sua infraestrutura. Estes exigem estratégias de mitigação e adaptação, com foco em sistemas mais resilientes às mudanças do clima, incluindo seu financiamento.

14. A TE tem provocado e demandará transformações tecnológicas aceleradas em toda a economia, via descarbonização, descentralização e digitalização da rede, exigindo atualização dos marcos regulatórios vigentes.
15. É necessário considerar impactos devidos às fontes renováveis, numa perspectiva de seus ciclos de vida, tais como os causados por grandes reservatórios, poluição visual e sonora de geradores eólicos, energia e produtos químicos utilizados na produção de placas solares, o impacto de grandes plantações, o consumo de água para obtenção de hidrogênio por eletrólise.
16. É fundamental que o país crie políticas públicas para a descarbonização da economia, por meio de desenvolvimentos tecnológicos na indústria de energia e, ao mesmo tempo, condições para competir pelas oportunidades econômicas que a transição oferece para energias limpas e renováveis em diferentes mercados ao redor do mundo.
17. O sucesso da TE depende de se implementar um quadro regulatório que integre os diversos setores envolvidos. Há uma série de Projetos de Lei tramitando no Congresso Nacional, direta e indiretamente relacionadas à TE. Muitas envolvem resoluções totalmente contrárias à TE. Outros, mesmo propondo soluções aparentemente favoráveis, podem produzir resultados diferentes do esperado se não forem compatibilizadas com outras propostas em tramitação.
18. O Brasil conta com forte participação de fontes renováveis (cerca de 50%) em sua matriz energética e ainda maior (perto de 90%) contribuição de fontes renováveis para sua geração de energia elétrica. Portanto, o que constitui no presente uma vantagem, também representa um risco frente à mudança de clima, que poderá alterar a disponibilidade dessas fontes. Conclui-se, portanto, que interessa particularmente ao país que o esforço mundial para que as condições climáticas sejam mantidas seja bem-sucedido.

A implantação da TE no país é uma atitude positiva por incluir o Brasil dentro do esforço mundial de redução do aquecimento global, atendendo seus compromissos internacionais. Além disso, apresenta uma rara oportunidade de colocar o país em uma nova rota de desenvolvimento baseado em um processo de neointustrialização voltado para a exportação de produtos verdes, ou seja, aqueles produzidos sem ou com baixa emissão de GEEs.

7 Referências

- ABCP/SNIC, 2024, *Roadmap Net Zero*, Associação Brasileira de Cimento Portland e Sindicato Brasileiro da Indústria do Cimento, disponível em <http://snic.org.br/assets/pdf/neutralidade-carbono/apresentacao-roadmap-net-zero-V10.pdf>, acessado em 04/08/2024.
- ABEEólica. Boletim anual 2024. 2024. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/07/424-ABEEOLICA-BOLETIM-ANUAL-2024-DIGITAL-PT-V3.pdf>. Acesso em: 5 out. 2024.
- ABSOLAR. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 5 out. 2024.
- ALHELOU, H.H., HATZIARGYRIOU, N., Z.Y. Dong, Eds., *Power Systems Cybersecurity: Methods, Concepts, and Best Practices*, Springer 2023.
- ANEEL. Abertura de Tomada de Subsídios para o recebimento de contribuições sobre propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes e Anexos, Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/, 2021.
- ANEEL. Unidades com Geração Distribuída, disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>, acessada em 18/05/24.
- BHATTARAI, B.P., PAUDYAL, S. et al. Big Data Analytics in Smart Grids: State-of-the-Art, Challenges, Opportunities, and Future Directions, *IET Smart Grid*, 2: 141-154, 2019.
- BRASIL ESCOLA, “Impactos Negativos da Energia Eólica”, 3 de março 2023. <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/impactos-negativos-da-energia-eolica.htm#:~>, [disponível: 13 de outubro de 2024]
- Brasil Mineral, 2024, *De cada cinco carros vendidos no mundo em 2024, um será elétrico*, disponível em <https://www.brasilmineral.com.br/noticias/de-cada-cinco-carros-vendidos-no-mundo-em-2024-um-sera-eletrico>, acessado em 04/08/2024.
- BBC NEWS BRASIL, [bbc.com](https://www.bbc.com), edição de 3 outubro 2024 [consulta: 13/10/2024]
- CASTRO, D.S., FREITAS-GUTIERRES, L.F. Apontamentos sobre Segurança Cibernética no Setor Elétrico, 14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), November 12–15th, 2022.
- CASTRO, N., CÂMARA, L., MOSZKOWICZ, M. Reflexões sobre Impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil, Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 105, Gesel/UFRJ, 2021.
- CARBON CREDITS, Carbon Prices, disponível in <https://carboncredits.com/carbon-prices-today/>, acessado em setembro de 2024.
- CCEE. Conta Consumo de Combustíveis, 2024.
- CHOU, S.; LYRA, A.; MOURÃO, C.; DEREZYNSKI, C. et al. Assessment of climate change over South America under RCP 4.5 and 8.5 downscaling scenarios. *American Journal of Climate Change*, v. 3, p. 1-17, 2014.

CIGRE, SC-C2 Technical Brochure 833, Operating Strategies and Preparedness for System Operational Resilience”, Paris, abri, 2021.

COSTA, F. S.; DAMAZIO, J. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G. et al. Proposição de metodologia para o desenvolvimento e implantação de projetos de usinas hidrelétricas sob o conceito de usinas-plataforma. ISBN: 978-85-7650-550-1, e-papers, Rio de Janeiro, 2017.

DI SILVESTRE, M.L., FAVUZZA, S., SANSEVERINO, E.R., ZIZZO, G. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are Changing Key Power Infrastructures, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 93, pp. 483–498, 2018.

DINIZ, A. L.; COSTA, F. S.; MACEIRA, M. E. P.; SANTOS, T. N.; SANTOS, L. C.; CABRAL, R. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems: the case of Brazil. In: 20TH POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 2018. Proceedings of the 20th Power Systems Computation Conference. 2018.

EPE, 2024, *Balanço Energético Nacional (BEN)*, Relatório Síntese 2024, Ano base 2023, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf, acessado em 04/08/2024.

EPE. Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas: Revisão Bibliográfica, NT-016/2023-EPE-DEA-SMA, dezembro de 2023c.

EPE. Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN, Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0, 2023b.

EPE. Planejamento dos Sistemas Isolados - Ciclo 2023. 2023a.

EXAME, Hidrogênio Verde (H2V): o que é, qual o impacto e suas vantagens. Redação exame. Publicado em 12 de janeiro de 2024. Disponível em: <https://exame.com/esg/hidrogenio-verde-o-que-e-qual-o-impacto-e-suas-vantagens/> [acesso: 24 julho 2024]

FALCÃO, D.M. Impactos da Transição Energética nos Sistema de Energia Elétrica. In: A Lanterna - Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 69-82, 2024.

FALCÃO, D.M., TARANTO, G.N., Orgs. Impact of the Connections of Large-Scale Wind and solar Generation in the Brazilian Interconnected Power System, E-Papers, Rio de Janeiro, 2023. Disponível para download em https://www.e-papers.com.br/ produtos.asp?codigo_produto = 3469&promo=7.

Gamage, C., Iyer, N., Ramirez, K., 2024, *Steel Decarbonization Policy Levers*, Rocky Mountain Institute, disponível em https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2024/ 04/steel_policy_levers_report.pdf, acessado em 04/08/2024.

GOMES, P., MARTINS, N. Power System Resilience: Some Lessons Learned & Best Already Identified, and Other Proposed Measures to Improve the BIPS Perational Resilience, artigo C2-10932, Biental CIGRE, Paris, Agosto/2024.

GOMES, P., SANTOS, M.G. Brazilian Power System Operation under Extreme Operations Conditions : recent Examples and Proposals to face Future Challenges, artigo C2-10159, Bienal CIGRE, Paris, Agosto/2022

GONZALEZ-LONGATT, F.M., ACOSTA, M.N., CHAMORRO, H.R., RUEDA TORRES, J.L. Power Converters Dominated Power Systems. In: GONZALEZ-LONGATT, F.M and RUEDA TORRES, J.L. (eds). Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in Power Factory. Springer, 2021.

HARBY, A.; BOTTERUD, A.; BECKITT, A.; NIELSEN, N.; MIDDLETON, L. Main authors: Botterud, A.; O'Reilly, C.; Somani, A. Authors: Beckitt, A.; Kato, O.; Korpås, M.; MELO, A. C. G.; MIDDLETON, L.; SCHÄFFER, L. E.; TAREL, G. J.; VAGNONI, E.; VAUGHAN, D.; ZANI, C. Valuing flexibility in evolving electricity markets: current status and future outlook for hydropower. IEA HYDRO Annex IX // White Paper No 2. June 2021.

HELSETH, A.; MELO, A. C. G. Scheduling toolchains in hydro-dominated systems: evolution, current status and future challenges for Norway and Brazil. SINTEF Energy Research Technical Report, 2020-08-10, 2020.

HELSETH, A.; MELO, A.C.G.; PLOUSSARD, Q.M.; MO, B.; MACEIRA, M.E.P.; BOTTERUD, A.; VOISIN, N. Hydropower Scheduling Toolchains: Comparing Experiences in Brazil, Norway, and USA and Implications for Synergistic Research. Journal of Water Resources Planning and Management, Vol 149, No 7, 2023.

IEA, MME. Hydropower technology road map. Paris: International Energy Agency, 2012.

IEA. Hydropower special market report: analysis and forecast to 2030. Paris: International Energy Agency, 2021.

IEA. Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028. Paris: International Energy Agency, 2023.

IHA. Hydropower Sustainability Assessment Protocol, 2018. Disponível em: https://cdn.prod.website-files.com/64f9d0036cb97160cc26feba/64f9d0036cb97160cc270fc0_hydropower_sustainability_assessment_protocol_07-05-20.pdf. Acesso em: 5 out. 2024.

IHA. Hydropower Sustainability Assessment Protocol, November, 2010.

IPCC. Summary for policymakers. In: CLIMATE CHANGE 2014: Impacts, adaptation, and vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC AR5 - WGII. 2014.

IRENA. Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

JUSTINO, T. C.; MELO, A. C. G.; MACULAN, N.; MACEIRA, M. E. P. A multicriteria modelling to the long-term generation expansion planning considering greenhouse gas emissions. In: 30th European Conference on Operational Research (EURO2019), Dublin, Ireland. 2019.

KROPOSKI, B., HOKE, A. A Path to 100 Percent Renewable Energy: Grid-Forming Inverters will Give Us the Grid We Need Now, IEEE Spectrum, May 2024.

LIMA, J.W.M., MARENGO, J.A., ALVES, L.M. Vulnerabilidade do Setor Elétrico Brasileiro Frente à Crise Climática Global e Propostas de Adaptação, Sumário Executivo, Instituto ClimaInfo, São Paulo, 2023.

LOPES, E. G.; BRAGA, B. P. F.; CONEJO, J. G. L. SMAP – A simplified hydrologic model. Applied modeling in catchment hydrology. Water Resources Publications, p. 167-176, 1982.

MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G.; GARCIA, K. C.; DAMAZIO, J. M.; XAVIER, L. R.; JUSTINO, T. C.; SILVA, W. L.; TREISTMAN, F. Análise dos efeitos das mudanças climáticas no setor elétrico brasileiro em termos de mitigação e adaptação. In: XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos - SEPOPE 2018, Recife-PE, 2018a.

MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G.; PESSANHA, J. F. M.; CRUZ, C.; ALMEIDA, V. A.; JUSTINO, T. C. Combining monthly wind and inflow uncertainties in the stochastic dual dynamic programming – application to the Brazilian interconnected system. Energy Systems, v. 15, p. 1-22, 2023. DOI: 10.1007/s12667-023-00580-5.

MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G.; ZIMMERMANN, M. P. Application of Stochastic Programming and Probabilistic Analysis as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System. In: 19th Power Systems Computation Conference - PSCC 2016, Génova, 2016.

MACEIRA, M. E. P.; PENNA, D. D. J.; DINIZ, A. L.; PINTO, R. J.; MELO, A. C. G.; VASCONCELLOS, C. V.; CRUZ, C. B. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil – main features and improvements on the NEWAVE model. In: 20th Power System Computation Conference - PSCC2018, Dublin, 2018b.

MACEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMÁZIO, J. M.; MELO, A. C. G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system. In: 14th Power System Computation Conference – PSCC 2002, 2002, Sevilha, Espanha, jun. 2002.

MACPHERSON, K.; KENT, N.; TROUILLE, B. World Bank guidelines on climate change and natural disasters resilience for hydropower projects, Hydro 2017.

MCTI, 2022, *Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil*, 6ª Edição, disponível em <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/arquivos/6a-ed-estimativas-anuais.pdf>, acessado em 04/08/2024.

MELO, A. C. G. Editorial. In: A Lanterna - Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 2024.

MELO, A. C. G.; MACEIRA, M. E. P., ZIMMERMANN, M. P.; WOJCICKI, F.R., FRANKL, P., PHILIBERT, C. Hydropower Technology Roadmap – A Pathway for Doubling Hydroelectricity Production Worldwide by 2050. In: CIGRÉ Biannual Session, Paris, 2014.

MELO, A. C. G.; MACEIRA, M. E. P.; ZIMMERMANN, M. P.; WOJCICKI, F. R. Sustainable Development of Hydropower in Brazil-Technical and Institutional Aspects. In: CIGRÉ Biannual Session. Paris, 2012.

MELO, A. C. G.; RODRIGUES, A.; BATISTA, F. R. S.; MARZANO, L G B; MACEIRA, M. E. P. Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case. IEEE Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Boise, Idaho, USA, 24-28, June, 2018.

MELO, A. C. G.; ZIMMERMANN, M. P.; MACEIRA, M. E. P.; DAMAZIO, J. M. Challenges and outlook for the hydropower development in Brazil. The International Journal of Hydropower & Dams, London, v. 6, p. 42-50, December 2020.

MELO, A.C.G., HONDA, J.L., CARVALHO, A.R.D.; ZANI, C.R.; COSTA, G.B.; SILVA, M.J., CAXEIXA, P.J.V. Uma Proposta para Integração ao Sistema Interligado Nacional de Localidades Isoladas da Margem Direita do Baixo Amazonas. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, Manaus, Outubro 2023.

MME, CEPEL. Manual for Hydropower Inventory Studies of River Basins - 2007 Edition”. Technical Report. 2007. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/manual-de-inventario-hidroeletrico-de-bacias-hidrograficas/documentos>. Acesso em: 5 out. 2024.

MME/EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 5 out. 2024.

MUÑOZ, F.D., SUAZO-MARTÍNEZ, C., PEREIRA, E, MORENO, R. "Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile." *Energy Policy* 148, 2021.

ONS, Sumário Executivo PAR/PEL 2023, Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN, Ciclo 2024-2023, dezembro de 2023.

NAPOLI, Eric. Instalação de eólicas no mar pode afetar animais, diz Ibama. Disponível em <https://www.poder360.com.br/energia/instalacao-de-eolicas-no-mar-pode-afetar-animais-diz-ibama/>. [Acesso: 12 julho 2024]

ONS. O sistema em números. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 5 out. 2024.

ÓRIGO ENERGIA, “Impactos ambientais causados pelas fontes de energia – Energia Hidrelétrica”, 4 de março de 2021. <https://origoenergia.com.br/blog/consumo-consciente/impactos-ambientais-causados-pelas-fontes-de-energia>, [disponível: 12 julho 2024].

O TICKET VERDE, “Como as Fontes de Energia Impactam o Meio Ambiente? Hidrelétricas e a Inundação de Ecossistemas”, 1 de agosto de 2023. <https://oticketverde.com.br>>Desconto, [disponível: 10 julho 2024].

PORTAL SOLAR, “Impactos Ambientais da Energia Solar – Qual é o Impacto da Energia Fotovoltaica?”, <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-impactos-ambientais>. [disponível: julho de 2024].

RIBEIRO, L. , STREET, A., VALLADÃO, D, FREIRE, A.C., Barroso, L. "Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil." *Electric Power Systems Research* 220 (2023).

ROLIM, L., TOSHIOKA, F., Org. Marketplace Blockchain para Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente da Geração Distribuída, Synergia Editora, 2021.

SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L.; SABOIA, C. H.; CABRAL, R. N.; CERQUEIRA, L. F. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: the DESSEM model. *Electric Power Systems Research*, v. 189, p. 106709, 2020.

SEEG, 2023, *Análise das Emissões de Gases de Efeito Estufa 2023 e suas Implicações para as Metas Climáticas do Brasil 1970-2022*, disponível em <https://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2024/02/SEEG11-RELATORIO-ANALITICO.pdf>, acessado em 04/08/2024.

SILVA, W. L.; MACEIRA, M. E. P.; ROTUNNO FILHO, O. C. Numerical simulations of precipitation and streamflow in current climate and future projections to drainage areas of Brazilian hydroelectric plants. In: *Climate Research*, v. 79, p. 219-241, 2020.

SIQUEIRA, I.P., CASTRO, N., MOSZKOWICZ, M., CÂMARA, L. Segurança Cibernética do Setor Elétrico Brasileiro: Desafios Regulatórios e Tecnológicos, Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 103, Gesel/UFRJ, 2021.

STREET, A., "Repensando a gestão energética e o papel das fontes", Valor Econômico – Link Valor Econômico e Link PDF manuscrito, 23 de abril de 2024.

STREET, A., "Revolução no varejo elétrico desafia regulação", Valor Econômico – Link Valor Econômico e Link PDF manuscrito, 19 de junho de 2024.

TOLMASQUIM, M.T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, 2a Edição, Synergia Editora, 2015.

TRADING ECONOMICS, EU Carbon Permits, disponível em <https://tradingeconomics.com/eecxm:ind>, acessado em setembro de 2024.

UN, 2023, UN Climate Change Conference – COP 28, United Arab Emirates, disponível em <https://unfccc.int/cop28>, acessado em 04/08/2024.

VASCONCELOS, Edson Fernando. Avaliação dos Impactos Ambientais da Energia Eólica Offshore no Nordeste Brasileiro: Análise dos Possíveis Efeitos no Ecossistema Marinho Disponível em https://editorarealize.com.br/editora/ebooks/conedu/2023/GT14/TRABALHO_COMPLETO_EV185_MD5_ID20313_TB5478_10102023121350.pdf

Vasconcellos, Hygino. Produção de H2V tem Alto Consumo de Água e Energia. Disponível em <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/hidrogenio-verde/noticia/2023/12/07/producao-de-h2v-tem-alto-consumo-de-agua-e-energia.ghtml> [acesso: 24 setembro 2024].

VENTURA FILHO, A. Reflexões sobre os impactos da geração eólica e solar fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro. In: A Lanterna - Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 63-68, 2024.

ZIMMERMANN, M. P. Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro. Dissertação Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2007.

ZIMMERMANN, M. P., MELO, A. C. G.; MACEIRA, M. E. P. Transição Energética – A questão dos Sistemas Isolados da Amazônia. In: A Lanterna - Academia Nacional de Engenharia, Brasil, v.2, n.2, pp. 83-91, 2024.