



ESCOLA SUPERIOR DE CONSERVAÇÃO AMBIENTAL E SUSTENTABILIDADE

**OS (DES)CAMINHOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO ÂMBITO DA
MUDANÇA GLOBAL DO CLIMA**

Por

ANDRÉ BRAGA ESCADA

NAZARÉ PAULISTA, 2022



ESCOLA SUPERIOR DE CONSERVAÇÃO AMBIENTAL E SUSTENTABILIDADE

OS (DES)CAMINHOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO ÂMBITO DA MUDANÇA GLOBAL DO CLIMA

Por

ANDRÉ BRAGA ESCADA

COMITÊ DE ORIENTAÇÃO

**CLAUDIO VALLADARES PADUA
CARLOS AUGUSTO KLINK
DANIEL CAIXETA ANDRADE**

**TRABALHO FINAL APRESENTADO AO PROGRAMA DE MESTRADO
PROFISSIONAL EM CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE E DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL COMO REQUISITO PARCIAL À OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE**

**IPÊ – INSTITUTO DE PESQUISAS ECOLÓGICAS
NAZARÉ PAULISTA, 2022**

Ficha Catalográfica

Braga Escada, André

Os (des)caminhos do setor elétrico brasileiro no âmbito da mudança global do clima, 2022. 98 pp.

Trabalho Final (mestrado): IPÊ – Instituto de Pesquisas ecológicas

1. Mudança do clima
2. Setor elétrico
3. Planejamento energético
- I. Escola Superior de Conservação Ambiental e Sustentabilidade, IPÊ

BANCA EXAMINADORA

Nazaré Paulista, 15 de junho de 2022

Prof. Dr. Claudio Valladares Padua

Prof. Dr. Eduardo Humberto Ditt

Prof. Dr. Carlos Augusto Klink

A transformação não é algo que se espera para um futuro longínquo, como sugeria a ideia de revolução, mas se dá em tempo presente: começa com a transformação da subjetividade e das relações interpessoais, das práticas cotidianas. Trata-se da prefiguração, embora sempre incompleta, da sociedade desejada.

Miriam Lang, em “Descolonizar o Imaginário”

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais pelo suporte e apoio nesta jornada.

Agradeço também aos meus orientadores, Claudio Padua, Carlos Klink e Daniel Caixeta, por ressignificar em mim o ambiente acadêmico como um ambiente de trocas e a relação professor-aluno como uma relação amistosa, assim como os colegas e professores com quem tive o prazer e o privilégio de dividir a sala de aula da ESCAS.

Por fim, agradeço a todos aqueles que acreditam na transformação e lutam diariamente pela conservação e mudanças climáticas no Brasil, em especial em momentos políticos tão críticos quanto os de hoje.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	v
LISTA DE FIGURAS	4
RESUMO	8
ABSTRACT	10
1. INTRODUÇÃO.....	12
2. OBJETIVOS	12
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
3.1 - Energia e economia: as relações sociedade-energia e o novo regime energético no Antropoceno.....	13
3.1.1 – A era da energia solar	13
3.1.1.1 – Caçadores-coletores	13
3.1.1.2 – Sociedades agrárias	14
3.1.2 – A era dos combustíveis fósseis	15
3.1.2.1 – Sociedades industriais	15
3.1.2.2 – Sociedades pós-industriais	17
3.2 – Energia elétrica e a mudança global do clima	21
3.3 – Geração hidrelétrica e mudança global do clima	23
3.4 – Setor elétrico brasileiro e a mudança global do clima.....	26
4. MATERIAIS E MÉTODOS	37
4.1 – Região Hidrográfica do Paraná.....	37
4.2 – Modelos e cenários climáticos	40
4.3 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2030	41
4.4 – Plano Nacional de Energia 2050.....	42
4.5 – Planejamento dos países selecionados e roadmap Agência Internacional de Energia	42
5. ROADMAP AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA	43
6. O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DOS PAÍSES SELECIONADOS	49
6.1 – África do Sul	49
6.2 – Chile.....	53
6.3 – China	57
Figura 16: Participação de fontes renováveis na geração de eletricidade na China	58

6.4 – Estados Unidos da América (EUA)	60
6.5 – União Europeia	63
6.6 – Lições aprendidas.....	65
Figura 19: Participação de fontes de baixa emissão de carbono na matriz elétrica dos países	67
7. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL.....	67
7.1 – A necessidade da inclusão de riscos climáticos no planejamento energético nacional	67
7.2 – O que diz o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030?	75
7.3 – O que diz o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050?.....	79
7.4 – O planejamento energético nacional e a mudança global do clima	81
8. CONCLUSÕES	85
9. REFERÊNCIAS.....	87

LISTA DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>página</u>
Figura 1: Crescimento da população global, consumo energético global e produtividade global durante o Holoceno e Antropoceno	17
Figura 2: Variação em indicadores globais do Sistema terrestre	18
Figura 3: Consumo mundial de energia primária por fonte	19
Figura 4: Geração global de eletricidade por fonte	22
Figura 5: Emissões globais de CO ₂ oriundas da geração de eletricidade e calor	23
Figura 6: Matriz elétrica brasileira em 2020	27
Figura 7: Proporção da geração hidrelétrica de usinas em operação por bacia hidrográfica em 2018.....	28
Figura 8: Curvas de geração mensal de energia hidrelétrica e térmica em comparação ao PLD mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	31
Figura 9: Histórico de emissões de tCO _{2eq} da geração de energia elétrica e montante total de energia gerado.....	33
Figura 10: Histórico da Energia Natural Afluyente (ENA) anual no Sistema Interligado Nacional (SIN)	34
Figura 11: Região Hidrográfica do Paraná	38
Figura 12: Geração hidrelétrica na região hidrográfica do Paraná	39
Figura 13: Reduções das emissões de CO ₂ por setor no caminho apontado pela AIE.....	45
Figura 14: Evolução da matriz elétrica global até 2050 em GW.....	47
Figura 15: Matriz elétrica da África do Sul em 2030.....	52
Figura 16: Geração elétrica no Chile por fonte entre 1996 e 2020 (GWh)	54
Figura 17: Projeção da geração elétrica no Chile entre 2020 e 2050	56
Figura 18: Participação de fontes renováveis na geração de eletricidade na China	58
Figura 19: Adições e descontinuidades anuais na geração elétrica anual nos EUA no cenário de referência	61

Figura 20: Consumo de energia por fonte nos EUA no cenário de referência	62
Figura 21: Participação de fontes de baixa emissão de carbono na matriz elétrica dos países	67
Figura 22: Diferença entre a média de precipitações na Região Hidrográfica do Paraná projetadas com os modelos climáticos HadGEM2-ES/Eta no cenário RCP4.5 e a média do período histórico (1961 a 1990).....	71
Figura 23: Diferença entre a média de precipitações na Região Hidrográfica do Paraná projetadas com os modelos climáticos HadGEM2-ES/Eta no cenário RCP8.5 e a média do período histórico (1961 a 1990).....	72
Figura 24: Variação entre a média de precipitações projetadas no cenário RCP4.5 e a média histórica (1961 a 1990)	73
Figura 25: Variação entre a média de precipitações projetadas no cenário RCP8.5 e a média histórica (1961 a 1990)	74
Figura 26: Variação da capacidade instalada por tecnologia em 2020 e no cenário de referência em 2030 em GW.....	76
Figura 27 (esquerda): Representatividade da capacidade instalada por tecnologia na matriz elétrica brasileira em 2020	77
Figura 28 (direita): Representatividade na capacidade instalada por tecnologia na matriz elétrica brasileira no cenário de referência em 2030	77
Figura 29: Pontos de destaque das diferenças entre o planejamento energético nacional e o <i>roadmap</i> da AIE	83

LISTA DE ABREVIACOES

AIE	Agência Internacional de Energia
AR5	<i>Fifth Assesment Report</i>
AR6	<i>Sixth Assesment Report</i>
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono
CMIP5	<i>Coupled Model Intercomparison Project 5</i>
EGD	<i>European Green Deal</i>
EIA	Administração de Informação Energética
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
GCM	General Circulation Model
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
IEP	Plano Integrado de Energia
INPE	Instituto de Pesquisas Espaciais
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IRP	Plano Integrado de Recursos
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PCBr	Projeções Climáticas no Brasil
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
RCP	Representative Concentration Pathway
REDDII	<i>Renewable Energy Directive</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNM	Sistema Nacional de Meteorologia
UE	União Europeia
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

RESUMO

Resumo do Trabalho Final apresentado ao Programa de Mestrado Profissional em Conservação da Biodiversidade e Desenvolvimento Sustentável como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre

OS (DES)CAMINHOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO ÂMBITO DA MUDANÇA GLOBAL DO CLIMA

Por
ANDRÉ BRAGA ESCADA

Maio, 2022

Orientadores: Prof. Dr. Claudio Valladares Padua, Prof. Dr. Carlos Augusto Klink e Prof. Dr. Daniel Caixeta Andrade

O setor energético é, atualmente, responsável por cerca de 75% das emissões de gases de efeito estufa no mundo. No âmbito da mudança global do clima, uma nova transição energética rumo a matrizes renováveis coloca-se como fundamental. Em tal contexto, a Agência Internacional de Energia (AIE) desenhou um dos possíveis, porém desafiadores, caminhos para que se atinja a emissões líquidas zero de CO₂ em 2050. A incorporação de critérios referentes à mudança global do clima no planejamento energético e elétrico de países selecionados já é uma realidade. Em alguns casos, o planejamento energético é, inclusive, englobado no planejamento climático nacional.

Para que se avalie a ambição climática no planejamento do setor elétrico brasileiro, dependente das precipitações dada a significativa presença de fontes hídricas na matriz, pode-se consultar dois dos principais documentos de referência do setor, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 e o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, em comparação com o caminho apontado pela AIE e com o planejamento de países selecionados. Em paralelo, a análise de projeções de precipitação por modelos climáticos na principal região hidrográfica do país ao setor fornece insumos que reforçam o argumento da necessidade da inclusão de cenários de baixa hidrologia no planejamento do setor elétrico brasileiro, bem como a alteração da

estratégia operacional dos reservatórios das hidrelétricas, de modo que sirvam como baterias do sistema e forneçam complementação de potência à renováveis intermitentes, como solar e eólica, de modo a impulsionar a expansão de tais fontes.

O presente trabalho executou a análise da ambição climática do planejamento do setor elétrico brasileiro, tendo como referências o relatório da AIE “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”, bem como o planejamento energético dos países selecionados, as projeções de precipitação na Região Hidrográfica do Paraná nos cenários climáticos RCP4.5 e RCP8.5 com os modelos HadGEM2-ES e Eta e os documentos PDE 2030 e PNE 2050.

Com isso, notou-se insuficiência e incoerência no planejamento do setor elétrico brasileiro frente à urgência da mudança global do clima, tanto em termos teóricos quanto práticos. Ao caminhar na contramão da transição energética e associar o setor elétrico ao setor de óleo e gás, sem mudanças estruturais no planejamento e operação do setor, o Brasil perde uma oportunidade de pioneirismo na agenda da transição energética global e direciona-se a uma matriz mais poluente.

ABSTRACT

Abstract do Trabalho Final apresentado ao Programa de Mestrado Profissional em Conservação da Biodiversidade e Desenvolvimento Sustentável como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre

THE (MIS)PATHS OF THE BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR IN THE FRAMEWORK OF GLOBAL CLIMATE CHANGE

By

André Braga Escada

May, 2022

Advisors: Prof. Dr. Claudio Valladares Padua, Prof. Dr. Carlos Augusto Klink e Prof. Dr. Daniel Caixeta Andrade

The energy sector is currently responsible for about 75% of greenhouse gas emissions in the world. In the context of global climate change, a new energy transition towards renewable matrices is essential. In this context, the International Energy Agency (IEA) designed one of the possible, but challenging paths to achieve zero net emissions of CO₂ in 2050. Incorporating criteria related to global climate change in energy and electrical planning in global power countries is already a reality. In some cases, energy planning is even included in national climate planning.

To assess the climate ambition in planning the Brazilian electricity sector, dependent on precipitations due to the relevance of hydropower in the matrix, two of the sector's primary reference documents can be consulted, the 2030 Decennial Energy Expansion Plan (PDE) and the 2050 National Energy Plan (PNE) in comparison with the path indicated by the IEA and with the planning of selected countries. In parallel, the analysis of precipitation projections by climate models in the main hydrographic region of the country for the sector provides inputs that reinforce the argument for the need to include low hydrology scenarios in the planning of the Brazilian electricity sector, as well as the change in the operational strategy of hydroelectric reservoirs, so that they serve as

system batteries and provide power supplementation to intermittent renewables, such as solar and wind, to drive the expansion of such sources.

The present thesis analyzed the climate ambition of the Brazilian power sector planning based on the IEA report “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”, the electric sector planning of selected countries, the precipitation projections of the Paraná Hydrographic Region using climate scenarios RCP4.5 and RCP8.5 under the climate models HadGEM2-ES and Eta and the documents PDE 2030 and PNE 2050.

Thus, there is insufficiency and inconsistency in the planning of the Brazilian electricity sector given the urgency of global climate change, both theoretically and practically. By going against the energy transition and associating the electricity sector with the oil and gas sector, without structural changes in the planning and operation, Brazil misses an opportunity to pioneer the global energy transition agenda and moves towards a more pollutant electric sector.

1. INTRODUÇÃO

A transição para um novo regime energético mostra-se como elemento chave no contexto do Antropoceno, cuja complexidade representa uma possível ameaça à continuidade do desenvolvimento das civilizações humanas e a própria existência do ser humano como espécie (Steffen et al., 2011). A transição energética para uma economia de baixo carbono traz consigo grandes desafios, assim como oportunidades para países em desenvolvimento como o Brasil - em especial pela composição da matriz energética nacional -, rumo a um novo regime energético centrado nas fontes renováveis (Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

Nesse contexto, a Agência Internacional de Energia publicou um guia de um possível, porém desafiador, caminho para atingir emissões líquidas zero de CO₂ em 2050 voltado ao setor de energia, chamado “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”. A análise de tal documento, juntamente ao planejamento energético de grandes economias mundiais e os documentos de planejamento do setor energético do Brasil, Plano Decenal de Energia 2030 e Plano Nacional de Energia 2050, permitem a análise de coerências e incoerências nos caminhos do desenvolvimento trilhados ao planejamento energético nacional frente ao caminho indicado pela AIE e a complexidade climática e urgência do Antropoceno.

Ao somar-se na análise projeções de cenários climáticos com uso de modelos climáticos globais e regionais, pode-se avaliar a necessidade de mudanças estruturais no setor elétrico e energético brasileiro em decorrência da variação do perfil de precipitações na principal Região Hidrográfica ao setor elétrico nacional, a Região Hidrográfica do Paraná, uma vez que o setor é consideravelmente dependente da geração hidrelétrica, responsável por mais de 65% da energia gerada no país em 2020.

2. OBJETIVOS

O objetivo geral do presente trabalho é a análise crítica da ambição climática no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

Objetivos específicos:

- I. Análise da consideração da mudança global do clima nos documentos de planejamento da expansão do setor elétrico PDE 2030 e PNE 2050 frente ao contexto global de transição energética.
- II. Quantificação da variação na média das precipitações na região hidrográfica do Paraná nos cenários de mudança global do clima RCP4.5 e RCP8.5 como um exemplo para sustentar a necessidade da incorporação dos riscos oriundos da mudança global do clima como centrais no planejamento do setor elétrico brasileiro.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 - Energia e economia: as relações sociedade-energia e o novo regime energético no Antropoceno

Pode-se segmentar as eras da energia solar, das origens da humanidade até meados de 1750, e a dos combustíveis fósseis, a partir de 1750, em quatro grandes períodos, sendo o período da sociedade dos caçadores-coletores, caracterizado pelo uso do fogo, e das sociedades agrárias, caracterizado pelo surgimento e desenvolvimento da agricultura e técnicas agrícolas, alocados dentro da era da energia solar, enquanto o das sociedades industriais, marcado pelo carvão mineral, e o da sociedade pós-industrial, a partir de 1950, encontram-se alocados na era dos combustíveis fósseis (Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

Apesar da dificuldade da estimativa de uma data de início do Antropoceno, alguns estudos apontam o ano de 1800 como o marco inicial (Steffen et al., 2011), enquanto outros usam como base o ano de 1950 (Syvitski et al., 2020). Trata-se de um período no qual as forças antrópicas interferem nos sistemas planetários com maior intensidade do que as forças não antrópicas (Marques Filho 2020, p. 461).

3.1.1 – A era da energia solar

3.1.1.1 – Caçadores-coletores

No período entre cerca de 1,5 milhão à 12.000 anos atrás, os caçadores-coletores desenvolveram a habilidade de fabricação de ferramentas de pedra e domínio do uso

do fogo para fins produtivos (Steffen et al., 2011; Valavanidis e Vlachogianni, 2013). A domesticação do fogo ao longo de milhares de anos e com diversas etapas, desde o cozimento de alimentos até a caça e a modificação do meio natural, moldou as sociedades da época, tornando-as mais produtivas (Valavanidis e Vlachogianni, 2013). Com o uso do fogo, a humanidade intensificou a modificação dos ambientes nos quais estavam inseridos, o que possibilitou maior proteção e adaptação a ambientes distintos e a abertura de áreas de caça e exploração, que culminou na expansão territorial para além do continente africano (Froestad e Shearing, 2017; Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

O uso do fogo é visto como o primeiro passo civilizatório da história, uma vez que demandava organização coletiva para atividades como coleta e armazenamento adequado da madeira, constante alimentação do fogo e expansão das atividades humanas para além das horas do dia (Froestad e Shearing, 2017; Valavanidis e Vlachogianni, 2013). O desenvolvimento da linguagem está atrelado a tal período e relacionado as práticas sociais centradas no uso do fogo, que proporcionou também o desenvolvimento cerebral (Froestad e Shearing, 2017). Após isso, teve-se, também, o desenvolvimento da linguagem escrita, expandindo a possibilidade de compartilhamento de conhecimento entre gerações (Steffen et al., 2011).

Sendo assim, o fogo era central nas sociedades caçadoras-coletoras e o ser humano era o único animal no planeta com a habilidade de manipulá-lo, o que alterou o relacionamento entre ser humano e demais espécies (Valavanidis e Vlachogianni, 2013). As mudanças causadas pelo ser humano no ambiente nessa época fundamentavam-se em aumento do bem-estar, como melhores condições para caça e coleta de alimentos, sem mudanças significativas nos ecossistemas (Steffen et al., 2011). A principal fonte de energia era a queima de madeira, a força humana, e, raramente, uso de força animal (Syvitski et al., 2020)

3.1.1.2 – Sociedades agrárias

Há cerca de 12.000 anos iniciou-se o período Neolítico, marcado pelo surgimento da agricultura, suscitada pela estabilidade climática do Holoceno, que se iniciava no mesmo período. A agricultura representou a apropriação da energia solar armazenada

nas plantas transformada em energia química pelo processo da fotossíntese, além da possibilidade de armazenamento de sementes e excedente de alimentos produzidos. Registra-se, também, em tal período o início da domesticação de animais (Valavanidis and Vlachogianni, 2013).

As civilizações da época deram início a uma revolução tecnológica. Com uso da combustão, novas ferramentas foram forjadas com materiais como madeira, pedras e argila. Com o passar do tempo, o controle da intensidade do fogo possibilitou a manipulação do cobre e outros metais. O desenvolvimento de inovações, melhores práticas agrárias e técnicas como a irrigação e uso de força animal deram-se ao decorrer do período em diversas civilizações, assim como o comércio e trocas de produtos agrários (Froestad e Shearing, 2017; Valavanidis e Vlachogianni, 2013). Em decorrência da maior produtividade da terra, segurança alimentar, higiene e organização social, a população humana aumentou, chegando a 450 milhões de habitantes em 1340 (Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

Entre os anos 1100 e 1500, o uso dos recursos naturais intensificou-se de tal modo na Europa Ocidental que o desmatamento se tornou o principal problema ambiental na época, com conseqüente escassez de madeira, usada para diversos fins - como a construção de veleiros de madeira para colonizações e tráfico de escravos, assim como abertura de áreas para agricultura e usos energéticos, dentre outros. A forte intensificação do desmatamento em meados de 1250 resultou, em meados de 1500, em uma crise nutricional na região devido à perda de biodiversidade - declínio de espécies caçadas pelos seres humanos -, juntamente com uma crise energética pela redução na disponibilidade de lenha (Valavanidis e Vlachogianni, 2013). A queima de madeira, força humana e força animal seguiam como as principais fontes de energia da época (Syvitski et al., 2020).

3.1.2 – A era dos combustíveis fósseis

3.1.2.1 – *Sociedades industriais*

O fim do regime energético marcado pela agricultura dá-se em meados de 1750, com o advento da Revolução Industrial em 1760, marcada pela transição energética

revolucionária com o uso do carvão mineral, até cerca de 1950. Até então, a economia global centrava-se majoritariamente na exploração de recursos encontrados na superfície terrestre, com as necessidades energéticas e materiais das sociedades da época sendo supridas por uma economia de base orgânica, limitada pela capacidade social de exploração da energia provida pelo Sol (Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

Com a transição da principal fonte energética explorada pelo homem da biomassa para os combustíveis fósseis - energia solar acumulada pelo processo de fotossíntese estocada no solo há milhões de anos (Steffen et al., 2011, Marques Filho 2020, p. 314–315), a Revolução Industrial representou uma mudança de paradigma na relação sociedade-energia. O carvão caracterizava-se pelo relativo fácil acesso, baixo custo e alta densidade energética, além da facilidade de transportá-lo, o que proporcionou um aumento considerável no consumo energético (Steffen et al., 2011; Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

Terras previamente utilizadas para fins energéticos foram disponibilizadas a usos como, por exemplo, a criação de animais (Brand e Wissen 2021, p. 134-135). Com início na indústria têxtil na Inglaterra, o uso expressivo de carvão impactou o setor industrial e transformou também a vida doméstica (Valavanidis e Vlachogianni, 2013). Máquinas e locomotivas a vapor, gerado pela queima de carvão, ocasionaram uma reestruturação social e física com a movimentação de pessoas, energia e informação.

Em meados de 1800, com a descoberta da eletricidade, teve-se uma nova transformação nas sociedades humanas. Uma das principais formas de geração de eletricidade era, na época, o uso do potencial gravitacional de quedas d'água. Ainda assim, os combustíveis fósseis eram as principais fontes para geração de energia, com inserção de óleo e gás, mas manutenção da hegemonia do carvão, e moldaram-se como definidores dos caminhos do desenvolvimento da civilização industrial (Froestad e Shearing, 2017; Syvitski et al., 2020, Brand e Wissen 2021, p. 134-135).

Após 1850, observa-se um notório crescimento na produtividade e demanda energética global como consequência do rompimento de diversas barreiras tecnológicas, bem como um crescimento populacional sem precedentes, como visto na Figura 1 (Syvitski et al., 2020).

Em meados do século XIX, o carvão atingiu seu patamar máximo de relevância como fonte energética, com um salto na produção mundial de 80 milhões de toneladas em 1850 para 1,3 bilhão em 1914 (Brand e Wissen 2021, p. 141). Após a Primeira Guerra Mundial, a disseminação do uso de veículos e da eletricidade elevou a demanda energética no mundo (Valavanidis e Vlachogianni, 2013).

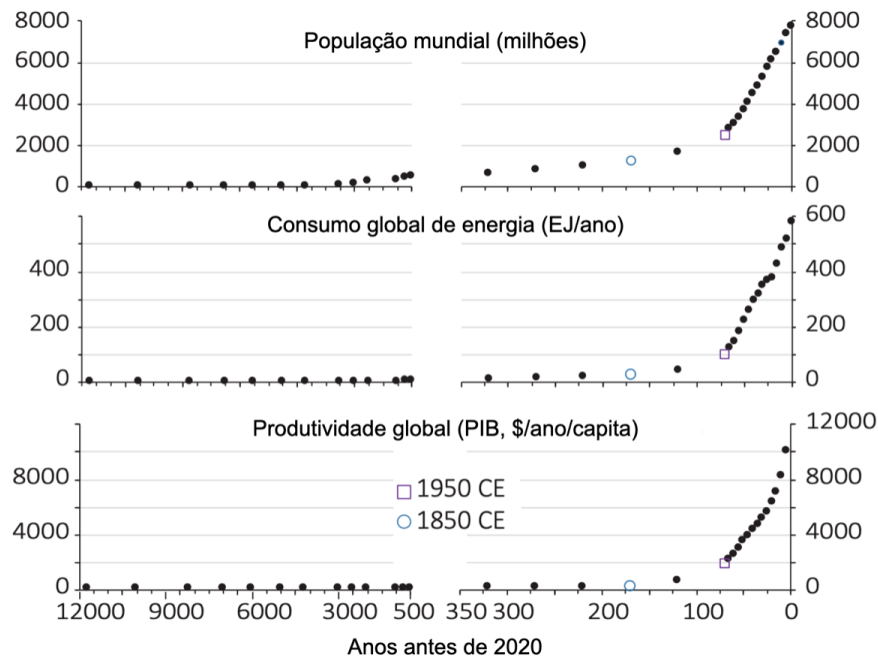


Figura 1: Crescimento da população global, consumo energético global e produtividade global durante o Holoceno e Antropoceno

Fonte: Adaptado de Syvitski et al., 2020

3.1.2.2 – Sociedades pós-industriais

Em 1945, após a Segunda Guerra Mundial, inicia-se uma nova etapa na relação sociedade-energia. Em tal período, o uso majoritário do carvão mineral foi substituído pelo petróleo - que, em meados de 1960, passou a ser a fonte energética mais utilizada no mundo, apesar de ser uma fonte de grande relevância atualmente, responsável por mais de 30% do consumo de energia primária, como ilustra a Figura 3 (Valavanidis e Vlachogianni, 2013). Tal etapa, conhecida como a Grande Aceleração, foi marcada pelo salto exponencial em indicadores de atividades humanas nos ecossistemas a partir de meados de 1950, como ilustrado nas Figuras 2 e 3, que evidenciam um

rompimento da variabilidade natural do Holoceno. Entre 1950 e 2000, a população mundial saltou de cerca de 3 para 6 bilhões de habitantes, com maior expectativa de vida em decorrência de avanços sociais e da medicina (Syvitski et al., 2020), enquanto o crescimento econômico registrado na época foi de cerca de 15 vezes. O período caracteriza-se, também, pelo grande êxodo rural (Steffen et al., 2011).

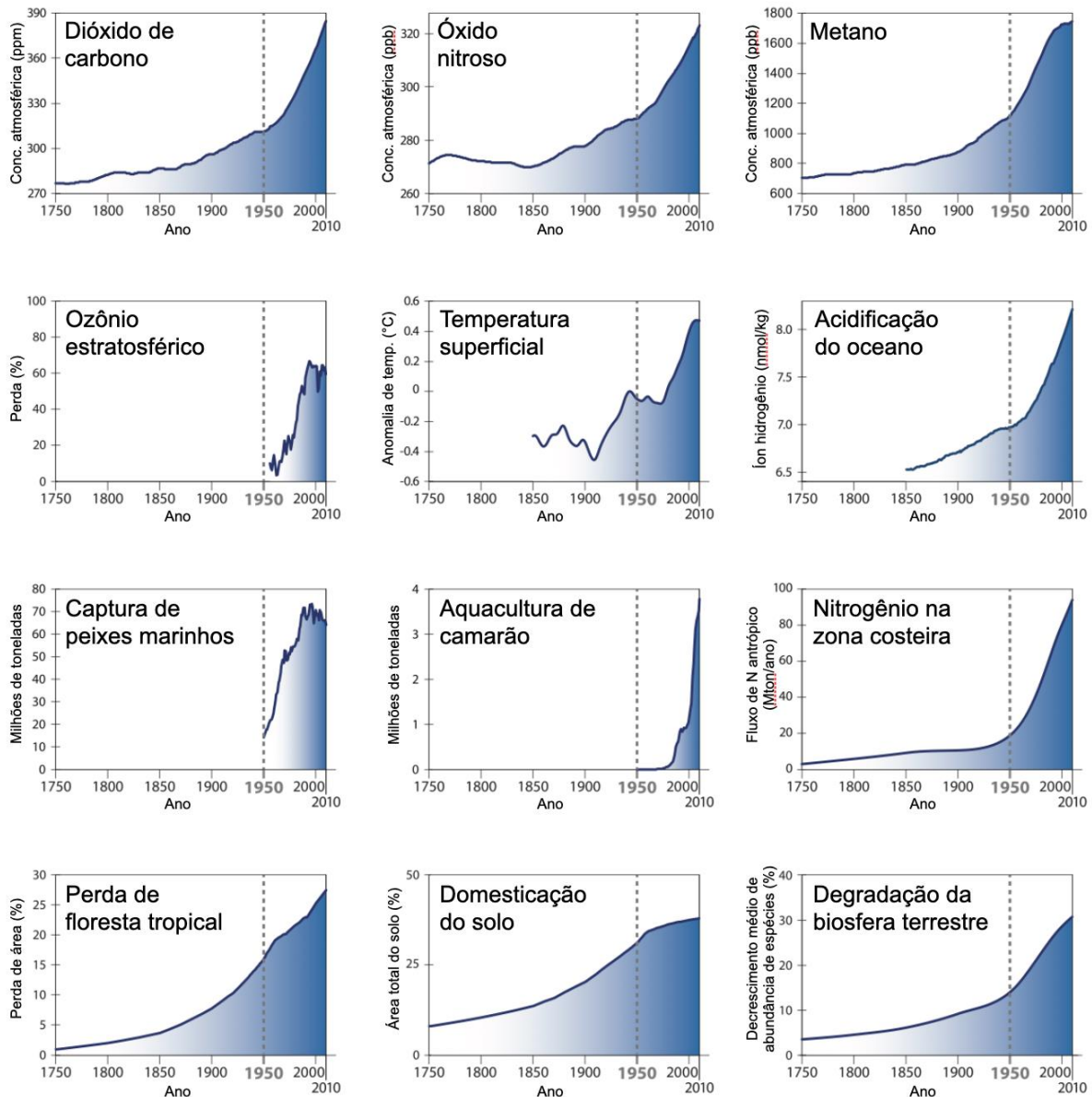


Figura 2: Variação em indicadores globais do Sistema terrestre

Fonte: Adaptado de Steffen et al., 2015

Com a ascensão do neoliberalismo econômico, liderado pelos EUA, o fluxo de capital e comercialização de produtos e commodities entre países intensificou-se e o crescimento econômico tornou-se um imperativo no âmbito do desenvolvimento. Em paralelo, as tecnologias oriundas da guerra foram inseridas na sociedade, assim como a agricultura de escala industrial, que traz consigo processos como a grilagem de terras e conflitos com a produção sustentável e de pequena escala (Steffen et al., 2011; Syvitski et al., 2020, Brand e Wissen 2021, p. 169-171).

Durante a Grande Aceleração, a concentração de CO₂ na atmosfera saltou de 311 partes por milhão (ppm) para 369 ppm entre 1950 e 2000, e 420 ppm em maio de 2022, em grande parte devido a atividade de países membros da OCDE. Entre 1800 e 2000, o consumo de energia aumentou em cerca de 40 vezes, com crescimento econômico de cerca de 50 vezes (Steffen et al., 2011). A Figura 3 ilustra a evolução do consumo de energia primária no mundo por fonte entre 1800 e 2019.

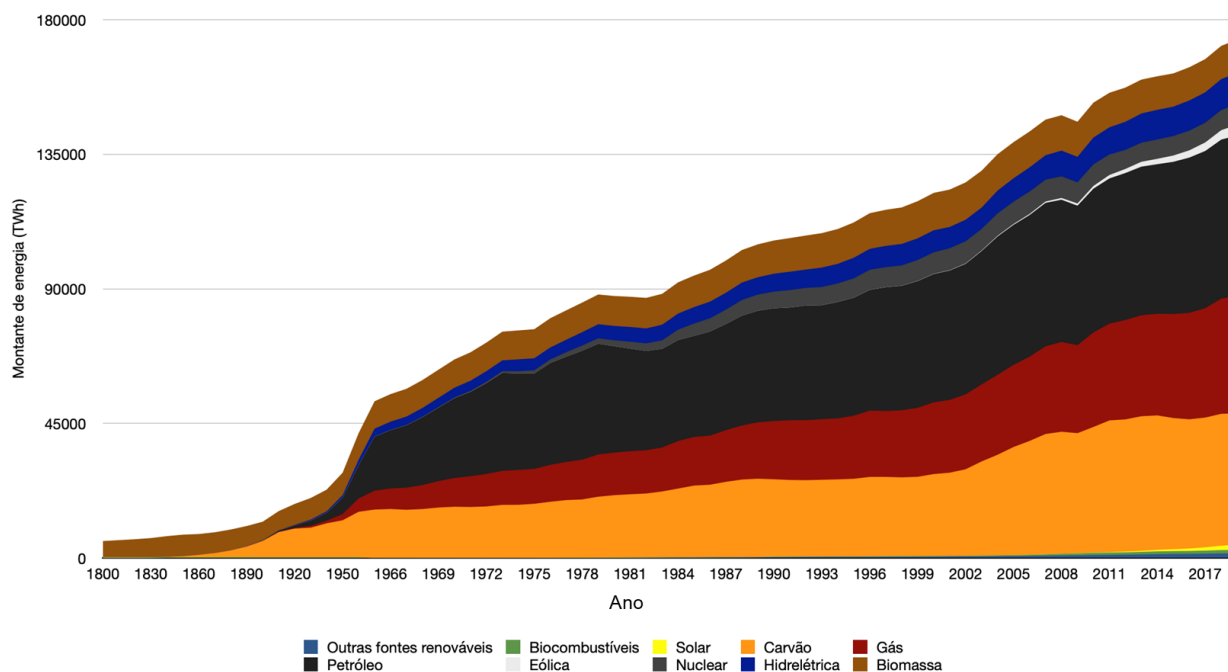


Figura 3: Consumo mundial de energia primária por fonte

Fonte: Our World in Data (2021)

Após 1950, o consumo energético intensificou-se a ponto de 60% de toda energia produzida pela humanidade na história ter sido consumida a partir de tal ano. No total, 21,7 ZJ de energia foram consumidos em um intervalo de cerca de 70 anos, montante

superior ao consumo de todo o Holoceno, com um total estimado próximo a 14,6 ZJ ao longo de cerca de 12.000 de anos (Syvitski et al., 2020).

Na teoria econômica neoclássica, associou-se a energia como uma fonte inesgotável de recursos, que poderia ter problemas de abastecimento resolvidos com o desenvolvimento tecnológico. Não se vê limitações ecossistêmicas para o crescimento econômico, já que se entende que não há limites para avanços tecnológicos no que se refere ao aumento da eficiência do uso de recursos naturais. A externalização dos impactos ambientais e a desconsideração da finitude de recursos naturais e energéticos coloca a economia em um sistema externo à biosfera. Ao considerar que mecanismos de mercado equilibram a escassez de recursos - alta demanda de um recurso implicaria elevação de preço e conseqüente substituição por outro de maior abundância -, não se considera que os serviços ecossistêmicos essenciais não são substituíveis pelo capital (Costanza e Daly, 1987, Romeiro, 2012). Tal pensamento econômico, de relação utilitarista entre sociedade e natureza, levou a liberação na atmosfera de grandes quantidades de carbono estocadas há milhões de anos em um curto intervalo de tempo (Froestad e Shearing, 2017, Brand e Wissen 2021, p. 154).

A desigualdade econômica e a desproporcionalidade na apropriação de recursos naturais entre países do Sul e Norte global é outro fator relevante a se considerar no desenho das alternativas ao desenvolvimento no contexto do Antropoceno - embora os países ricos sejam os maiores responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa, os países pobres são os mais vulneráveis a sofrer as conseqüências mais severas do desequilíbrio climático (Steffen et al., 2011, Brand e Wissen 2021, p. 162).

A abordagem da economia ecológica, ao compreender o sistema econômico como um subsistema inserido na biosfera, sendo também um processo físico sujeito às leis da termodinâmica, acrescenta ao debate um passo sólido para o desenvolvimento verdadeiramente sustentável no contexto do Antropoceno. O uso dos recursos naturais apresenta um limite de eficiência imposto pela segunda lei da termodinâmica, que afirma que a entropia de um sistema sempre aumenta após um processo irreversível. Em outras palavras, uma parcela da energia transferida ao sistema após tal processo é transformada em energia não disponível para uso. Combinada com a primeira lei da termodinâmica, que enuncia que a energia é constante em um sistema fechado no qual

nada se cria e nada se perde, tudo se transforma, explicita que o crescimento econômico ilimitado não se sustenta em um planeta com recursos finitos, já que não se pode aumentar indefinidamente a produção energética. Os limites de tal subsistema encontram-se na fronteira da resiliência ecossistêmica, que é a capacidade de um sistema sofrer alterações e retornar ao mesmo estado após determinado tempo, ou seja, persistir. Dessa forma, a economia deve operar dentro de tais limites e internalizar a responsabilidade ambiental de suas atividades (Costanza e Daly, 1987, Romeiro, 2012).

A eletrificação das sociedades pós-industriais centrada nas fontes renováveis de energia é vista como uma alternativa para a construção de uma civilização sustentável no contexto do Antropoceno. A transição energética não se trata apenas da superação de barreiras tecnológicas ou econômicas, mas também de barreiras políticas e regulatórias, fortemente influenciadas por grandes corporações interessadas na manutenção da hegemonia da poluente indústria fóssil, o que confere aos estados grande responsabilidade na condução dos caminhos do desenvolvimento em busca da descarbonização (Froestad e Shearing, 2017; Steffen et al., 2011).

Segundo o “Our World in Data”, em 2020 gerou-se cerca de 25.865,75 TWh de eletricidade no mundo. Desse total, a principal fonte de geração foi o carvão mineral, responsável por cerca de 34% do total, seguido pelo gás natural, responsável por cerca de 23% da eletricidade gerada. Em terceiro lugar, tem-se a fonte hidrelétrica, com cerca de 17%.

3.2 – Energia elétrica e a mudança global do clima

O setor elétrico caracteriza-se por ser o principal setor responsável por emissões de GEE no mundo. Segundo a AIE, o setor foi responsável por cerca de 40% das emissões globais de CO₂ em 2019. Dessa forma, é um setor de grande relevância no contexto da mudança global do clima.

A geração de energia elétrica se dá por meio de diversas fontes, como ilustrado na Figura 4, na qual se tem a evolução histórica da geração de eletricidade por fonte.

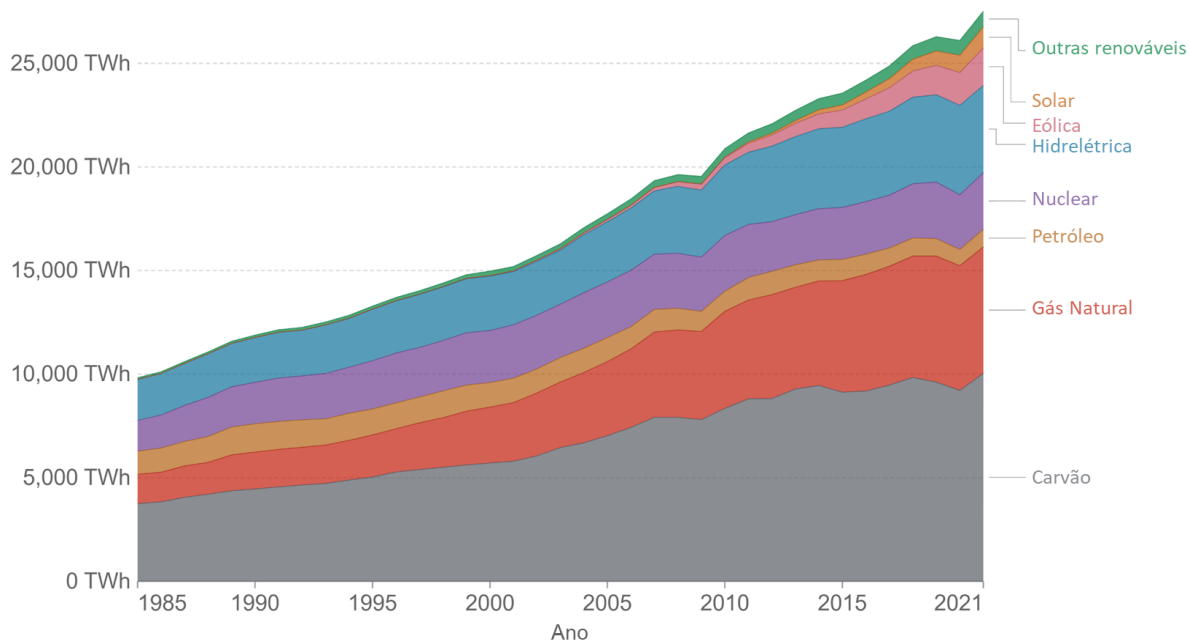


Figura 4: Geração global de eletricidade por fonte

Fonte: *Our World in Data*, 2022

Destaca-se a significativa e crescente participação de fontes fósseis na geração de eletricidade em todo o mundo, em especial carvão e gás natural. A Figura 5, por sua vez, ilustra a evolução histórica das emissões de CO₂ oriundas do setor elétrico e da geração de calor.

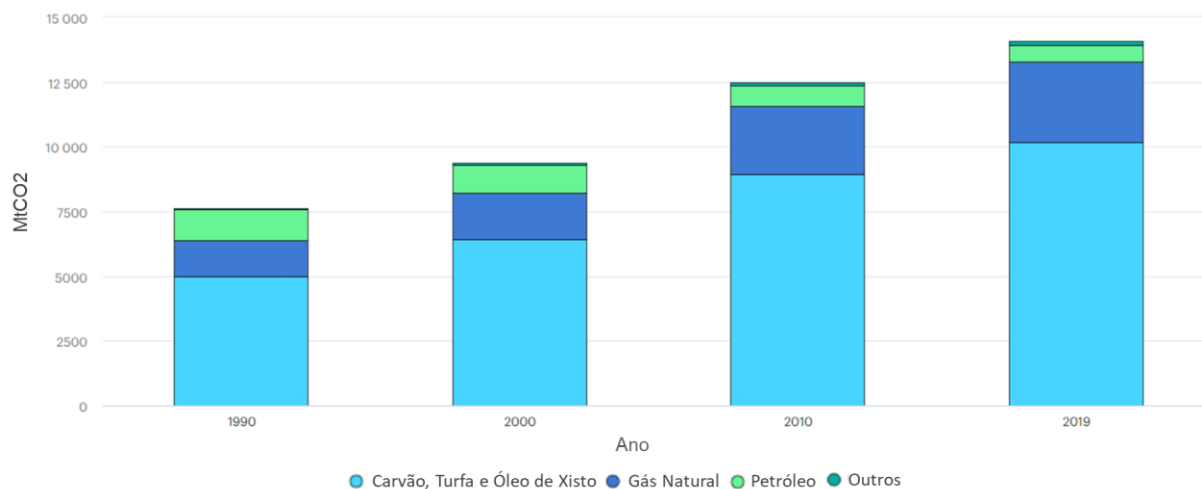


Figura 5: Emissões globais de CO2 oriundas da geração de eletricidade e calor

Fonte: Agência Internacional de Energia, 2022

A transição energética para um setor de emissões líquidas zero é, portanto, desafiadora e necessária, em especial quando se considera a eletrificação da economia como uma alavanca para uma economia de baixo carbono.

No Brasil, o setor elétrico apresenta maior presença de fontes renováveis quando comparado com o mundo, com destaque para a geração hidrelétrica. De acordo com a Agência Internacional de Energia, a geração de eletricidade e calor no Brasil emitiu, em 2019, cerca de 65,3 MtCO₂. Segundo o SEEG, as emissões totais de CO₂ do país em 2019 foram de cerca de 1.241 MtCO₂. Consequentemente, o setor elétrico brasileiro foi responsável por cerca de 5% das emissões de CO₂ no país em 2019, valor inferior à média global.

Ainda assim, o país enfrenta o desafio de encontrar uma trajetória rumo às emissões líquidas zero. Além disso, deve-se avaliar a vulnerabilidade do setor elétrico brasileiro frente à mudança global do clima, tendo em vista a grande dependência do setor de fontes hídricas.

3.3 – Geração hidrelétrica e mudança global do clima

A energia hidrelétrica é uma das fontes mais usadas para geração de eletricidade no mundo. A geração de energia hidrelétrica apresenta vantagens significativas em

relação a emissão de gases de efeito estufa, sendo os principais gases o CO₂, CH₄ e N₂O, quando comparada com a geração térmica a combustíveis fósseis. Por outro lado, energias de fonte renováveis são mais expostas à mudança global do clima do que energias de fontes fósseis devido à dependência das mesmas de condições climáticas (Lucena et al., 2018; Silveira et al., 2019; Teotónio et al., 2017, IPCC, 2021).

A disponibilidade dos recursos hídricos para a geração de energia é muito dependente das precipitações. A relação entre as precipitações e a geração de energia hidrelétrica explica-se pelas variações a montante do rio e no armazenamento de água, parâmetros diretamente relacionados com a geração de energia a jusante. Além disso, as precipitações passadas e atuais impactam a vazão dos rios (Costa et al., 2012; de Queiroz et al., 2019). Por fim, as precipitações impactam também a variabilidade climática. Dessa forma, entende-se que os níveis e a regularidade das precipitações são fatores de suma importância na geração hidrelétrica (Costa et al., 2012; Teotónio et al., 2017) e à vulnerabilidade de tal fonte de energia no âmbito da mudança global do clima (Wei et al., 2020).

Dentre os impactos da mudança global do clima na hidrologia regional e global, esperam-se alterações significativas na intensidade e frequência de precipitações, temperatura atmosférica, secas e disponibilidade hídrica, além de eventos extremos (Liu et al., 2020; Soito e Freitas, 2011).

A geração hidrelétrica é uma das fontes de energia renovável mais impactadas pela mudança global do clima (de Queiroz et al., 2019). Pode-se segmentar os impactos causados pela mudança global do clima na geração hidrelétrica em dois tipos, os diretos e os indiretos. Como impactos diretos, pode-se elencar aqueles desencadeados pelas variações climáticas que afetam a disponibilidade hídrica, como alterações no índice de precipitações. Já dentre os indiretos pode-se apontar aqueles que afetam a geração hidrelétrica, como uma maior competição por recursos que se tornam mais escassos devido à mudança global do clima, como a água em cenários de menor disponibilidade hídrica, o que pode resultar em conflitos de cunho social e econômico (Mukheibir, 2013). Além disso, a vazão que chega nas usinas hidrelétricas - fortemente controlada pela variabilidade das precipitações (Li et al., 2020) - tem influência

considerável nos preços de energia no curto prazo, além de impactar o planejamento do sistema elétrico (dos Reis et al., 2020).

Ao analisar os impactos da mudança global do clima na geração hidrelétrica, alguns autores trabalham com modelagens climáticas utilizando apenas as projeções de precipitações, uma vez que consideram tal variável a mais relevante na variação da disponibilidade hídrica para geração de energia (de Lucena et al., 2009). Em anos de seca, espera-se uma redução brusca na geração - o que pode resultar em apagões - e, em anos com grandes volumes de chuvas, os reservatórios podem transbordar, o que significa que existe um limite superior de aproveitamento na transformação da vazão em eletricidade (Li et al., 2020; Liu et al., 2020).

É interessante notar que os efeitos da mudança global do clima no setor de energia não são relevantes apenas para as fontes renováveis, mas também para geração térmica, que utiliza água de refrigeração em sua operação (Lucena et al., 2018).

Em países como a China, a expansão da geração hidrelétrica, ainda em andamento, deu-se como resposta ao crescimento no consumo de eletricidade, assim como pela crescente demanda de redução das emissões de gases de efeito estufa (Liu et al., 2020). Na região Sudoeste do país, onde concentra-se grande parte da geração hidrelétrica da China, as mudanças no clima apresentam considerável potencial de impacto na geração de energia elétrica, dado que a geração hidrelétrica depende de precipitações em bacias específicas (Liu et al., 2016). A afluência em reservatórios e a geração hidrelétrica sofrerão mudanças significativas em comparação com valores históricos no rio das Pérolas. Os anos secos deverão ser ainda mais secos, o que reduzirá a geração. Sendo assim, a confiabilidade e a resiliência de sistemas de geração hidrelétrica também reduzirão e a vulnerabilidade aumentará (Li et al., 2020).

Na usina hidrelétrica na barragem de Seimareh, no Irã, espera-se uma redução na geração de energia elétrica entre 8,4% e 16,3% no período entre 2040-2069 em consequência dos efeitos da mudança global do clima na região. Com o aumento esperado nas temperaturas e diminuição nas precipitações no período em questão, projeta-se que a vazão na barragem de Seimareh diminuirá entre 5,2% e 13,4%. Dessa forma, constata-se a necessidade de considerar-se os impactos da mudança global do

clima no planejamento e manutenção de usinas hidrelétricas para que se otimize a operação (Goodarzi et al., 2020).

Em Portugal, a geração hidrelétrica pode sofrer reduções na ordem de 17% a 41% até 2050 em decorrência dos impactos da mudança global do clima, especialmente pelos efeitos nas precipitações, vazão e disponibilidade de recursos hídricos, o que ilustra a vulnerabilidade da geração hidrelétrica aos efeitos da mudança global do clima no país (Teotónio et al., 2017).

Em Moçambique, país no qual a geração hidrelétrica é a principal fonte de geração de eletricidade, os impactos da mudança global do clima são tidos como um grande desafio para a gestão do recurso hídrico. Projeta-se alterações na frequência das precipitações, assim como inundações e secas. A evaporação oriunda do aumento de temperaturas decorrente da mudança global do clima reduzirá a disponibilidade hídrica nas bacias para geração de energia elétrica. Em projeções climáticas usando os modelos globais de clima (GCM) CSIRO 3.0, CGCM3.1, ECHAM5, CCSM3.0 e HACDM3 espera-se uma redução de 10% no escoamento para as hidrelétricas no período chuvoso e de 12% no período seco nos 10 anos seguintes à data do estudo. Até 2100, espera-se que a redução atinja 18% e 20% nos períodos chuvoso e seco, respectivamente. Com o menor escoamento, o efeito na geração hidrelétrica pode ser sentido de forma imediata, a depender da situação do reservatório. Apesar disso, espera-se aumento anual no consumo de eletricidade de 5% a 7% até 2070 (Uamusse et al., 2020).

Como impactos da mudança global do clima na região da bacia do rio Colorado, no Estados Unidos da América, espera-se, em projeções futuras, redução na geração hidrelétrica, quedas nas precipitações, aumento de temperatura e menor vazão do rio. Para o período entre 2010 e 2039, a redução projetada é de 56%, enquanto entre 2040 e 2069 é de 45% e entre 2070 e 2098 é de 53% (Christensen, Niklas et al., 2004).

3.4 – Setor elétrico brasileiro e a mudança global do clima

O setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela grande extensão no território nacional, presente em regiões com diferentes condições climáticas e em bacias com comportamentos hidrológicos e sazonalidades diversas. Por conta disso, o sistema

divide-se em quatro grandes regiões chamadas de subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste. Os subsistemas são conectados pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), uma grande rede de transmissão que possibilita a transferência de excedentes de energia entre eles, o que otimiza seu funcionamento e o armazenamento em reservatórios hidrelétricos. As principais bacias hidrográficas para o setor elétrico no Brasil são aquelas nas quais localizam-se as usinas hidrelétricas de Furnas, Itaipú, Sobradinho e Tucuruí (Silveira et al., 2019).

No Brasil, 65,2% da oferta interna de energia elétrica em 2020 foi oriunda de fontes hídricas, como ilustrado na Figura 6 (EPE, 2021). Dessa forma, variações nas precipitações podem causar impactos significativos no fornecimento de energia elétrica, o que impacta diretamente a economia do país (Silveira et al., 2019). As precipitações nas bacias de interesse para o setor elétrico nacional apresentam variação temporal e espacial, o que confere às regiões vulnerabilidade a estresses hídricos, que, por sua vez, resultam em impactos socioeconômicos. Uma vez que as características climáticas das regiões diferem entre si, os impactos esperados no país não devem ser uniformes (Li et al., 2020; Liu et al., 2016).

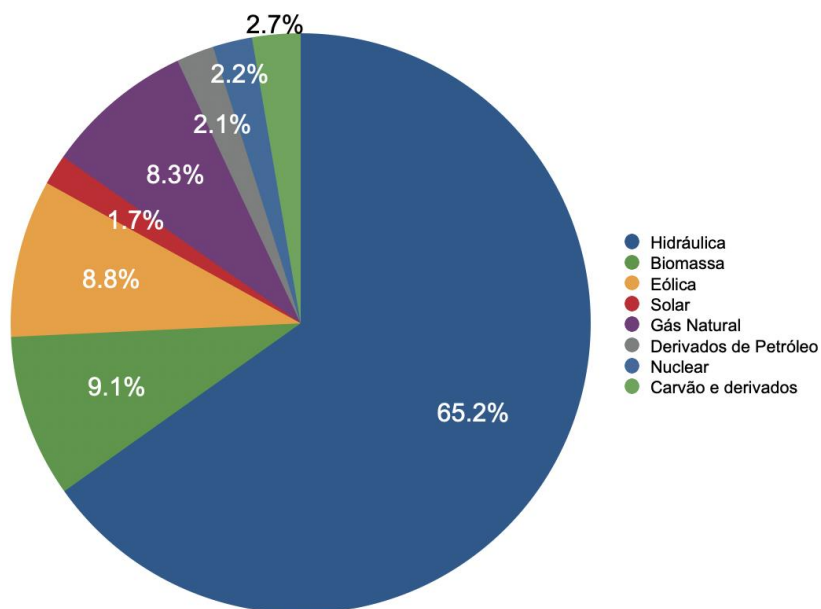


Figura 6: Matriz elétrica brasileira em 2020
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021)

O potencial hidrelétrico brasileiro é de 246.240,7 MW, dos quais 107.420,9 MW estão em operação - 43.635,6 MW localizam-se apenas na bacia hidrográfica do rio Paraná, o que representa 40,6% do total, como pode ser visto na Figura 7. Dessa forma, o potencial remanescente é de 138.819,8 MW, sendo 71.688,5 MW apenas na bacia do rio Amazonas - 51,6% do total remanescente (Eletrobras, 2018). O cerne da expansão da geração hidrelétrica na Amazônia traz consigo preocupações devido aos possíveis danos socioambientais na região, como a emissão de gases de efeito estufa decorrentes do alagamento de áreas de floresta, a perda de áreas de conservação, interferência no habitat aquático e queda na biodiversidade, assim como impactos sociais e culturais (Almeida Prado et al., 2016; Soito e Freitas, 2011).

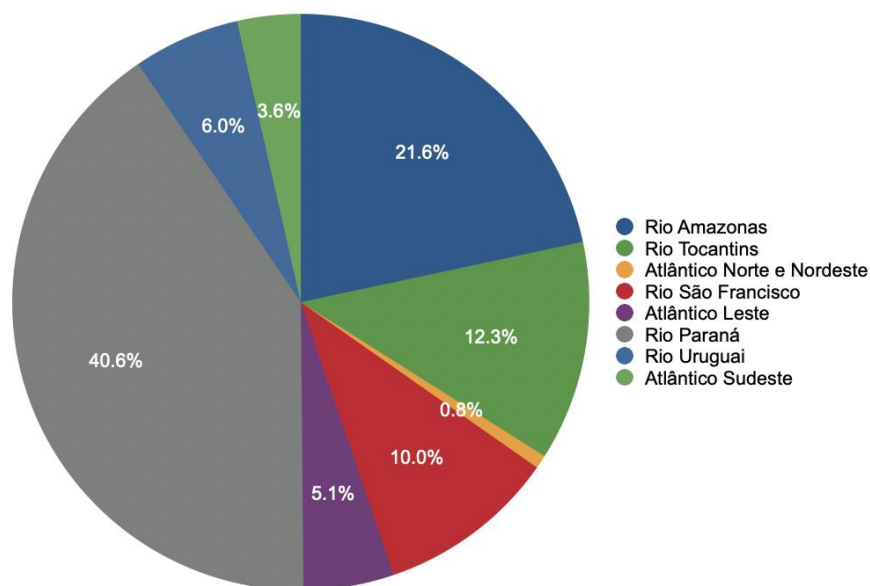


Figura 7: Proporção da geração hidrelétrica de usinas em operação por bacia hidrográfica em 2018

Fonte: Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro Eletrobras (2021)

A grande dependência no Brasil da energia hidrelétrica, aliada a estratégias de segurança energética pautadas na expansão da infraestrutura de geração com base em cenários otimistas de crescimento econômico e o contexto da mudança global do clima, representa um risco à economia do país, assim como à articulação entre desenvolvimento e conservação da Amazônia - fundamental para a regulação climática

e provisão de serviços ecossistêmicos e muito vulnerável à mudança global do clima (Almeida Prado et al., 2016; Soito e Freitas, 2011).

A inclusão da análise de riscos climáticos em projetos de hidrelétricas e no planejamento do setor elétrico é de suma importância, em especial no Brasil, país no qual grande parte do potencial hidrelétrico remanescente encontra-se na região Amazônica, que vem sendo explorado na forma de usinas a fio d'água - mais impactadas pela redução nas precipitações e passíveis a contribuir com o aumento das emissões de gases de efeito estufa de maneira indireta, visto que a complementação da geração em períodos secos dá-se com usinas térmicas (Almeida Prado et al., 2016; de Queiroz et al., 2019; Lucena et al., 2018).

Lucena et al. (2018) analisaram os impactos da mudança global do clima na geração hidrelétrica no Brasil. A partir da análise das projeções de 16 GCMs, espera-se que os impactos sejam mais graves no cenário RCP8.5 do que no cenário RCP4.5. A análise dos modelos ilustrou a possibilidade de impactos climáticos em diferentes níveis nos cenários futuros, o que implica variações de custos e estratégias de adaptação. Ainda assim, fica claro que um cenário mais grave de mudança global do clima, como no caso do RCP8.5, aumenta as incertezas sobre as melhores alternativas de adaptação e seus respectivos custos.

A análise dos modelos do Coupled Model Intercomparison Project (CMIP5) para o período de 2015 a 2044 nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul projeta uma redução de até 15% e 12% nas bacias das usinas de Furnas e Itaipu, respectivamente, o que impactará a geração de energia nas regiões em questão (Silveira et al., 2019).

As perdas financeiras no sistema elétrico devido aos impactos na geração hidrelétrica, projetadas como redução na geração de eletricidade nas usinas devido à redução nas precipitações, podem chegar a US\$5,13 bilhões por ano a depender do cenário climático. Ao se considerar as hidrelétricas previstas para entrar no sistema até 2030, estima-se que as perdas anuais têm potencial para atingir cerca de US\$12,2 bilhões. Em termos de subsistemas, apenas o Sul apresentaria ganhos nas projeções de US\$0,79 bilhões anuais. Ao considerar-se as usinas previstas para entrar em operação até 2030, os ganhos seriam de US\$0,76 bilhões anuais. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentam perdas anuais estimadas em

cerca de US\$3,0 bilhões, US\$0,74 bilhões e US\$2,17 bilhões, respectivamente. Ao se olhar as usinas a entrar em operação até 2030, os prejuízos anuais estimados são de US\$7,9 bilhões, US\$1,63 bilhões e US\$3,41 bilhões nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, respectivamente. Espera-se que os consumidores finais sejam impactados com aumento nos preços de energia devido a redução da geração hidrelétrica, uma das fontes mais competitiva em termos de preço atualmente (de Queiroz et al., 2019).

A intensidade da mudança global do clima depende de quão “carbono-intensivo” são os caminhos do desenvolvimento. Ao mesmo tempo, os sistemas impactados pela mudança global do clima estão, também, sujeitos à tais caminhos. Ao se analisar o setor de energia, estratégias de mitigação dos efeitos da mudança global do clima impactarão também a resiliência do setor e a composição futura das fontes geradoras, não apenas a quantidade de emissões de gases de efeito estufa (Lucena et al., 2018). As emissões de gases de efeito estufa do setor contribuem para o agravamento da mudança global do clima e tais emissões devem ser mitigadas com o uso de energias renováveis em detrimento de energias de fontes fósseis. Já a mudança global do clima afeta a geração de energia renovável pelas mudanças nos parâmetros climáticos e demandam medidas de adaptação, o que explicita a necessidade de considerá-las no âmbito da geração hidrelétrica, vista como uma ferramenta de mitigação no setor, a fim de se garantir o fornecimento de energia (Mukheibir, 2013).

Portanto, o estudo dos impactos da mudança global do clima nas precipitações em bacias nas quais há geração de energia hidrelétrica mostra-se relevante, especialmente em cenários de projeções de aumento na demanda por energia elétrica nos próximos anos (Wei et al., 2020). Em termos de segurança energética - entendida não só como a capacidade de produção de energia, mas também como a confiabilidade do sistema de transmissão, preços acessíveis e sustentabilidade ambiental -, o planejamento do Brasil consolidou-se a partir do investimento em usinas hidrelétricas e térmicas, sendo que estas compensam a menor geração daquelas em períodos secos (Almeida Prado et al., 2016; Kruyt et al., 2009).

A Figura 8 ilustra a dinâmica entre geração hidrelétrica e geração térmica. Quando a geração hidrelétrica cai, a geração térmica aumenta, de modo a complementar a oferta

de energia para suprimento da demanda; o aumento do uso da geração térmica impacta os preços de energia no curto prazo, ilustrado na forma do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

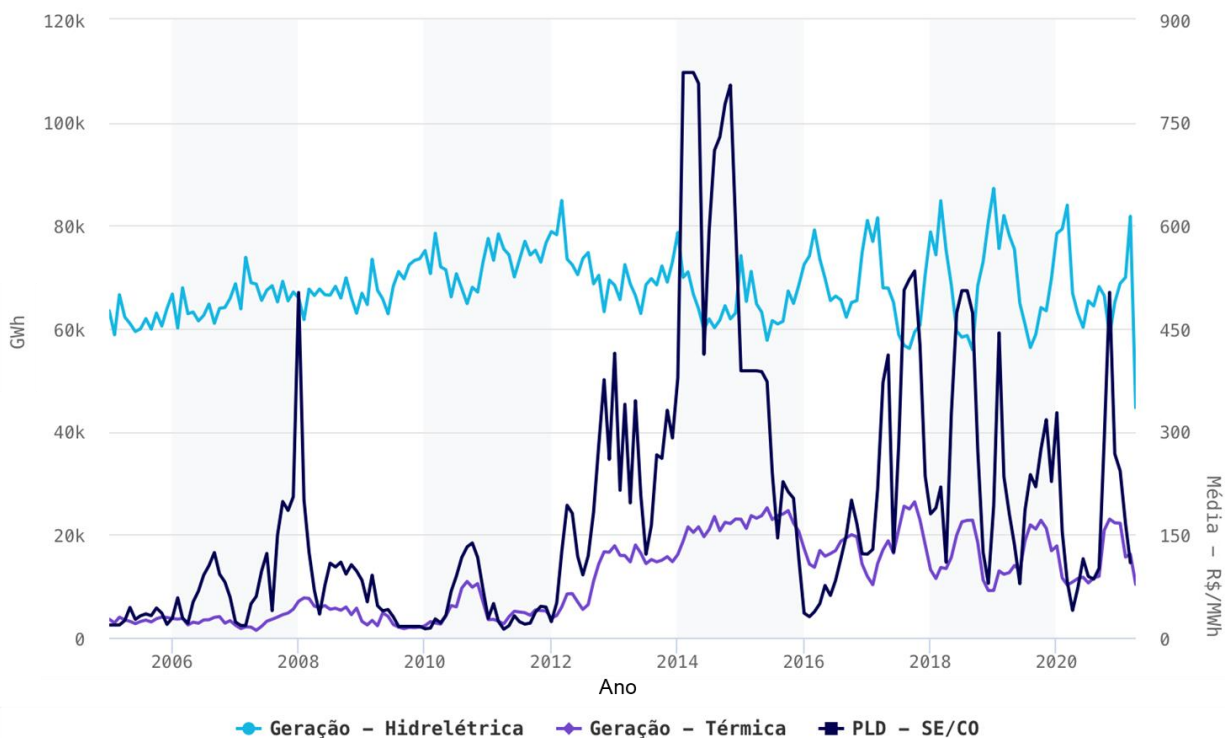


Figura 8: Curvas de geração mensal de energia hidrelétrica e térmica em comparação ao PLD mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Megawhat (2021)

Apesar das incertezas dos modelos climáticos devido ao conhecimento limitado a respeito do sistema climático e imprevisibilidade futura, é necessária a inclusão de estratégias de adaptação à mudança global do clima nas políticas públicas e no planejamento energético do Brasil, uma vez que eventos de secas severas devem tornar-se cada vez mais comuns e com maior duração em determinadas regiões em decorrência da mudança global do clima (Almeida Prado et al., 2016; Lucena et al., 2018; Mukheibir, 2013; Soito e Freitas, 2011), o que resulta em menor disponibilidade hídrica para geração de energia e, conseqüentemente, no acionamento de térmicas - mais caras e poluentes (Almeida Prado et al., 2016; de Queiroz et al., 2019; Silveira et al., 2019). No período úmido entre 2012 e 2017 as precipitações totais observadas

ficaram abaixo da média histórica, o que resultou em nível reduzido dos reservatórios hidrelétricos devido ao atendimento dos diversos usos. Após recuperação parcial dos volumes em 2018, o nível dos reservatórios encontrava-se novamente reduzido ao fim de 2019 - ano que registrou o menor volume útil do SIN dentre os cinco anos anteriores (ANA, 2020). Já em 2021, o Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) emitiu, pela primeira vez, um Alerta de Emergência Hídrica devido à baixa expectativa de chuvas entre maio e setembro de 2021 em cinco estados da bacia hidrográfica do Paraná - Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Goiás -, principal bacia para o setor elétrico (SNM, 2021). A dinâmica de emissões de gases de efeito estufa decorrente de geração elétrica não necessariamente evolui de acordo com o aumento na geração de eletricidade devido ao sistema de integração entre usinas hidrelétricas e termelétricas, como observado, por exemplo, entre o período de 2001 a 2007 na Figura 9 - no qual as emissões mantêm-se num patamar constante e a geração aumenta em um perfil linear. Por outro lado, ao observar-se o aumento das emissões no período entre 2012 e 2019, no qual registrou-se a ocorrência de eventos de secas e, conseqüentemente, maior acionamento de usinas termelétricas para suprir o déficit de geração das hidrelétricas, nota-se que o perfil de geração de eletricidade apresenta comportamento semelhante aos demais períodos, enquanto as emissões disparam para mais de 40 milhões de tCO₂eq.

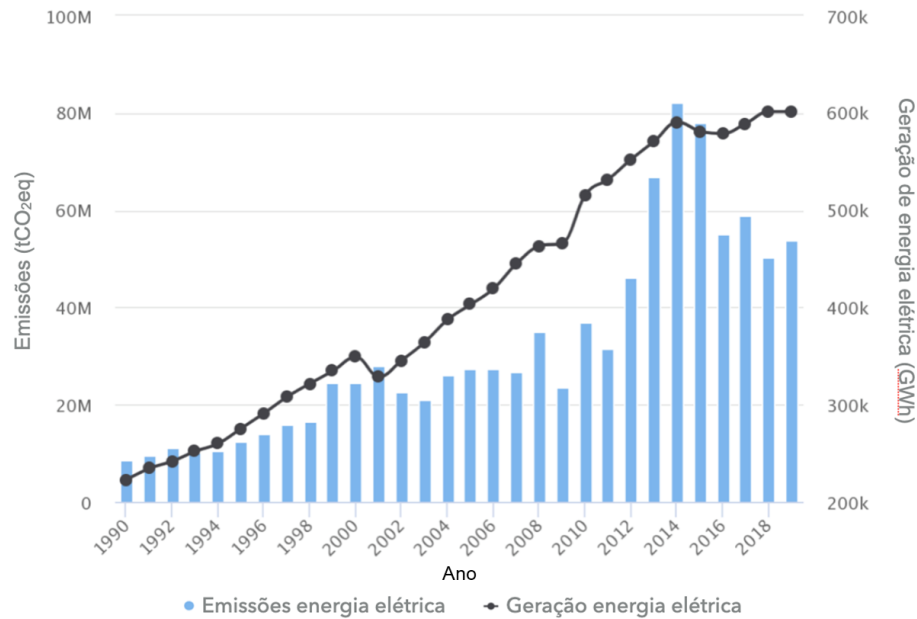


Figura 9: Histórico de emissões de tCO_{2eq} da geração de energia elétrica e montante total de energia gerado

Fonte: Adaptado de Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG, 2021)

Em termos de potencial de geração de energia nos reservatórios devido ao armazenamento de água, pode-se analisar o histórico da Energia Natural Afluente (ENA), que nada mais é do que a energia com potencial a ser gerada em decorrência da vazão natural dos rios afluente aos reservatórios. Em outras palavras, a ENA representa o volume de água com potencial para se tornar energia em uma usina. Dessa forma, é reflexo das precipitações. A ENA pode ser comparada com a Média de Longo Termo (MLT), média histórica da ENA calculada desde 1931. A Figura 10 ilustra a oscilação da ENA anual do SIN em comparação com a MLT, na qual observa-se valores abaixo dos 100% da MLT de 2014 em diante.

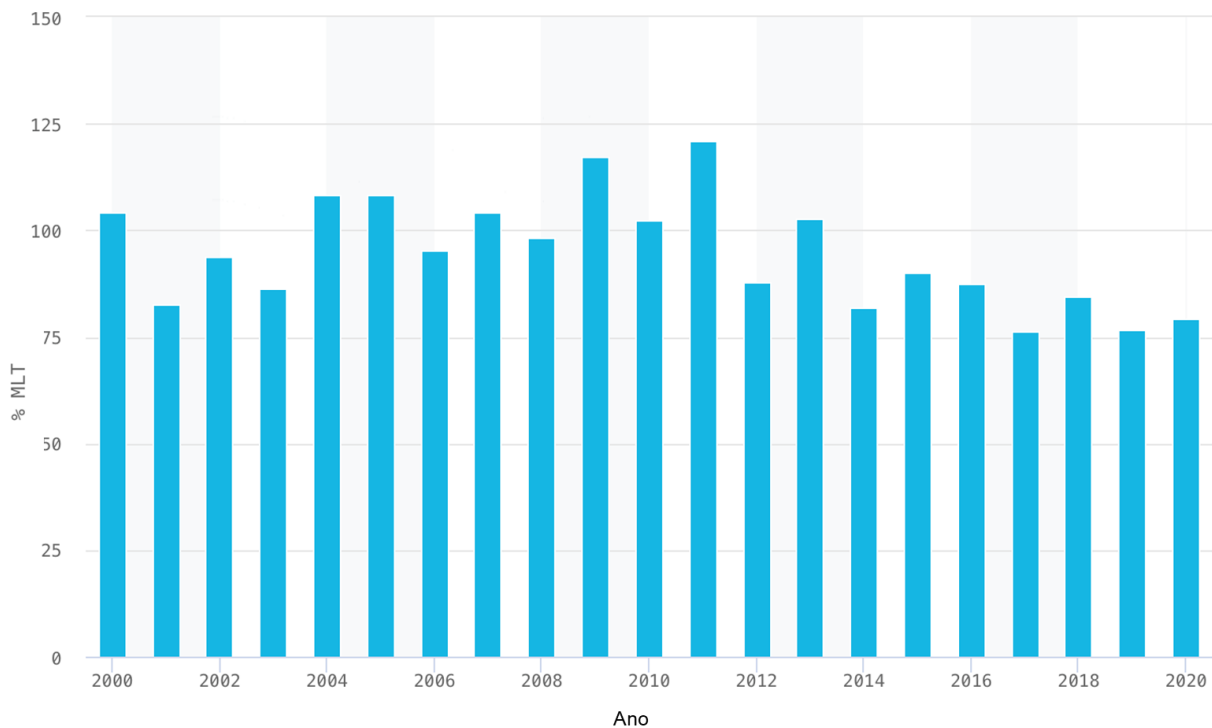


Figura 10: Histórico da Energia Natural Afluyente (ENA) anual no Sistema Interligado Nacional (SIN)

Fonte: Megawhat (2021)

Com a menor disponibilidade de água, há também a possibilidade de conflitos pelo uso do recurso. Um exemplo disso é o caso da agroindústria, uma vez que a irrigação é impactada pela relação entre variações de precipitação e a evaporação da água, já que esta pode ser acentuada ou equilibrada por aquela. Além disso, a evaporação é influenciada também pela temperatura. Maiores temperaturas normalmente resultam em maior evaporação, o que leva a maior demanda de água para irrigação (Soito e Freitas, 2011). Ademais, o início do cultivo das safras depende da distribuição das chuvas ao longo do ano (Silveira et al., 2019).

Com a maior presença de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica, como solar e eólica, as usinas hidrelétricas com grandes barragens podem servir para o armazenamento de energia - as baterias do sistema elétrico -, uma vez que se trata de uma fonte dotada de flexibilidade e capacidade de armazenamento, já que pode ser despachada instantaneamente e armazenar água por longos períodos. Com isso, é

possível diversificar a matriz elétrica por meio da expansão de fontes renováveis e utilizar as hidrelétricas com reservatórios para otimização da relação entre demanda e geração, garantindo a segurança da transição energética com uma fonte de baixa emissão de carbono em sua operação (Teotônio et al., 2017).

O Brasil apresenta potencial de geração eólica *offshore* de 1,3 TW em águas oceânicas com profundidade até 50 metros. A integração de tal fonte na matriz depende de uma grande capacidade de armazenamento de energia, longas linhas de transmissão e complementariedade entre os regimes de geração eólico e hidrelétrico, sendo que os dois primeiros fatores são características do sistema elétrico brasileiro - a capacidade de armazenamento de hidrelétricas é de aproximadamente 216 TWh e, em média, apenas 52% da capacidade é utilizada, e o sistema elétrico é formado por mais de 126.000 km de linhas de alta tensão. O armazenamento de energia em reservatórios hidrelétricos apresenta flexibilidade para acomodar as variações da geração eólica (Silva et al., 2016).

A região Sudeste é responsável por 70% da capacidade de armazenamento das hidrelétricas nacionais. Os principais reservatórios hidrelétricos do Brasil localizam-se na bacia do rio Paraná, como visto na Figura 1.3.2 (Dias et al., 2018). Como consequência da grande concentração da capacidade de geração hidrelétrica em operação na bacia do rio Paraná, mais de 40% da geração hídrica atual no Brasil sujeita-se às mesmas vulnerabilidades climáticas (Eletrobras, 2018; Soito e Freitas, 2011). Portanto, o estudo da variabilidade de precipitações em cenários de mudança global do clima em tal bacia é de grande relevância para o entendimento da necessidade de manutenção ou mudanças operativas no setor.

O planejamento da expansão do setor elétrico no Brasil e a dependência das hidrelétricas em cenários futuros, nos quais as precipitações possam diminuir em relação à média histórica e venham a comprometer a geração das usinas hidrelétricas existentes, pode ser aferido pelo PDE e o PNE.

O PDE é um documento indicativo do planejamento governamental da expansão do setor de energia no Brasil em um horizonte de 10 anos, enquanto o PNE é um documento de referência ao planejamento de longo prazo da expansão do setor, com diretrizes e tendências para elaboração de políticas energéticas no país. O PDE 2030

abrange o horizonte entre 2021 e 2030 e permite a análise da perspectiva da matriz elétrica nacional em 2030. Com isso, pode-se avaliar quão ambicioso em termos de mudança global do clima está o planejamento da expansão do setor e avaliar se a participação e gestão das hidrelétricas na matriz está coerente com as projeções da precipitação. Além disso, o PNE 2050, traz as diretrizes a serem seguidas na expansão do setor de energia até 2050, e permite analisar se as tendências apresentadas para o setor elétrico, com foco no planejamento estratégico das hidrelétricas, estão coerentes com os cenários de mudança global do clima.

Dessa forma, é possível analisar de forma crítica a ambição climática presente no planejamento do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Para isso, as projeções de precipitação em cenários de mudança global do clima na bacia do rio Paraná, dada a relevância desta bacia para o setor elétrico no país, serão comparadas com a média histórica para uma análise de tendência da maior ou menor disponibilidade hídrica para geração de energia elétrica. De modo complementar, ao avaliar o PDE 2030 e o PNE 2050, busca-se identificar tendências de coerência, ou não, da consideração da mudança global do clima no planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira frente à possível vulnerabilidade do modo de operação das hidrelétricas. Em um cenário global de descarbonização da economia e transição energética, deseja-se avaliar os caminhos do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e suas coerências e incoerências no âmbito da mudança global do clima frente ao movimento que se observa nos países selecionados para análise.

O Brasil, país de território continental, tem papel relevante no cenário global como país de grande presença de fontes renováveis nas matrizes energética e elétrica. As escolhas estratégicas dos caminhos do desenvolvimento energético de um país têm reflexos no longo prazo, o que remete à necessidade de mudanças estruturais e ambiciosas nos dias de hoje, de modo que, no futuro, no qual a realidade climática é ainda desconhecida mas sabidamente sensível e crítica, as decisões tomadas no presente solidifiquem a construção de uma sociedade coerente com o contexto climático global. Dessa forma, o planejamento e a gestão da expansão dos setores de energia e elétrico assumem um papel estratégico central rumo aos compromissos climáticos assumidos e à descarbonização da economia.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Ao se comparar a matriz elétrica projetada para 2030 com a de 2020 no PDE 2030, juntamente com análises das principais diretrizes apontadas como norteadoras do planejamento do sistema presentes no PDE 2030 e no PNE 2050, pode-se avaliar a relevância dada à mudança global do clima no planejamento. Comparado ao planejamento do desenvolvimento do setor elétrico dos países selecionados e do caminho apontado pela AIE para a neutralização das emissões de gases de efeito estufa em 2050, é possível analisar as coerências e incongruências no planejamento do setor no Brasil.

A análise das projeções de precipitação em cenários de mudança global do clima na região hidrográfica do Paraná, principal região hidrográfica para o SIN, pode ser visto como um estudo de caso que explicita a necessidade de mudanças na gestão dos reservatórios hidrelétricos do Brasil, uma vez que a possibilidade de redução na média de precipitações aliada à ocorrência cada vez mais frequente de secas extremas e intensas pode colocar em risco o sistema elétrico brasileiro, o que demanda medidas de mitigação e adaptação à mudança global do clima no planejamento estratégico do setor elétrico e nos demais setores de atividade econômica dependentes de recursos hídricos e de outros serviços ecossistêmicos diversos, como o setor agropecuário (Cunha et al., 2019; Soito e Freitas, 2011).

4.1 – Região Hidrográfica do Paraná

A região hidrográfica do Paraná ocupa aproximadamente 10% do país e é a região responsável pela maior demanda hídrica e desenvolvimento econômico do Brasil. Abrange os estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Goiás e o Distrito Federal, e cobre uma área total de cerca de 880.000 km². A região é composta por 1.507 municípios, contabilizando cerca de 61,3 milhões de habitantes no censo de 2010, e 11 bacias hidrográficas - Aguapeí Peixe, Grande, Iguaçu, Ivaí, Paranaíba, Paranapanema, Piquiri, Tietê e Bacias de contribuição ao

reservatório Ilha Solteira e ao reservatório Itaipu, assim como Afluentes da Margem Direita do Rio Paraná (ANA, 2015).

O uso de água na região hidrográfica do Paraná é responsável por 31% da demanda total no Brasil; os principais usos são a irrigação, o uso industrial e o abastecimento urbano, respectivamente 42%, 28% e 24% da demanda total e juntos correspondem a 94% da demanda total. As maiores vazões de água retiradas concentram-se em microbacias de regiões metropolitanas, como São Paulo, Campinas, Goiânia, Curitiba e Distrito Federal (ANA, 2015). A Figura 11 ilustra as unidades hidrográficas da região hidrográfica do Paraná e suas principais cidades.

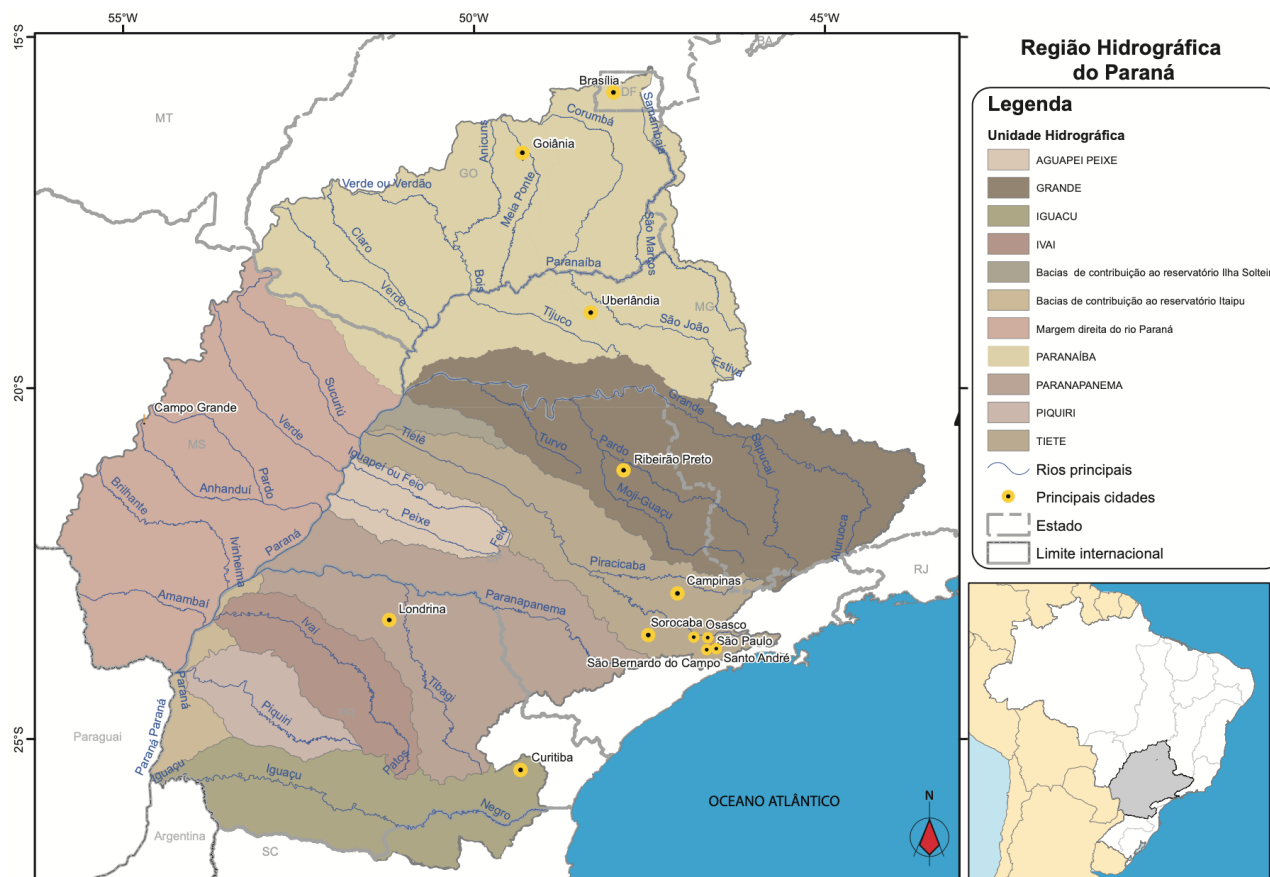


Figura 11: Região Hidrográfica do Paraná

Fonte: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (2015)

A região também é responsável por 40,6% do potencial hidrelétrico brasileiro em operação com capacidade instalada de 43.635,6 MW (Eletrobras, 2018). A capacidade

O processo de urbanização e crescimento econômico do Brasil nos últimos 20 anos, a demanda pelo uso da água cresceu cerca de 80%, com projeção de aumento de 23% até 2030 em comparação ao ano de 2019. A atividade econômica de maior representatividade no uso da água no Brasil é, atualmente, a irrigação, seguida do abastecimento urbano. Em 2019, o país apresentava aproximadamente 8,2 milhões de hectares com estrutura para irrigação, equivalente a 10,2% da área agrícola nacional. O setor elétrico é, também, um importante usuário de recursos hídricos no país. Uma vez que diversas atividades utilizam o mesmo recurso hídrico, já há conflitos pelo uso da água, o que demanda sua adequada gestão e regulação (ANA, 2020).

4.2 – Modelos e cenários climáticos

Silveira et al. (2019) avaliaram os modelos do CMIP5 - projeto do Programa Mundial de Pesquisa Científica, que fornece a base para análises do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) por meio de análises e comparações entre diversos modelos de centros de pesquisa globais - a fim de identificar os melhores modelos para projeções de precipitações nas bacias hidrográficas do Brasil, com foco nas bacias de interesse do setor elétrico. Para a maioria das bacias, os modelos climáticos globais CNRM_CM5 e HadGEM2-ES mostraram-se os mais adequados para redução de escala com modelos regionais a fim de analisar projeções do perfil de precipitações nas bacias de interesse para o setor elétrico. Como a resolução do modelo global não é adequada para representação das regiões de bacias, usa-se modelos de redução de escala para maiores detalhes espaciais. O modelo Eta mostrou-se adequado para representações climáticas na América do Sul (de Queiroz et al., 2019).

Para os dados históricos e as projeções de precipitação total, serão analisados os cenários RCP4.5 e RCP8.5 e os modelos HadGEM2_ES e Eta com resolução espacial de 20 km, na plataforma Projeções Climáticas no Brasil (PCBr), do Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). Tal plataforma apresenta em uma interface amigável para o usuário a possibilidade de rodar modelos climáticos e obter como resposta diversos parâmetros de saída a serem extraídos como dados georreferenciados, que serão trabalhados e analisados no *software* ArcGIS.

Os dados da média de precipitação total em frequência sazonal serão analisados para o período histórico e para projeções nos cenários climáticos mencionados, sendo as análises segmentadas em 3 períodos - 2011 a 2040, 2041 a 2070 e 2071 a 2100 -, conforme descrito a seguir, de acordo com a plataforma PCBr:

- Histórico: média anual, sazonal ou mensal do período histórico de 1961 a 1990;
- RCP4.5: cenário no qual o esforço de redução de emissões de gases de efeito estufa resultam em uma forçante radioativa de 4,5 W/m² até 2100, com concentração de CO₂ na atmosfera em aproximadamente 650 ppm até o final do século;
- RCP8.5: cenário mais próximo de ser atingido com base nas medições atuais de emissão de gases de efeito estufa, no qual os esforços de redução de emissões de resultam em uma incidência radioativa de 8,5 W/m² até 2100, com concentração de CO₂ mais elevada na atmosfera, em cerca de 1.000 ppm até o final do século.

A escolha do cenário RCP8.5 se justifica como um olhar para um futuro no qual a política climática de restrição de emissões é pouco ou não adotada, o que resulta em um cenário de emissões mais elevadas, enquanto o RCP4.5 simboliza um cenário mais ameno em termos de adoção de políticas climáticas e resulta em emissões mais baixas, sendo considerado um cenário intermediário.

4.3 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

O PDE é um documento indicativo elaborado anualmente pela EPE com projeções para a expansão do setor energético brasileiro em um horizonte de dez anos. Trata-se de uma das principais referências utilizada pelo governo brasileiro no planejamento do desenvolvimento do setor, fundamentado em três principais pilares: estratégico, econômico e socioambiental.

O PDE 2030 traz estudos e análises da expansão da matriz entre o período de 2021 a 2030. Para tal, são feitas estimativas como o aumento populacional esperado no horizonte de estudo, o ritmo médio de crescimento econômico e da demanda energética no país e critérios socioambientais, de modo a elaborar cenários de expansão da matriz energética que supra a demanda projetada para o período.

A partir da análise do PDE 2030, pode-se, por exemplo, analisar a relevância de temas como a mudança global do clima no planejamento da expansão do setor elétrico no Brasil.

4.4 – Plano Nacional de Energia 2050

O PNE é um documento indicativo elaborado pela EPE, de acordo com diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que visa delinear os elementos estratégicos norteadores do planejamento do setor energético nacional no longo prazo. No PNE estão presentes os fatores considerados relevantes pelo governo brasileiro no planejamento do setor de energia no horizonte de estudo. Diferentemente do PDE, o PNE é revisado com menor frequência, de acordo com alterações nas diretrizes centrais do planejamento de longo prazo do setor.

A elaboração do PNE 2050 se dá no horizonte de 2050, com quatro objetivos principais: segurança energética; retorno adequado aos investimentos; disponibilidade de acesso à população; critérios socioambientais. O lançamento do estudo situa-se num contexto global crítico, no qual a sociedade enfrenta a pandemia de COVID-19 e a mudança global do clima ganha cada vez mais lugar no planejamento de governos e empresas, o que evidencia a necessidade do processo de transição energética global rumo a matrizes renováveis. A partir da análise do PNE 2050, é possível avaliar a relevância de temas centrais como a mudança global do clima no planejamento de longo prazo do desenho de caminhos do setor elétrico brasileiro.

4.5 – Planejamento dos países selecionados e roadmap da Agência Internacional de Energia

A fim de analisar comparativamente o caminho apontado pelo planejamento estratégico do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro com aquele de países que são ou grandes consumidores de energia elétrica e emissores de gases de efeito estufa – China, Estados Unidos da América, e a União Europeia –, ou exemplos do hemisfério sul – Chile, um representante da América Latina que se destaca pelo planejamento climático e energético –, e África do Sul, com uma matriz energética majoritariamente fóssil.

Foram analisadas as congruências e incongruências da ambição climática do planejamento brasileiro frente ao planejamento de tais países. Da mesma forma, foi analisado o documento “Net Zero by 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector” da AIE, que descreve um caminho para que se atinja emissões líquidas zero de gases de efeito estufa (GEE). Com base nas mudanças e transformações indicadas no documento da AIE, pode-se avaliar semelhanças e diferenças nos caminhos indicados pelos documentos do planejamento do setor elétrico brasileiro (PDE 2030 e PNE 2050), no que tange a mudança global do clima.

5. ROADMAP AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA

Para limitar o aquecimento global em 1,5°C, como recomendado pelo IPCC e estipulado no Acordo de Paris, é fundamental que a economia atinja emissões líquidas zero até 2050. No âmbito dos esforços para a descarbonização da economia global, a transição energética para uma matriz renovável assume papel central, uma vez que o setor de energia é responsável por cerca de 75% das emissões de GEE no planeta atualmente. Apesar da estreita margem de ação para caminhos possíveis rumo a emissões líquidas zero de CO₂, a AIE elaborou um caminho focado no setor energético global coerente com o limite de aquecimento global de 1,5°C até 2100, com 50% de probabilidade, tido pela agência como o mais viável tecnicamente, de melhor custo-benefício e mais socialmente aceito para uma transição justa e inclusiva, com apoio técnico e financeiro de países desenvolvidos aos demais países. Apesar do caminho de caráter global, cada país deve se adequar a sua própria estratégia e características. Em um contexto socioeconômico de recuperação dos impactos da pandemia da COVID-19, os investimentos e políticas públicas resultantes de tal momento devem estar em consonância com a urgência da mudança global do clima a fim de caminhar rumo a emissões líquidas zero. Para tal, é necessária a ação conjunta do setor público, privado e sociedade civil, assim como ações internacionais coordenadas entre governos. Os governos devem ter papel de liderança no planejamento estratégico, enquanto o setor privado assume o papel de disponibilizar grande parte dos investimentos previstos e a mudança de comportamento da sociedade tem papel

fundamental nas transformações por meio das escolhas de compra e comportamento. Porém, evidências apontam para uma retomada nas emissões com processos de recuperação do crescimento econômico, o que demandaria Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) mais ambiciosas por parte de todos os países, em especial os de maiores emissões globais, assim como maior aderência e comprometimento com metas de emissões líquidas zero.

A transição energética deve considerar as disparidades socioeconômicas ao redor do mundo. O fornecimento de acesso a aproximadamente 790 milhões de pessoas ainda desprovidas de eletricidade e 2,6 bilhões de pessoas sem tecnologias limpas para cozinhar - grande parte na África subsariana e Ásia - é, também, essencial (AIE, 2021).

No caminho indicado pela AIE os pilares para a descarbonização do setor energético seriam a eletrificação, a eficiência energética, a mudança de comportamento social, as energias renováveis, o hidrogênio, a bioenergia e as tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

Dentre as diversas incertezas de tal caminho, destaca-se a necessidade da aceleração da inovação e desenvolvimento tecnológico. Como parâmetros das projeções da AIE, a população global aumentaria em 750 milhões até 2030 e 2 bilhões até 2050, frente aos 7,8 bilhões de habitantes em 2020. O crescimento econômico atingiria a marca de 45% em 2030 e dobraria de tamanho em 2050 em comparação com 2020.

A introdução de precificação do carbono para emissões de CO₂ seria uma ferramenta de abrangência global até 2025. Os preços aumentariam de US\$75/tCO₂ em 2025 para US\$250/tCO₂ nos países desenvolvidos, enquanto em grandes economias globais como China, Brasil e África do Sul, os preços sairiam de US\$45/tCO₂ em 2025 para US\$200/tCO₂ em 2050.

A remoção progressiva de subsídios de combustíveis fósseis integraria a agenda de transição. As emissões globais de CO₂ decresceriam para 21 bilhões de toneladas de CO₂ em 2030 para emissões líquidas zero em 2050, sendo que países desenvolvidos atingiriam emissões líquidas zero em 2045. Destaca-se a relevância de países com grande potencial de geração de energia renovável e produção de bioenergia como

sumidouros de emissões. A oferta total de energia por combustíveis fósseis seria reduzida de 80% em 2020 para cerca de 20% em 2050.

A fim de evitar impactos negativos na biodiversidade, em sistemas aquáticos e na disponibilidade e nos preços dos alimentos, a projeção da produção de bioenergia ficaria aquém do potencial global total, com expansão produtiva focada em matérias-primas como resíduos e materiais lenhosos cultivados em terras não apropriadas para produção de alimentos. O uso da captura e armazenamento de carbono saltaria de 1,6 bilhões de toneladas de CO₂ em 2030 para 7,6 bilhões em 2050. O setor industrial alcançaria queda de 20% nas emissões de CO₂ em 2030 e de 90% em 2050, assim como o setor de transportes.

Já o setor de edificações apresentaria queda de 40% em 2030 e de 95% em 2050. A Figura 13 ilustra a redução das emissões a ser alcançada, por setor, até 2050.

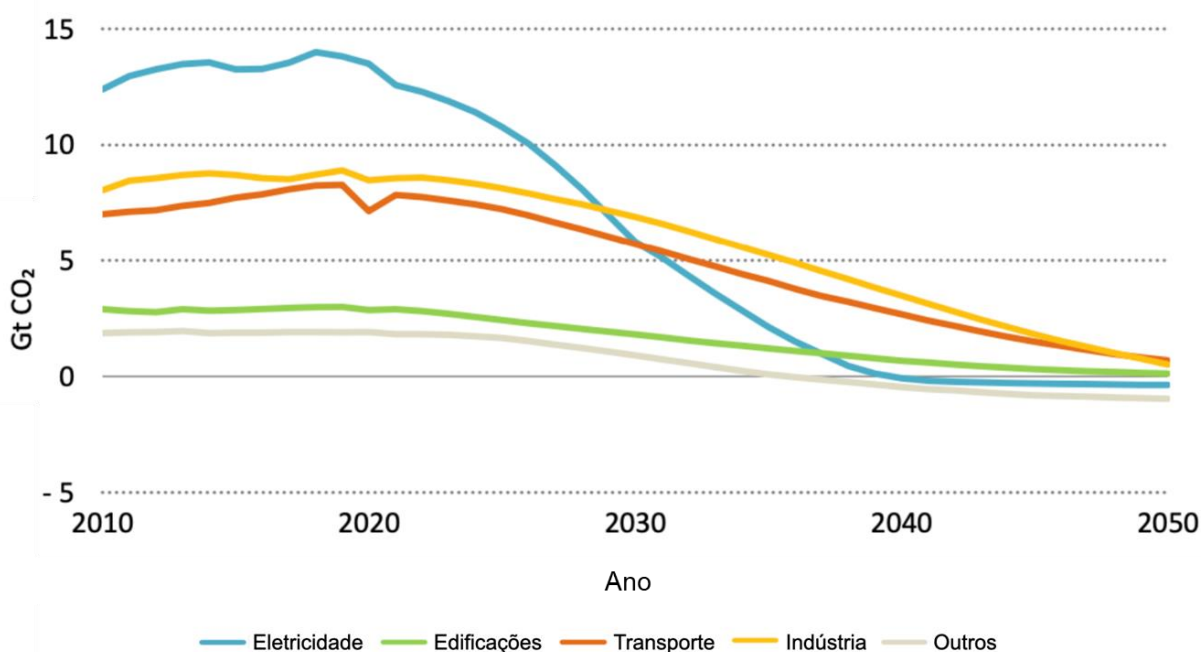


Figura 13: Reduções das emissões de CO₂ por setor no caminho apontado pela AIE

Fonte: Adaptado de AIE (2021)

O setor elétrico, responsável por cerca de 36% das emissões de CO₂ globais em 2020, é central nesta estratégia e atinge a marca de cerca de 50% do consumo energético total em 2050. Primeiro setor a atingir emissões líquidas zero, a redução de emissões

globais fundamenta-se na transição da matriz elétrica para uma matriz renovável e a eletrificação seria fundamental para alcançar emissões líquidas zero em todos os setores econômicos e para a segurança energética global. A representatividade da eletricidade no consumo total de energia global saltaria de 20% em 2020 para 26% e 50% em 2030 e 2050, respectivamente. A energia elétrica seria a principal fonte energética em 2050 em setores como transporte, indústrias e edificações.

O hidrogênio seria uma das fontes de flexibilidade para os sistemas elétricos, que demandam tal característica com a maior inserção de renováveis intermitentes, que se tornam vetores de expansão da produção do combustível. Entre 2020 e 2030, a queda nas emissões de CO₂ seria da ordem de 60% e, em 2040, o setor atingiria a marca de emissões líquidas negativas - países desenvolvidos alcançariam tal marca em 2035.

Haveria também, crescimento da fonte nuclear, ainda que sua representatividade na geração em 2050 seria inferior a 10% do total, com queda de participação de 18% na matriz elétrica de países desenvolvidos em 2020 para 10% em 2050.

Até 2050, a geração de eletricidade aumentaria cerca de 2,5 vezes, com aproximadamente 90% da geração elétrica oriunda de fontes renováveis. As fontes solar e eólica seriam responsáveis por 70% da geração total. Países emergentes e em desenvolvimento são responsáveis por 75% do crescimento projetado da demanda elétrica para 2050 devido ao crescimento populacional e econômico. A Figura 14 ilustra como seria a evolução da capacidade instalada global para geração de eletricidade.

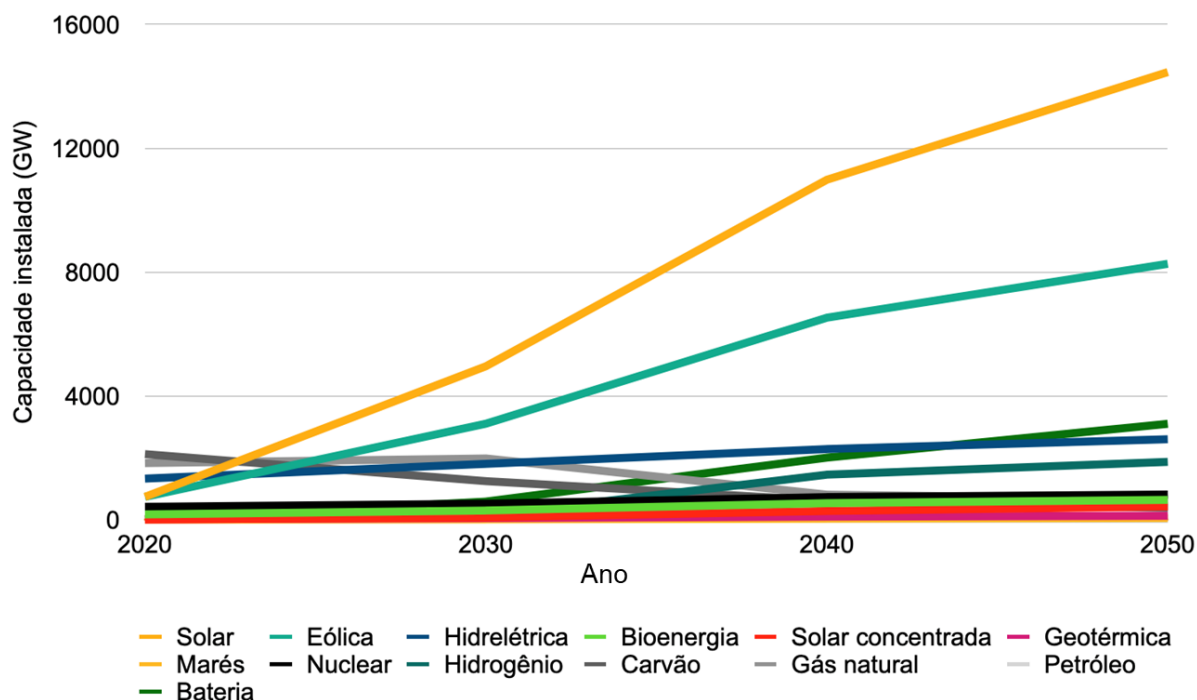


Figura 14: Evolução da matriz elétrica global até 2050 em GW

Fonte: Adaptado de AIE (2021)

A flexibilidade dos sistemas elétricos quadruplicaria até 2050 uma vez que as fontes intermitentes, como solar e eólica, teriam grande participação. A flexibilidade no sistema viria das usinas hidrelétricas, baterias, resposta à demanda e usinas flexíveis com combustíveis de baixa emissão.

Na década 2020-2030 haveria expansão significativa das renováveis, sendo que as tecnologias necessárias para a redução de emissões de CO₂ projetada pela AIE até 2030 já existem. O cenário ilustrado seria de uma economia 40% maior em 2030 mas com uso energético 7% menor, sendo que a oferta de energia mantém-se no mesmo patamar até 2050. Até 2030, indica-se a necessidade da adição anual de 630 GW de fonte solar e 390 GW de eólica - montante quatro vezes superior ao observado em 2020. Entre 2030 e 2050, a adição anual passa a ser de 600 GW de solar e 340 GW de eólica.

A transição do uso de petróleo e gás natural para fontes renováveis faz com que não seja necessário o desenvolvimento de novos campos de exploração além daqueles já comprometidos em 2021, bem como novas minas de carvão ou expansão das já

existentes. A demanda por petróleo e gás natural em 2050 apresentaria queda de 75% e 55%, respectivamente, frente ao observado em 2020, enquanto a demanda por carvão sem mecanismos de captura de carbono diminuiria em 90%.

A contração no mercado de combustíveis fósseis impactaria países e empresas produtoras. Por outro lado, o conhecimento técnico e experiência de tais setores poderiam adequar-se a atividades fundamentais na transição energética, por exemplo, a produção industrial de hidrogênio, a captura e armazenamento de carbono, a geração eólica *offshore* e a mineração - o processo de transição demandará significativas quantidades de minerais como o cobre, cobalto, manganês e terras raras, com crescimento de demanda em 2030 projetado em até 7 vezes e tamanho de mercado em 2040 próximo ao do carvão nos dias de hoje. Estima-se queda de 80% nas receitas de países produtores de petróleo e gás natural em 2050 em comparação com valores de anos recentes.

A energia solar assumiria a posição de principal fonte energética em 2050, com 20% do fornecimento total. As tecnologias necessárias para as reduções de cerca de 50% nas emissões de CO₂ encontram-se em fase de demonstração ou protótipos, ainda não disponíveis comercialmente. Os setores de transporte e industrial são os que mais enfrentariam dificuldades em relação a disponibilidade tecnológica comercial para alternativas à redução de emissões em caminhões pesados, aviação, transporte marítimo e indústria pesada.

Até 2030, o caminho apontado pela AIE apresenta potencial de criação de 14 milhões de vagas de emprego em decorrência da disseminação de energia limpa, com redução de 5 milhões de postos de trabalho no setor de combustíveis fósseis.

Os investimentos no setor energético seriam expressivos, da ordem de 5 trilhões de dólares em 2030 e 4,5 trilhões em 2050, em comparação com a média recente dos últimos 5 anos de cerca de 2 trilhões. A fim de suportar o aumento na geração elétrica, os investimentos anuais em redes de transmissão e distribuição saltariam dos atuais 260 para cerca de 820 bilhões de dólares até 2030, mantendo-se no mesmo patamar até 2050, enquanto o aumento de pontos de recarga de veículos elétricos, iria dos atuais 1 milhão para 40 milhões no mesmo período, com investimento anual de cerca de 90 bilhões de dólares.

6. O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DOS PAÍSES SELECIONADOS

O contexto global de transição energética para matrizes elétricas compostas cada vez mais por fontes renováveis é de extrema relevância, dado a representatividade elevada de fontes fósseis na geração de eletricidade atualmente. Para que se possa analisar a relevância dada à mudança global do clima no planejamento dos países selecionados, é relevante que se analise o planejamento da expansão do setor elétrico de tais países. Dessa forma, cria-se uma base de comparação para uma análise crítica do planejamento do setor elétrico brasileiro.

6.1 – África do Sul

De acordo com o document “South Africa’s Low Emission Develop Strategy 2050”, dentre os impactos da mudança global do clima na África do Sul, espera-se condições mais secas nas regiões sul e oeste do país, enquanto, na região leste, espera-se condições mais úmidas. Além disso, o padrão de precipitações deve se tornar mais variável e imprevisível, o que afeta atividades econômicas dependentes de recursos hídricos. Dessa forma, o governo da África do Sul entende que os impactos da mudança global do clima representam uma ameaça ao desenvolvimento socioeconômico do país. Por ser um país subdesenvolvido, a África do Sul é especialmente vulnerável a tais impactos, assim como outros países subdesenvolvidos. A matriz energética da África do Sul caracteriza-se pela grande dependência de fontes fósseis, com destaque para o carvão mineral, responsável por cerca de 80% da eletricidade gerada no país. Em 2016, 88% da demanda energética do país foi suprida por combustíveis fósseis. Seria necessária uma rápida transição energética para a diminuição das emissões nacionais. Sob o aspecto social, cerca de 2 milhões de residências não têm acesso a eletricidade, em um país com cerca de 84% das residências eletrificadas.

O documento da estratégia de desenvolvimento de baixo carbono para 2050, submetida à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC) no âmbito do Acordo de Paris, aponta que não há cenário tecnológico possível no qual a redução de emissões seria alcançada concomitantemente com a manutenção dos combustíveis fósseis carvão, petróleo ou gás como principais fontes

energéticas na geração de eletricidade, bem como no qual veículos de combustão interna movidos a combustíveis fósseis seguem sendo os provedores de transporte de passageiros. O uso de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica é apontado como fonte minoritária frente ao total no horizonte de 2050, em contínuo declínio, enquanto o transporte de passageiros estaria centrado em veículos e plataformas de emissão zero, movidos a fontes renováveis de energia.

Entende-se que uma transição de tamanha dimensão e complexidade demandaria um planejamento para além do escopo e período de impacto usual de políticas públicas nacionais, que impactaria a sociedade em um período entre 1 e 5 anos. A magnitude demanda políticas públicas que englobam todos os setores da sociedade, em especial os mais carbono-intensivos, com horizonte de planejamento superior a 30 anos de maneira coordenada.

Uma vez que a vida útil das usinas termelétricas a carvão é de cerca de 30 a 40 anos, investimentos em infraestruturas energéticas feitos no presente, bem como no período atual de planejamento de NDCs, determinarão o perfil do setor e suas emissões em 2050. Tal compreensão é fundamental quando se almeja englobar critérios referentes aos riscos da mudança global do clima no planejamento da economia como um todo e, em especial, no setor energético, e indica que não se deve produzir novas termelétricas a combustível fóssil.

A partir das metas de longo prazo, deve-se elaborar metas de curto e médio prazos que garantam o atingimento daquelas de longo prazo. Com isso, evita-se o aprisionamento a longo prazo a opções tecnológicas de grande emissão, como usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

Dado que algumas usinas termelétricas em atividade na África do Sul encerrarão suas atividades entre 2030 e 2050, um expressivo montante de investimentos é previsto no setor elétrico do país de modo a atender a demanda e as atividades econômicas.

O planejamento energético da África do Sul é orientado pelo Departamento de Recursos Minerais e Energia. A descarbonização do setor energético se orientará pelos documentos Plano Integrado de Energia (IEP), Plano Integrado de Recursos (IRP) e a Estratégia Industrial de Biocombustíveis.

O IEP analisa as tendências atuais de oferta e demanda de energia em distintos setores econômicos. Tais informações, somadas a projeções futuras de demanda e desenvolvimento tecnológico, são usadas a fim de estimar os requisitos energéticos futuros do país em diferentes cenários. O IEP é considerado um documento fundamental no desenvolvimento de uma transição energética justa marcada pelo distanciamento dos combustíveis fósseis, rumo a uma economia de baixo carbono.

O IRP, por sua vez, é o documento de planejamento do setor elétrico da África do Sul e, portanto, determina as fontes energéticas a serem implementadas no atendimento da demanda. Dessa forma, o IRP provê ao governo um mecanismo de diversificação da matriz de geração e pode promover o uso de energias renováveis e demais tecnologias de baixo carbono. De acordo com o IRP, há previsão para descomissionamento de cerca de 10.599 MW de termelétricas a carvão até 2030 e, para 2050, o total aumenta para 35.000 MW - em 2018, a capacidade instalada total era de 37.149 MW. O planejamento do setor baseia-se em cenários de projeções de crescimento econômico e populacional, bem como a demanda de eletricidade no longo prazo, e busca formas de suprir a demanda com o menor custo possível. Para que se incorpore as metas atuais de redução de emissões de GEE no planejamento do setor elétrico, modelou-se limitações de carbono no cenário base.

O IRP apresenta propostas de ajustes em políticas públicas que visam a garantia de um planejamento prático com flexibilidade para acomodação de novas tecnologias, ainda não competitivas atualmente. Dessa forma, o documento de 2019 apresenta a projeção da matriz de geração até 2030, mesmo com o descomissionamento de termelétricas a carvão previsto até 2050. Até 2030, planeja-se um incremento na matriz elétrica de 2.500 MW de fontes hídricas, 6.814 MW de fonte solar fotovoltaica, 15.762 MW de fonte eólica e 4.000 MW de outras fontes, ainda insuficiente para a total substituição do carvão, sendo que a inclusão de novas usinas termelétricas a carvão resultaria no aprisionamento do setor elétrico a tecnologias intensivas em carbono no longo prazo devido a vida útil de tais usinas. A Figura 15 ilustra a projeção da matriz elétrica em 2030, ainda muito dependente de carvão, mas com expressiva redução e presença de fontes renováveis.

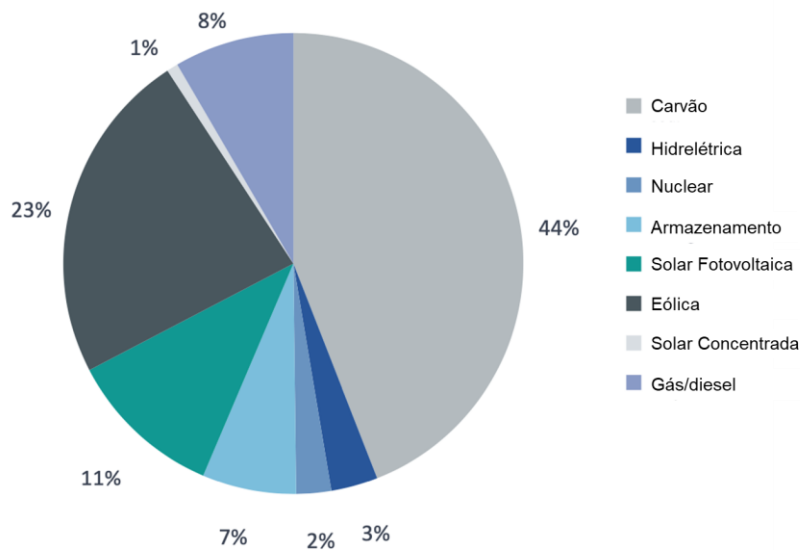


Figura 15: Matriz elétrica da África do Sul em 2030
 Fonte: Adaptado de South African Government (2020)

Além disso, a implementação da precificação de carbono em 2019 para todos os setores da economia reforça o direcionamento do planejamento rumo a uma economia de baixo carbono. Os preços de carbono deveriam evoluir ao longo do tempo, de modo a prover sinais de mercado claros para o direcionamento de recursos a tecnologias de zero emissão e, em paralelo, desestimular investimentos em tecnologias e atividades intensivas em carbono. Indica-se, também, que o país deve participar de uma revisão dos incentivos fiscais a combustíveis fósseis, de modo a impulsionar a transição econômica na direção de emissões líquidas zero em 2050.

Dado os elevados custos para uma transição energética na escala demandada pelo contexto da África do Sul, há necessidade de absorção de financiamento climático internacional. Ao mesmo tempo, tal situação seria uma oportunidade de absorção de grandes montantes de recursos, direcionados aos custos necessários a ações de mitigação e adaptação climática.

Uma vez que o planejamento energético está inserido na estratégia de desenvolvimento de baixo carbono para 2050, que engloba todos os setores econômicos, além de aspectos regulatórios, de governança e de estratégia fiscal,

entende-se que os critérios referentes aos riscos advindos da mudança global do clima estão considerados de forma central no planejamento do setor energético na África do Sul, que almeja mudanças estruturais no setor energético e elétrico. As estratégias apresentadas incorporam metas de curto e médio prazo, de modo a pavimentar o caminho para emissões líquidas zero em 2050. Por fim, ressalta-se que a construção de cenários não é o suficiente para que se alcance as entregas almejadas. Deve-se transformar tais planos e cenários em políticas públicas coordenadas.

6.2 – Chile

O documento “Política Energética Nacional”, construído por meio de diversos processos participativos e multissetoriais, de modo a representar a grande diversidade presente no território chileno, é uma ideia compartilhada de um futuro energético do Chile.

Com atualizações a cada 5 anos e sob responsabilidade do Ministério de Energia, o documento entende a transição energética para uma matriz centrada na participação de fontes renováveis como uma nova realidade global, com o desafio de frear os impactos das mudanças globais do clima, no qual a inovação tecnológica e políticas públicas interagem de forma a gerar benefícios e oportunidades.

O setor energético do Chile é a fonte de 77% das emissões de GEE. Dessa forma, para que se faça a transição energética, entende-se que há necessidade de uma rede elétrica robusta no país. Em 2021, a eletrificação representa 25% dos usos energéticos. Almeja-se, em 2050, atingir a marca de 60 a 70%. Portanto, o setor elétrico exerce papel central na transição energética chilena, e deve passar por um processo de maior robustez de infraestrutura, digitalização, regulação e maior desempenho operativo. A Figura 16 ilustra a evolução da matriz elétrica no Chile até 2020, com expressiva participação do carvão.

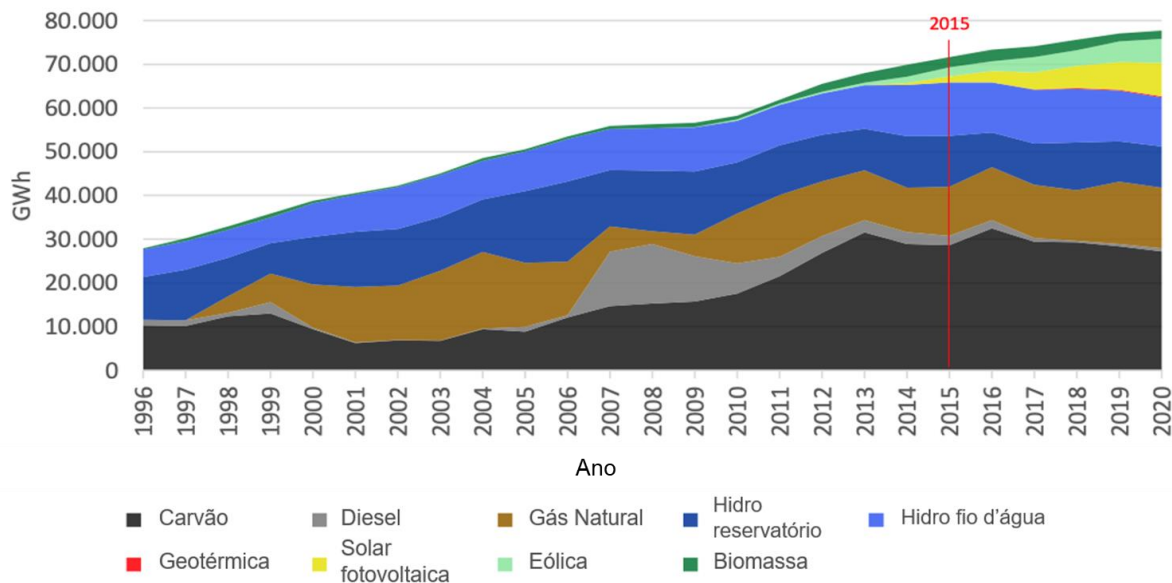


Figura 16: Geração elétrica no Chile por fonte entre 1996 e 2020 (GWh)

Fonte: Adaptado de *Transición Energética de Chile Política Energética Nacional*, 2021

No âmbito das inovações tecnológicas, o hidrogênio verde e seus derivados são vistos como chave para uma mudança de paradigma, de modo a transformar o Chile em um dos principais exportadores de energia renovável no mundo.

O documento expressa a relevância da política energética como um motor do desenvolvimento sustentável, que deve ser participativo e inclusivo, com enfoque territorial. Por meio do planejamento energético, o estado chileno atua como articulador de uma visão plural de desenvolvimento, com papel de orientar e planejar antecipadamente o desenvolvimento energético com objetivo principal sendo a garantia do bem comum que é a energia. Além disso, deve monitorar o funcionamento dos mercados para um melhor desenvolvimento energético, de modo a reduzir barreiras a novos empreendimentos e modelos de negócios.

Ao entender que o paradigma do desenvolvimento está mudando, busca-se adaptar a política energética nacional aos novos desafios, como a integração dos aspectos ambiental e social para, assim, atingir-se um desenvolvimento energético sustentável no qual as comunidades estão em harmonia com a natureza.

A transição energética proposta pela atualização da política energética visa a neutralidade em carbono, dado o desafio climático e ambiental, que impõe novas

urgências aos setores econômicos. Deseja-se uma transição energética sustentável, resiliente e eficiente para o país. Para isso, deve ser inclusiva, acessível, de acordo com os direitos humanos e com a diversidade cultural no território chileno, além de aumentar a participação dos povos indígenas nas discussões.

O documento apresenta metas de longo prazo quantificáveis, sustentadas por metas intermediárias. Dentre outras metas, em 2050 deseja-se atingir 100% de energias de zero emissão de carbono na geração de eletricidade e 80% de energias renováveis em 2030. Além disso, em 2050 almeja-se, também, redução de 60% nas emissões anuais de GEE no setor energético em comparação com 2018, o que possibilitaria o atingimento da neutralidade em carbono antes de 2050. Por fim, outro exemplo de meta é a precificação de carbono em ao menos US\$35,00 por tonelada de CO₂ equivalente em 2030.

O documento aponta, também, a necessidade da superação dos desafios englobados na transição para uma matriz energética 100% zero emissões, sustentável e diversificada, levando em consideração os potenciais regionais. A Figura 17 ilustra a projeção da geração de eletricidade por tipo de fonte no Chile até 2050.

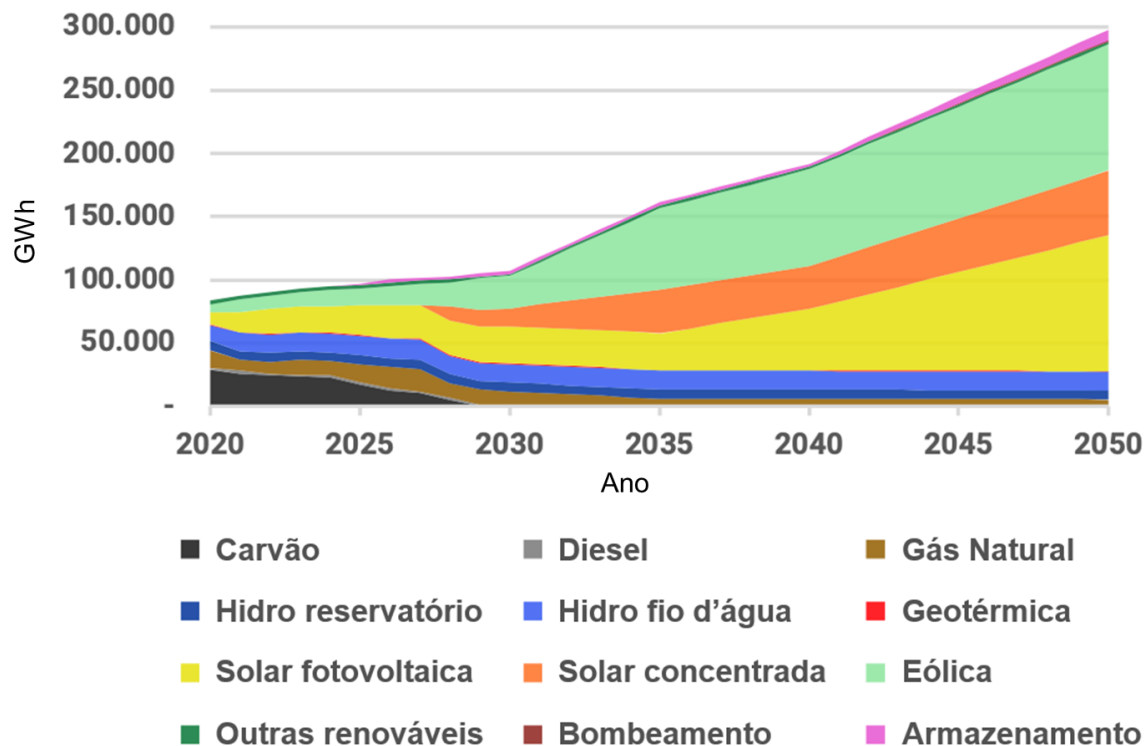


Figura 17: Projeção da geração elétrica no Chile entre 2020 e 2050

Fonte: Adaptado de *Transición Energética de Chile Política Energética Nacional*, 2021

Apesar do reconhecimento do avanço das energias renováveis no Chile, aponta-se a necessidade de maior integração de tecnologias ainda não incorporadas em larga escala, como a geração de energia solar concentrada, a energia geotérmica e as diversas formas de armazenamento energético.

O gás natural é entendido como uma importante fonte de energia na primeira etapa da transição energética, que consiste na substituição do carvão. Após isso, aponta-se a necessidade da substituição do gás natural por fontes renováveis de maneira gradual, até que sua participação chegue a zero em 2050.

O planejamento energético chileno, portanto, considera como central as mudanças globais do clima, e aponta o protagonismo da ambição climática como primeiro propósito da atualização do documento que pavimenta sua transição energética. Ao considerar o planejamento energético como pilar central do desenvolvimento econômico sustentável, o país almeja alçar a posição de protagonismo na ambição

climática em escala global, convertendo-se em um exemplo a ser seguido e, com as exportações de energia renovável, um facilitador da mitigação de emissões em outros países. Ao se falar em precificar por meio de impostos o uso de combustíveis fósseis, além da precificação de carbono, e o desenvolvimento de instrumentos de mercado que visem a maior integração de fontes renováveis de energia no país, reforça-se a ideia da consideração estrutural do clima no planejamento energético do país.

Por fim, reconhecem os povos indígenas como agentes de transformação frente à crise climática, uma vez que são responsáveis pela conservação de seus territórios, com grande biodiversidade. Portanto, deseja-se aumentar a participação dos povos indígenas na discussão, desenho e implementação de ações que abordem a mudança global do clima.

6.3 – China

O Décimo Quarto Plano Quinquenal da China para o desenvolvimento nacional econômico e social e objetivos de longo termo para 2035 é um documento de divulgação das diretrizes estratégicas do governo chinês para o desenvolvimento do país, que visa divulgar o foco do governo socioeconômico para os próximos 5 anos, bem como guiar e padronizar o comportamento das entidades de mercado.

Dentre as diretrizes dos objetivos de longo termo para 2035, almeja-se modos de produção e de vida verdes, com reduções consistentes nas emissões de carbono após o atingimento do pico de emissões do país. Além disso, projeta-se uma alocação de recursos energéticos mais racionalizada, com aumento de eficiência de uso. Estipula-se uma redução de 13,5% no consumo energético por unidade de PIB, assim como uma redução 18% de emissões de CO₂ por unidade de PIB no período entre 2021 e 2025. Em paralelo, a emissão dos principais poluentes continuará a cair e a taxa de cobertura florestal alcançará a marca de 24,1%.

A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia é crescente no país desde 2013, conforme ilustra o a Figura 18. Como diretrizes do plano quinquenal no âmbito energético, apresenta-se a ambição de concentração de esforços em indústrias emergentes estratégicas, como novas formas de energia - como o hidrogênio, armazenamento energético, dentre outros -, assim como promoção da aceleração do

desenvolvimento de bioenergias e aumento de tamanho e força da bioeconomia do país.

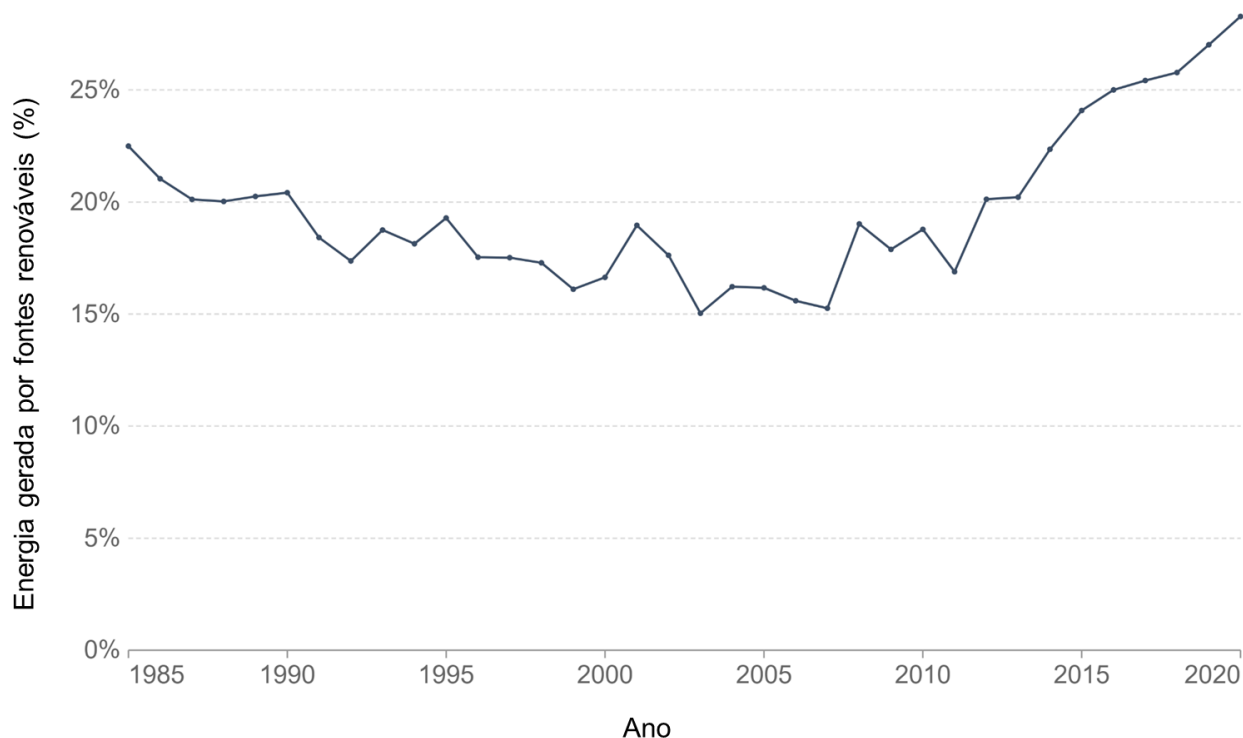


Figura 18: Participação de fontes renováveis na geração de eletricidade na China

Fonte: *Our World in Data*, 2022

Para a construção de um sistema energético moderno, indica-se a promoção de uma revolução energética pela construção de um sistema energético limpo, de baixo carbono e eficiente. Com isso, aponta-se ao desenvolvimento de fontes não-fósseis de energia, com crescimento vigoroso de escala da geração de energia elétrica de fontes eólica e solar fotovoltaica. A aceleração do desenvolvimento da geração distribuída nas regiões leste e central do país e da geração eólica *offshore* estão, também, contempladas no plano, junto das fontes hidrelétrica e nuclear costeira. Projeta-se que o consumo energético total oriundo de fontes não-fósseis atinja 20%, em comparação com 15% do último plano. Quanto ao carvão, importante fonte energética na matriz chinesa, sua produção será concentrada em áreas ricas em tal recurso. A escala e ritmo de desenvolvimento da construção de usinas termelétricas a carvão será

controlada e a substituição do carvão pela eletricidade será promovida. A exploração e desenvolvimento do setor de óleo e gás, fontes fósseis de energia como o carvão, será liberalizada de forma ordenada. Além disso, projeta-se a aceleração do uso de recursos de petróleo e gás em alto mar, em grandes profundidades e não convencionais, e aumento nas reservas e produção de petróleo e gás. A energia geotérmica deve ser explorada com base em condições locais. A aceleração da construção de redes inteligentes, complementariedade do sistema, maior consumo de energia limpa e capacidade de armazenamento, juntamente com a construção de usinas com bombeamento para maior armazenamento - usinas reversíveis - e implementação em larga escala de novas tecnologias de armazenamento também fazem parte do planejamento quinquenal do governo chinês para o setor de energia.

No âmbito da mudança global do clima, o décimo quarto plano quinquenal indica que serão implementadas metas independentes como resposta à mudança global do clima até 2030, junto a elaboração de um plano de ação para atingir o pico de emissões nacionais até 2030. A melhoria do controle do consumo total e da intensidade energética, assim como o foco no controle do consumo de combustíveis fósseis, integra tais planos. Como objetivo de longo prazo, almeja-se a neutralidade de carbono em 2060.

Por mais que se projete uma expansão na geração de energia com fontes renováveis, junto a metas de redução de intensidade de carbono e de consumo energético por unidade de PIB, entende-se que ainda há muito espaço para o crescimento e desenvolvimento de fontes nas diretrizes estratégicas do governo chinês para os próximos 5 anos, ainda que se aponte um controle razoável da intensidade do desenvolvimento de fontes como o carvão e a restauração ecológica de minas. Nota-se a presença de critérios climáticos no planejamento energético - como o caso da implementação de um mercado de carbono que regula as emissões do setor de energia -, mas questiona-se o nível de ambição real das ações dada a dimensão do desafio de descarbonização do país - a China é responsável por cerca de 25% das emissões de gases de efeito estufa globais.

Foca-se mais em medidas voltadas ao consumo energético, como conservação de energia e consumo eficiente, mas não se detalha quantitativamente o planejamento de

expansão da matriz de geração. Almeja-se uma transformação rumo ao desenvolvimento positivo e renovável, com foco em conservação energética, proteção ambiental, produção industrial limpa, energias renováveis e infraestrutura e serviços ditos verdes. Ao mesmo tempo, fala-se em promoção do uso limpo e eficiente de combustíveis fósseis, como o carvão, e manutenção da estabilidade e aumento da produção de petróleo e gás natural, o que é compreensível quando se analisa tais medidas sob a ótica de um planejamento de 5 anos, centrado na transição de uma economia altamente fóssil e poluente. Por outro lado, mostra-se incoerente com as demais propostas e objetivos ecológicos, bem como com a urgência e complexidade da mudança global do clima e do Antropoceno.

6.4 – Estados Unidos da América (EUA)

O relatório *Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050*, elaborado pela Administração de Informação Energética (EIA) dos EUA, juntamente com a agência de estatística e analítica e o Departamento de Energia dos EUA, explora as tendências de longo prazo do setor energético nos EUA. O relatório apresenta projeções modeladas de possíveis cenários futuros, de acordo com as premissas e metodologias adotadas nos modelos, e ressalta que projeções do mercado de energia são incertas devido aos diversos eventos e suas naturezas que moldam tal mercado, bem como o desenvolvimento tecnológico.

Como cenário de referência, adota-se a premissa de que as leis e regulações que interagem com o mercado de energia atuais mantêm-se inalteradas no horizonte projetado. Com isso, a EIA faz comparações com cenários alternativos, nos quais há mudanças políticas. Como exemplo de cenários alternativos, tem-se o cenário no qual as energias de fontes renováveis atingem preços elevados, bem como o cenário no qual os preços de tais fontes são baixos, cerca de 40% inferiores ao cenário de referência.

Devido aos efeitos da pandemia de COVID-19 na economia, espera-se que a demanda energética nos EUA retome os níveis de 2019 até 2029. Até 2050, espera-se uma crescente demanda de energia elétrica, a uma taxa modesta de menos de 1% ao ano entre 2022 e 2050. Constata-se que os incentivos às fontes renováveis de energia,

junto aos menores custos das tecnologias em questão, tornam tais fontes competitivas com o gás natural, em um momento de redução da participação de carvão e energia nuclear na matriz elétrica. Com isso, o crescimento da geração renovável acontece em maior passo do que a demanda de energia, sendo responsável por 60% do total de cerca de 1000 GW de adição entre 2020 e 2050 no cenário de referência, com destaque para as fontes solar e eólica. A Figura 19 ilustra as adições de capacidade instalada na matriz energética por fonte de geração.

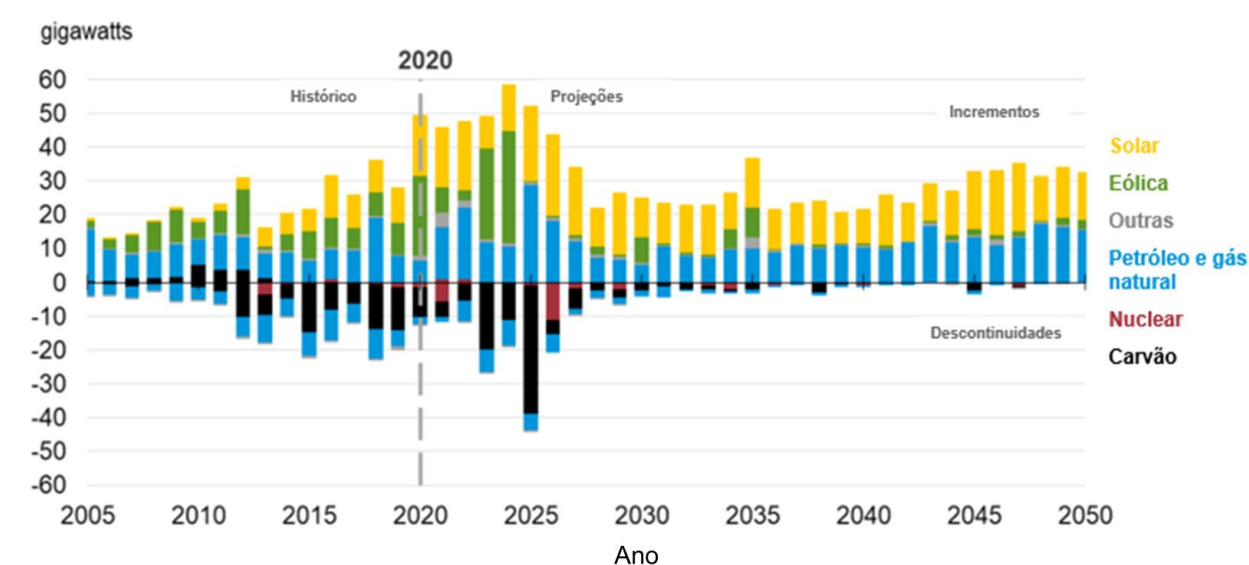


Figura 19: Adições e descontinuidades anuais na geração elétrica anual nos EUA no cenário de referência

Fonte: Adaptado de *Annual Energy Outlook*, 2021

Apesar disso, aponta-se que o petróleo seguirá sendo o combustível mais consumido nos EUA até 2050, com queda nas emissões de carbono relacionadas ao consumo energético até 2035 e subsequente escalada até 2050. Os principais consumidores de petróleo são o setor de transporte e a indústria. A Figura 20 ilustra o consumo energético por combustível nos EUA no cenário de referência, sendo o histórico até 2020 e projeções entre 2021 e 2050.

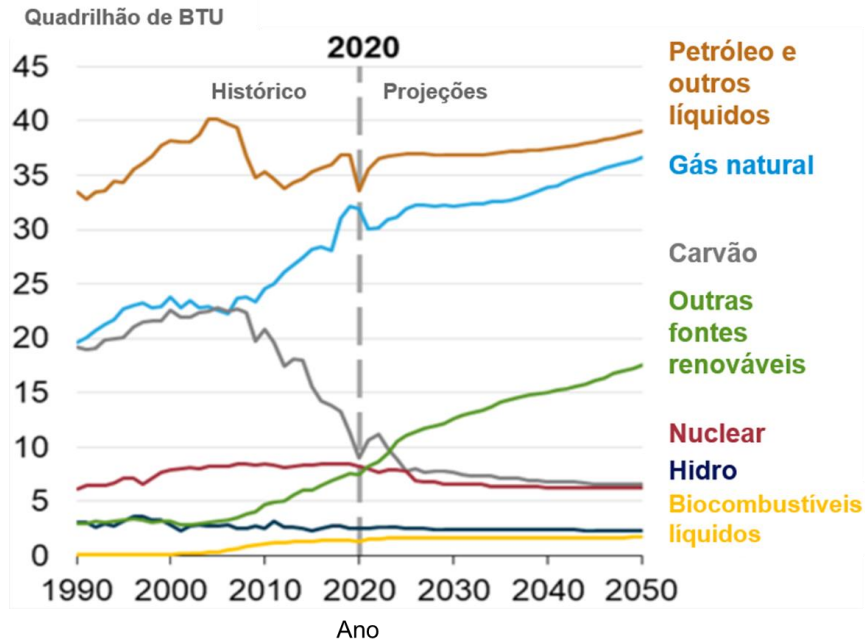


Figura 20: Consumo de energia por fonte nos EUA no cenário de referência

Fonte: Adaptado de *Annual Energy Outlook, 2021*

Observa-se um movimento estável de descontinuidade de usinas a carvão até 2025, junto ao crescimento das fontes solar, eólica e gás natural, sendo este a segunda principal fonte energética em 2050 no cenário de referência.

Ressalta-se que, apesar do esperado crescimento de energia eólica, tal fonte não se mostra tão competitiva quanto a fonte solar. Portanto, a expansão da energia eólica nos EUA é dependente de intervenções políticas. Para além das adições de fontes renováveis, o gás natural é responsável por quase todo o restante incrementado na matriz, com cerca de 40% das adições totais até 2050 e é apontado como a fonte a ser utilizada para complementação de potência das intermitentes solar e eólica.

Por fim, ressalta-se que não há uma menção sequer à mudança global do clima no documento, o que explicita as considerações mercadológicas adotadas nas projeções apresentadas. Apesar da alegada maior velocidade de crescimento das renováveis, nota-se que, no cenário de referência, os combustíveis fósseis petróleo e gás natural seguem sendo as principais fontes energéticas em 2050 e apresentam considerável distância das renováveis. Dessa forma, entende-se que as políticas atuais nos EUA

que interferem no setor energético são insuficientes no que se refere à incorporação da mudança global do clima e seus riscos.

6.5 – União Europeia

O documento *Renewable Energy Directive* (REDDII) é o principal documento de planejamento da expansão da participação de fontes renováveis de energia na União Europeia (UE). O documento foi revisado em julho de 2021, no âmbito do programa climático europeu intitulado *Fit for 55 package*, assim como o *European Green Deal* (EGD). Como um dos principais objetivos da revisão, foi apontada a ambição climática insuficiente nos horizontes de 2030 e 2050. A revisão do REDDII traz implicações práticas aos países membros da UE, uma vez que traz a necessidade de as administrações públicas comprometerem-se a adotar e monitorar metas climáticas mais ambiciosas, como a expansão da geração de energia renovável, de modo a reduzir as emissões de GEE.

O acordo EGD tem como objetivo tornar a UE carbono neutra em 2050, de forma a impulsionar a economia europeia em coerência com a nova realidade climática global, junto com a criação de empregos. Como meta intermediária, deve-se reduzir as emissões de GEE do bloco em 55% até 2030. Para isso, a contribuição do setor energético é fundamental, uma vez que é o setor responsável por cerca de 75% das emissões de GEE da UE. Para que se tenha uma contribuição significativa do setor energético, estabeleceu-se que a meta da representatividade de energias de fontes renováveis deve ser de 40% até 2030 - um incremento significativo e ambicioso frente aos 19,7% em 2019 e ao valor da meta anterior, de 32%. Almeja-se um aumento na participação de fontes renováveis em alinhamento com contribuições para objetivos climáticos e ambientais, como a conservação da biodiversidade.

O REDDII expressa a necessidade de uma abordagem de planejamento como bloco, para que se tenha a promoção de incentivos adequados aos distintos níveis de ambição nos países membro em direção à uma transição energética coordenada de um sistema energético centrado em combustíveis fósseis a um sistema mais eficiente e centrado em energias de fontes renováveis.

Entende-se que o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética da UE, com destaque para fontes *offshore*, representaria maior segurança energética. Com as implicações práticas da revisão do REDDII, espera-se impactos positivos no crescimento econômico e em investimentos com a criação de empregos e redução de importação de combustíveis fósseis, a partir da implementação de políticas de recuperação verde e digital. Estima-se que a criação de empregos no setor de energia renovável por euro investido seja cerca de 70% superior do que o setor de energia oriunda de fontes fósseis, enquanto a criação de postos de trabalho pelo setor solar fotovoltaico por unidade de geração de eletricidade seja superior ao dobro do número criado pelos setores de geração a carvão ou gás natural.

No âmbito do planejamento e reporte de metas pelos países membros da UE após as novas diretrizes estabelecidas no REDDII, será utilizada a estrutura já existente sob a Regulamentação (EU) 2018/1999, que estabelece que a governança do planejamento climático e energético devem ser integradas, monitoradas e reportadas para que se acompanhe o progresso em relação às metas estabelecidas com as exigências de transparência do Acordo de Paris. Para tal, os países membros deveriam submeter seus respectivos planejamentos energéticos e climáticos até o fim de 2019, referente ao período de 2021 a 2030. De 2023 em diante, os países devem reportar a cada dois anos o progresso atingido na implementação dos planos submetidos e, até 30 de junho de 2023, devem notificar a comissão da UE responsável sobre os rascunhos de atualização do planejamento, com atualizações finais a serem submetidas até 30 de junho de 2024 - sendo que esta deve contemplar obrigações relacionadas ao planejamento e metas definidas pela revisão do REDDII.

No setor elétrico, o crescimento rápido e competitivo de fontes renováveis de energia pode ser utilizado para suprir uma parcela cada vez maior da demanda energética, como em bombas de calor, veículos elétricos e fornalhas industriais elétricas, por exemplo. Até 2050, a meta para a expansão de energia eólica *offshore* é atingir a marca de 300 GW, enquanto a energia das marés deve atingir 40 GW instalados.

Além disso, pode-se utilizar a eletricidade renovável para a produção de combustíveis sintéticos para setores de difícil descarbonização, como o setor de aviação e transporte marítimo. Para isso, os países membros devem garantir a expansão da geração

elétrica renovável em um ritmo coerente com o crescimento da demanda crescente, o que pode ser feito pelo estabelecimento de uma estrutura que englobe mecanismos competitivos de mercado para a superação de barreiras financeiras e não financeiras ainda existentes para a garantia de sistemas elétricos seguros e adequados, que comporte grandes parcelas de fontes renováveis de geração, bem como instalações de armazenamento de energia integrados no sistema.

Planeja-se, também, a antecipação de desafios como a disponibilidade de mão de obra qualificada para setores específicos dentro do mercado de disseminação das energias de fontes renováveis, por exemplo, para a substituição de sistemas de aquecimento e refrigeração para substituição dos sistemas a combustíveis fósseis. O setor industrial, responsável por 25% do consumo energético da UE, tem tais sistemas como um grande consumidor de energia, 91% alimentados por combustíveis fósseis atualmente. Com tal planejamento, os países podem trabalhar de forma cooperativa para contornar tais desafios a tempo.

Por fim, para que se atinja a meta vinculada para energias renováveis em 2030, cada país membro deve apresentar uma trajetória indicativa para a contribuição do atingimento da meta final de 2021 em diante. Até 2022, a trajetória indicativa deve refletir um aumento na participação de renováveis de ao menos 18% entre a meta de 2020 e a contribuição para 2030. Para 2025 e 2027, a trajetória deve refletir um aumento de, respectivamente, ao menos 43% e 65% entre a meta de 2020 de cada país membro e sua respectiva contribuição para 2030. Até 2030, a trajetória indicativa deve atingir ao menos a contribuição prevista por cada país membro.

Dessa forma, no que se refere a ambição climática no planejamento energético e elétrico da UE, uma vez que a revisão do planejamento energético da UE se deu devido a uma nova meta climática de redução de emissões de GEE, entende-se que critérios climáticos são tidos como norteadores do planejamento energético europeu.

6.6 – Lições aprendidas

A análise do planejamento energético dos países África do Sul, Chile, China e EUA, bem como o da União Europeia, locais de distintas realidades sociais, ambientais e

econômicas, possibilita a comparação entre os distintos níveis de consideração dos riscos oriundos da mudança global do clima em cada país.

Com exceção dos EUA, cujo planejamento energético mostrou-se centrado no aspecto econômico, todos os países consideram, em distintos níveis, a mudança global do clima como um fator a ser considerado quando se versa sobre energia. Em alguns, o planejamento energético está inserido em um plano climático. Em outros, como o caso do Chile, a mudança global do clima mostra-se o fator central para a revisão do planejamento energético, com critérios rígidos para o atingimento da neutralidade climática até 2050, além da incorporação do aspecto climático no planejamento econômico do país, que almeja se tornar pioneiro na ambição climática em escala global, de modo a se converter em um exemplo a ser seguido.

Com isso, ilustra-se os rumos que o planejamento energético em escala global passa a adquirir, com a mudança global do clima tornando-se um pilar estrutural para a elaboração de estratégias econômicas e energéticas no longo prazo, sustentadas por ações no curto e médio prazo, ou mesmo um desdobramento do planejamento climático nacional. Ainda assim, não é, até então, um movimento homogêneo, com países com planos energéticos fundamentados apenas em critérios econômicos, como os EUA, o que confere a possibilidade de pioneirismo para aqueles mais ambiciosos no contexto climático.

A Figura 21 ilustra o histórico do percentual de eletricidade oriunda de fontes de baixo carbono – renováveis e nuclear – em cada país analisado, com adição do Brasil.

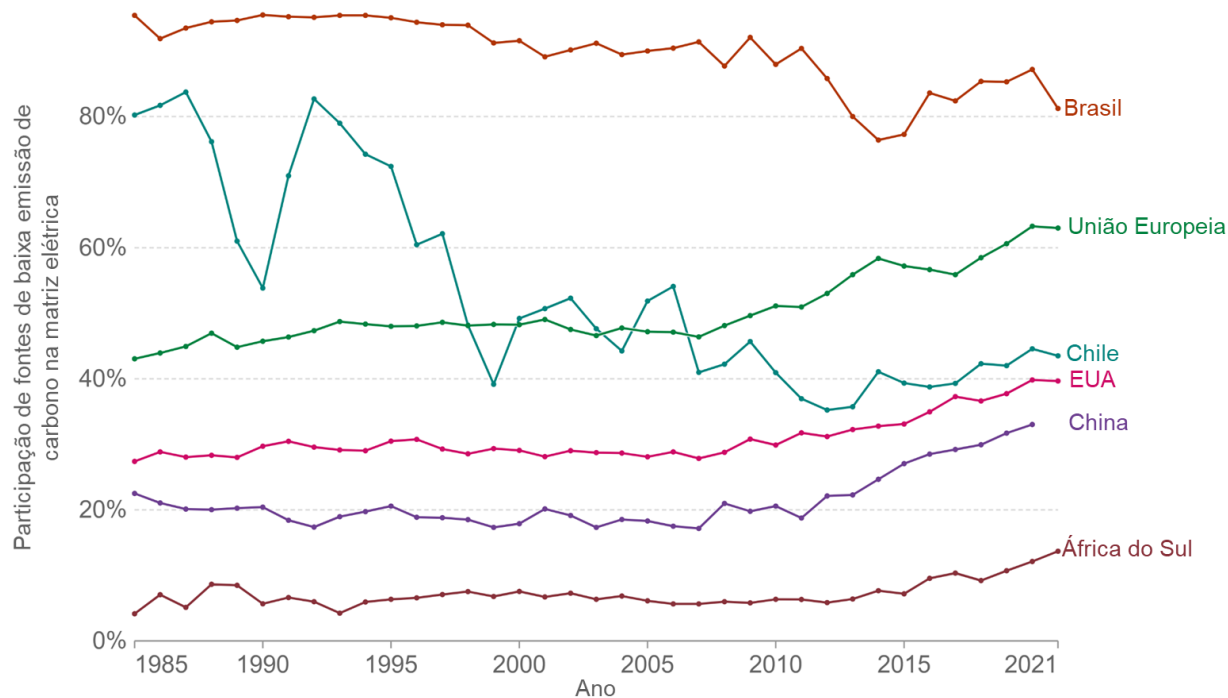


Figura 21: Participação de fontes de baixa emissão de carbono na matriz elétrica dos países

Fonte: *Our World in Data*, 2022

A comparação entre os países demonstra o tamanho do desafio frente a um cenário de transição energética em cada país, com foco no setor elétrico. Percebe-se que no Brasil, país com maior inserção de fontes de baixo carbono na matriz elétrica dentre os selecionados para comparação, não é necessária uma mudança estrutural da matriz para maior penetração de renováveis, como é o caso da África do Sul, por exemplo. O desafio nacional concentra-se na especificidade da matriz ser majoritariamente hídrica, o que a torna vulnerável à mudança global do clima.

7. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL

7.1 – A necessidade da inclusão de riscos climáticos no planejamento energético nacional

A consideração de cenários de baixa hidrologia em decorrência da mudança global do clima é fundamental no planejamento energético nacional, uma vez que as fontes

hídricas são responsáveis por mais de 65% da matriz elétrica brasileira. O risco da mudança global do clima oriundo de tais cenários é de suma importância ao setor, à economia e à sociedade brasileira como um todo. A definição de metas de redução de emissões, como é o caso das NDCs, deve, também, levar tais cenários em consideração, dado que menores precipitações resultam em maior despacho de usinas termelétricas e, conseqüentemente, maior emissão de gases de efeito estufa. Além disso, as emissões do setor elétrico ganham maior relevância com a redução do desmatamento (Banco Mundial, 2017).

O planejamento elétrico nacional considera apenas o risco oriundo da variabilidade das vazões, chamado de risco climático, sem levar em conta o risco da mudança global do clima, resultante do rompimento da estacionariedade das vazões, cenário no qual o perfil histórico das vazões não é mais observado no futuro. A estacionariedade das vazões assume que as vazões no horizonte de planejamento apresentam distribuição de probabilidades igual às das vazões históricas (Banco Mundial, 2017).

Em um contexto global de grandes esforços para a redução de emissões e à transição energética para uma matriz renovável, a tendência de maior geração térmica no Brasil em decorrência da menor disponibilidade hídrica deve ser vista com cautela, uma vez que se trata de uma solução de emergência, e não de uma solução de longo prazo (Ohara, Goldemberg e Barata, 2021). A inclusão do risco da mudança global do clima em políticas públicas do setor de energia deve servir como ferramenta para maior segurança energética com a prevenção de cenários de hidrologia crítica no planejamento da expansão da matriz, de modo que o setor esteja preparado com robustez para os piores cenários climáticos, sem que isso represente o aumento de emissões em decorrência do acionamento de termelétricas a combustível fóssil (Banco Mundial, 2017).

Dessa forma, é necessária uma mudança estratégica de longo prazo no planejamento do setor elétrico nacional. Tal mudança não acontecerá de forma repentina, dada a magnitude do setor, bem como a vida útil da infraestrutura ativa. Combustíveis fósseis como o gás natural são relevantes para o fornecimento de potência e flexibilidade ao sistema, mas precisa ser questionado em comparação com fontes renováveis de geração. O Brasil é um país com abundância em recursos energéticos renováveis, que

devem ser considerados no debate do planejamento setorial e fomentar políticas públicas que alce o país à posição de pioneirismo na agenda da transição energética global.

A gravidade dos impactos da mudança global do clima em distintos cenários futuros divulgados no relatório do Grupo de Trabalho 1, intitulado *Sixth Assessment Report* (AR6), do IPCC, como a maior variabilidade de precipitações e vazões superficiais, torna essencial que diferentes cenários futuros sejam considerados no planejamento de um setor com grande dependência da hidrologia, como no caso do setor elétrico brasileiro.

Uma comparação da vazão natural histórica nas usinas hidrelétricas de Sobradinho e Tucuruí, de diferentes perfis hidrológicos, com vazões naturais projetadas com uso de um modelo chuva-vazão juntamente aos modelos climáticos HadGEM/Eta nos cenários RCP4.5 e RCP8.5 mostrou queda das projeções até 2040 de 44% do valor médio na usina de Tucuruí e de 57% do valor médio na usina de Sobradinho frente ao projetado com base no valor histórico (Banco Mundial, 2017).

Ao comparar a ENA do SIN gerada com projeções de vazão baseadas na média e desvio padrão de valores históricos e projeções de vazão baseadas na média e desvio padrão oriundos do modelo climático HadGEM/Eta, nota-se que o valor de ENA para o SIN obtido com uso de valores do modelo climático é cerca de 30% inferior frente ao obtido com valores históricos. Em outras palavras, a consideração de modelos climáticos, que trazem projeções de precipitação em distintos cenários climáticos futuros, na projeção da ENA resulta em valores consideravelmente menores do que a projeção obtida baseada em séries históricas (Banco Mundial, 2017).

Nota-se, nos cenários RCP4.5 e RCP8.5, redução na produção hidrelétrica projetada, bem como maior probabilidade de déficit de energia e elevação dos custos operativos do sistema, frente ao cenário baseado em projeções históricas. Tais resultados implicam na necessidade da ampliação do parque de geração elétrica nacional, caso a mudança global do clima evolua na velocidade projetada. Já a comparação da vazão natural histórica com as vazões projetadas em um modelo chuva-vazão juntamente aos modelos climáticos MIROC/Eta mostram, também, queda da projeção frente ao valor histórico em ambas as usinas em questão, apesar de mais atenuada. A usina

hidrelétrica de Sobradinho apresentou redução de 32% até 2040 frente ao projetado com base no valor histórico, enquanto para Tucuruí a redução foi de 34% (Banco Mundial, 2017).

Na comparação da projeção da ENA do SIN com base em séries históricas frente ao projetado com base no modelo climático MIROC/Eta, nota-se redução de cerca de 10% no valor da ENA do SIN no caso do uso do modelo MIROC/Eta (Banco Mundial, 2017).

Tais resultados são corroborados pela diferença da precipitação total entre o valor projetado pelos modelos climáticos HadGEM2-ES/Eta nos cenários RCP4.5 e RCP8.5 e o valor médio do período histórico, entre 1961 e 1990. A região de análise é a Região Hidrográfica do Paraná, mais importante região hidrográfica ao setor elétrico brasileiro devido as usinas hidrelétricas na região. As Figuras 22, 23, 24 e 25 ilustram as diferenças entre os cenários projetados e os valores históricos. O período próximo refere-se ao horizonte de 2011 a 2040, enquanto o período médio é de 2041 a 2070 e o período distante de 2071 a 2100.

O primeiro cenário de análise é o cenário RCP4.5, no qual as emissões de GEE atingem o pico em 2040 e começam a decair devido a medidas de restrição de emissões, além de estabilizarem-se em 2060 em cerca de 650 ppm até o fim do século (Banco Mundial, 2017; PCBr, 2021). Em tal cenário, nota-se projeção de redução de precipitações nos horizontes de análise em todos os cenários observados, com exceção da estação inverno no período distante, de 2071 a 2100, no qual a projeção é de aumento de 7% de chuvas na região. O horizonte de reduções mais expressivas é no período próximo, de 2011 a 2040, no qual a redução nas precipitações atinge a marca de 32% na estação verão. A estação verão é a estação de reduções mais expressivas, e a única que mantém o patamar de reduções acima de 19% em todos os horizontes.

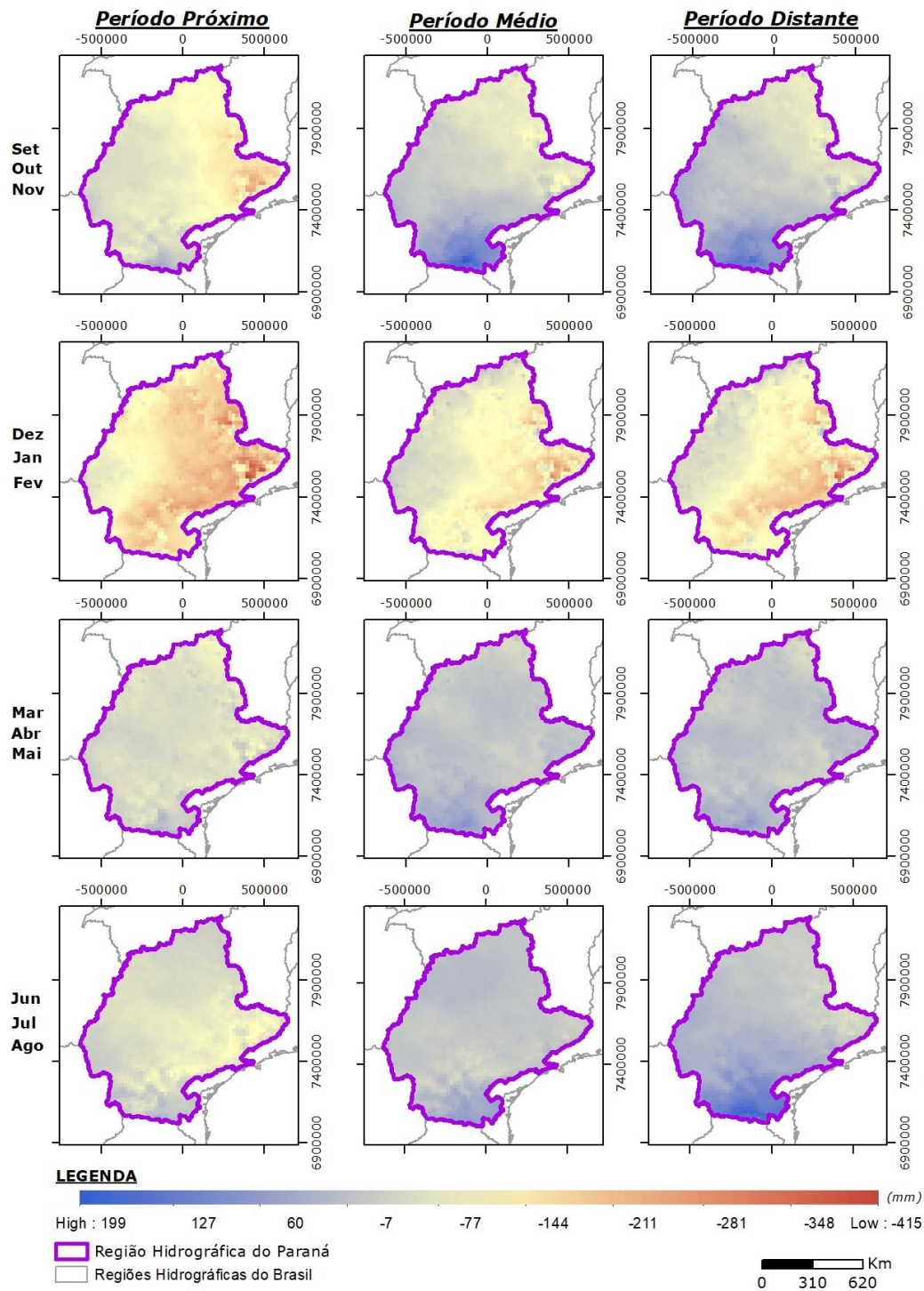


Figura 22: Diferença entre a média de precipitações na Região Hidrográfica do Paraná projetadas com os modelos climáticos HadGEM2-ES/Eta no cenário RCP4.5 e a média do período histórico (1961 a 1990)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INPE (2021)

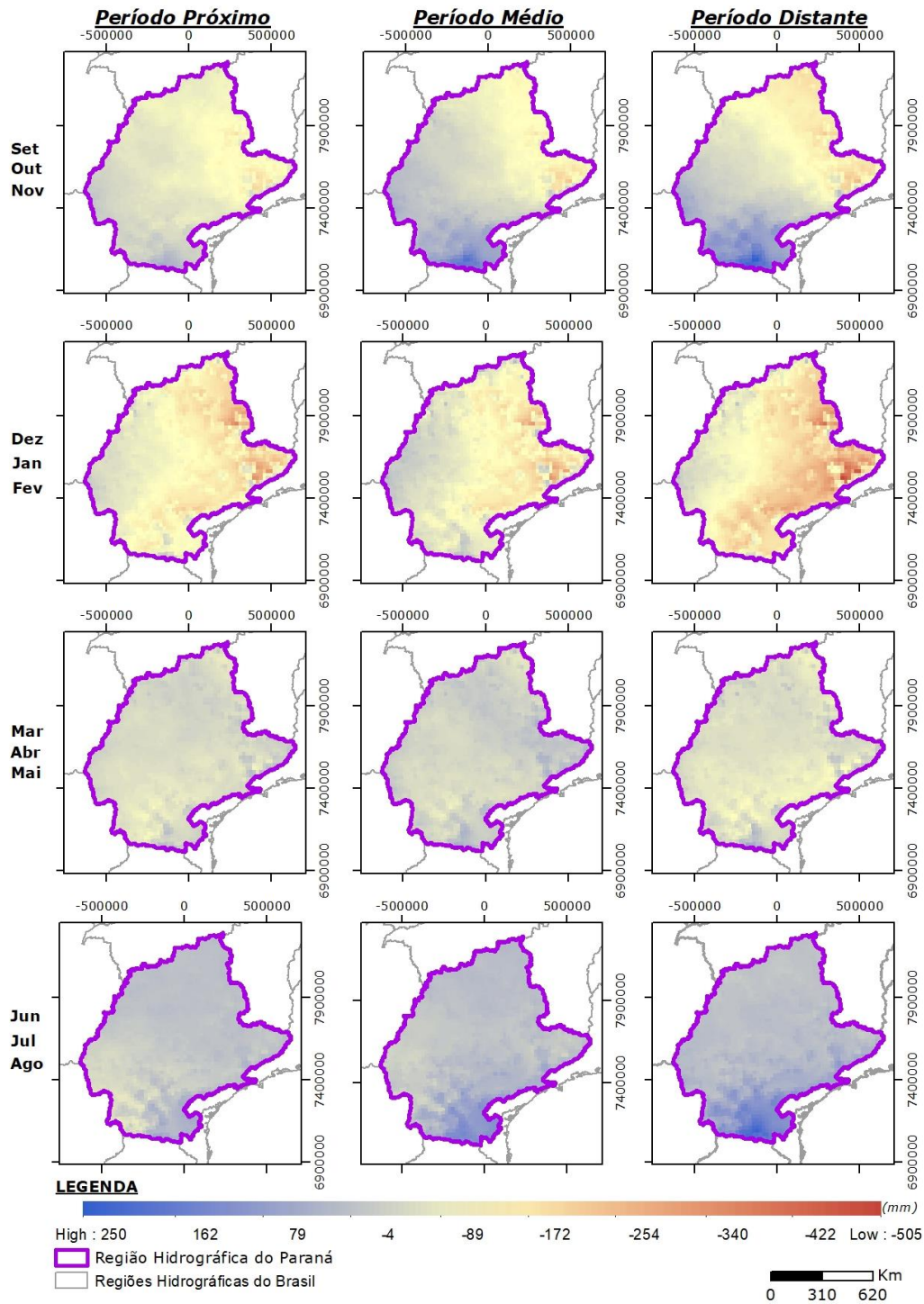


Figura 23: Diferença entre a média de precipitações na Região Hidrográfica do Paraná projetadas com os modelos climáticos HadGEM2-ES/Eta no cenário RCP8.5 e a média do período histórico (1961 a 1990)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INPE (2021)

Já o cenário RCP8.5 caracteriza-se por aumento contínuo nas emissões de GEE até o fim do século, o que resulta em concentração atmosférica acima de 1000 ppm em 2100 (Banco Mundial, 2017; PCBr, 2021). Assim como no cenário RCP4.5, nota-se redução nas projeções de precipitações para todos os cenários e horizontes, com exceção da estação inverno nos períodos médio e distante, que apresentaram projeção de alta de 2% e 11%, respectivamente. A projeção de redução atinge 34% para o período distante na estação verão, que segue sendo a estação de reduções mais expressivas, com menor valor em 22%.

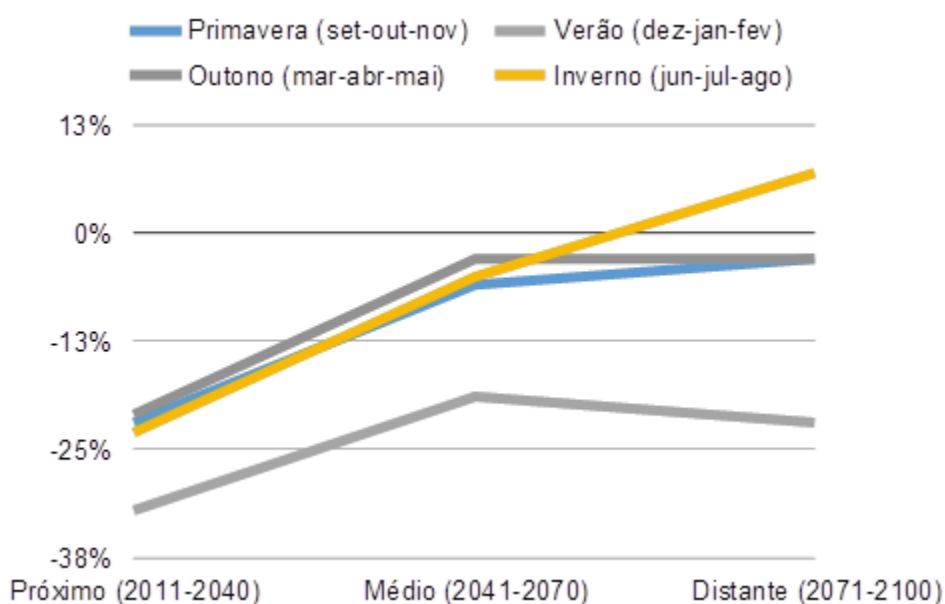


Figura 24: Variação entre a média de precipitações projetadas no cenário RCP4.5 e a média histórica (1961 a 1990)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INPE (2021)

A partir da comparação entre os cenários, observa-se que o período próximo apresenta reduções mais acentuadas no cenário RCP4.5, com exceção da estação outono. Apesar disso, as reduções são mais expressivas no cenário RCP8.5 nos períodos médio e distante, com exceção da estação inverno. Por fim, observa-se maior amplitude nas variações do período distante no cenário RCP8.5, que vai de uma redução de 34% na média das precipitações no verão a um aumento de 11% no inverno.

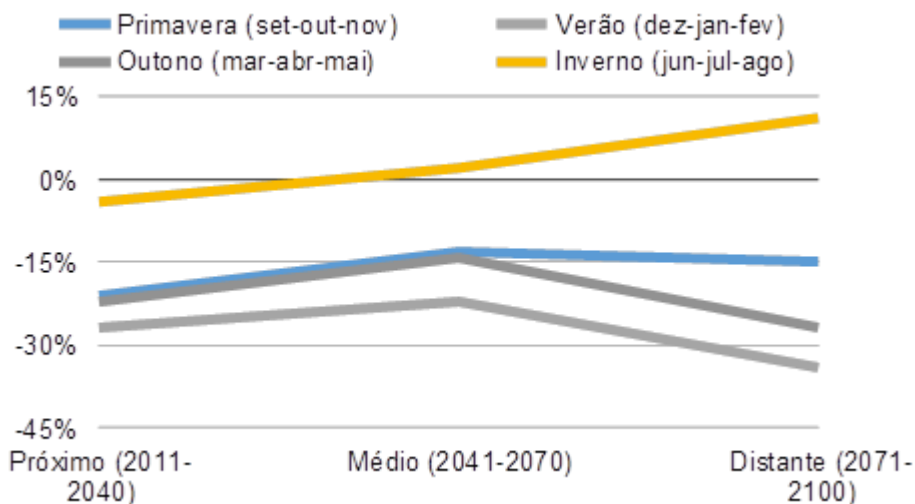


Figura 25: Variação entre a média de precipitações projetadas no cenário RCP8.5 e a média histórica (1961 a 1990)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INPE (2021)

Apesar da necessidade de cautela na interpretação dos resultados das projeções de modelos climáticos, ressalta-se, novamente, a importância da inclusão dos riscos da mudança global do clima no planejamento do setor energético nacional, dada a vulnerabilidade do setor aos impactos da mudança global do clima nas usinas hidrelétricas devido à redução nas precipitações, bem como impactos causados pelas mudanças no uso do solo. A expansão da matriz e do planejamento da operação devem considerar a mudança global do clima como fator central, visto que até em cenários mais amenos de mudança global do clima, como no cenário RCP4.5, os impactos no SIN são significativos.

O relatório AR6 do IPCC relata a gravidade dos impactos da mudança global do clima em distintos cenários futuros. Desde o relatório AR5, há fortes evidências de que, com o aumento da temperatura global, precipitações e a vazão superficial de água apresentarão maior variabilidade em grande parte das regiões terrestres ao longo das estações e a cada ano. Tais fatos reforçam a necessidade do planejamento energético, em especial em um país com grande dependência do setor de recursos hídricos como o Brasil, considerar critérios de riscos climáticos como centrais e adotar projeções de

escassez hídrica, não apenas basear-se apenas em dados históricos. Além disso, registrou-se perda de cerca de 3,1 milhões de hectares de superfície de água no Brasil entre 1991 e 2020, o que corresponde a uma redução de 15,7% da superfície de água nacional em tal período (MapBiomass, 2021).

7.2 – O que diz o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030?

O PDE 2030 traz estudos e análises entre o período de 2021 a 2030. Devido ao cenário de incertezas nacional e global causado pela pandemia da COVID-19, o PDE 2030 construiu três diferentes cenários para as análises da expansão do setor energético, sendo eles um cenário de referência, um inferior e um superior - de acordo com o ritmo da retomada do crescimento econômico. A escolha do cenário de referência apresenta o menor custo de arrependimento independente da evolução econômica a se concretizar. Tal cenário visa atender a projeção da demanda ao menor custo total. Nos estudos de geração centralizada, considera-se também a contribuição total da GD na matriz - responsável por um incremento de aproximadamente 25 GW até 2030 no cenário analisado, sendo a fonte solar responsável por 93% do total.

A projeção de crescimento populacional médio adotada no PDE foi de 0,6% ao ano. Projeta-se uma média de habitantes por domicílio no Brasil em 2030 de 2,7, frente a média de 3,0 em 2019. O cenário de referência considerou a possibilidade de apenas uma onda de contágio na pandemia de COVID-19 no Brasil devido à data de elaboração, o que já se provou equivocado. O crescimento médio do PIB adotado para o período de 2021 a 2030 é de 2,9% ao ano. Tal projeção pauta-se também na expectativa de retomada da economia chinesa, grande importadora de *commodities* agrícolas do Brasil, e de fatores internos, como o aumento na produção de petróleo na região do pré-sal.

A principal fonte geradora de eletricidade na matriz brasileira é a hidrelétrica. Em um cenário de expansão que demanda flexibilidade, tal fonte reitera o protagonismo na operação do sistema. Embora explicitada a necessidade da consideração de questões socioambientais na implementação de novos projetos hidrelétricos, pouco se discute sobre a consideração da mudança global do clima em variáveis essenciais para a geração hidrelétrica, como variação nas precipitações, o que pode resultar em maior

acionamento de usinas termelétricas em cenários de menor disponibilidade hídrica e, conseqüentemente, maiores emissões de GEE - apesar da simulação de diversos cenários hidrológicos na modelagem do estudo. Considera-se, também, ampliação e modernização de hidrelétricas existentes. A resposta da demanda é vista como uma forma de suprimento de potência na matriz.

Com a produção de óleo e gás nas reservas do pré-sal e as descobertas de bacias no pós-sal, o gás natural é tido como o principal combustível fóssil na expansão do parque gerador. A queima do gás para geração de eletricidade em usinas sem geração compulsória - usinas flexíveis - é apontada como peça chave na segurança da operação do sistema elétrico brasileiro. Dessa forma, a geração de eletricidade no horizonte decenal contribui para a expansão do setor de óleo e gás no Brasil. Outra fonte considerada na expansão da geração é a nuclear, com a entrada da usina de Angra 3 em operação comercial.

A expansão total indicada para o cenário de referência é de aproximadamente 37 GW, distribuídos entre 2026 e 2030, com incremento médio de 7,5 GW ao ano. A comparação entre a matriz elétrica brasileira em 2020 e a projeção para 2030 do cenário de referência do PDE encontra-se nas Figuras 26, 27 e 28.

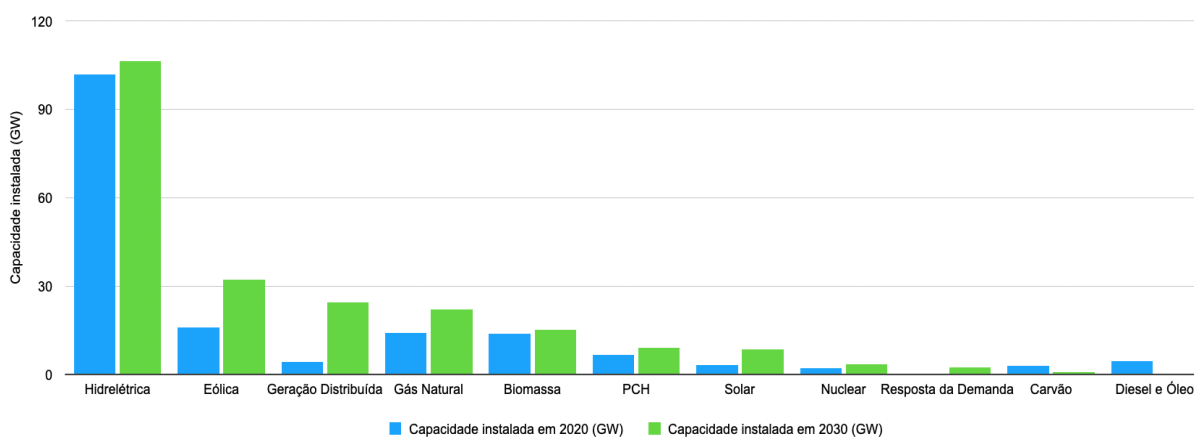


Figura 26: Variação da capacidade instalada por tecnologia em 2020 e no cenário de referência em 2030 em GW

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021)

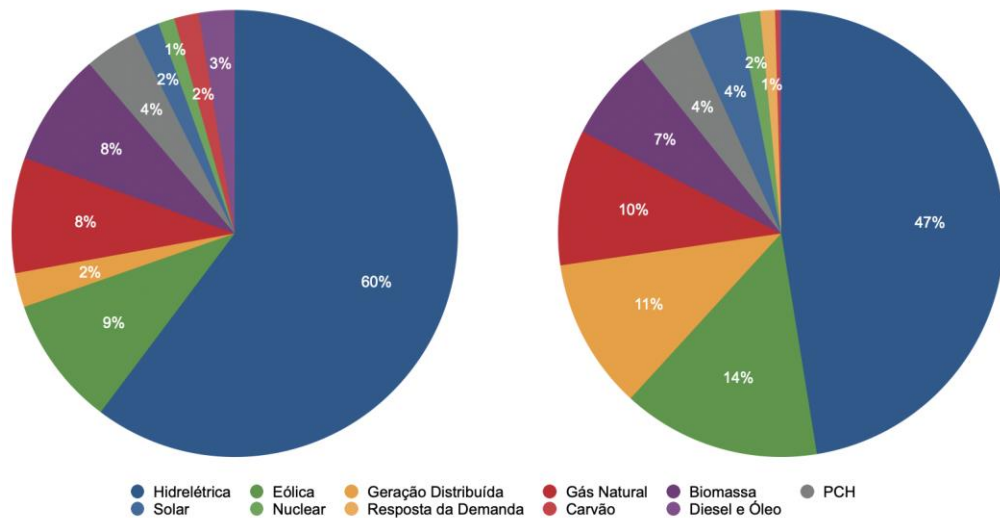


Figura 27 (esquerda): Representatividade da capacidade instalada por tecnologia na matriz elétrica brasileira em 2020

Figura 28 (direita): Representatividade na capacidade instalada por tecnologia na matriz elétrica brasileira no cenário de referência em 2030

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021)

Na matriz projetada no cenário de referência, as hidrelétricas seguem como a principal fonte, apesar de menor representatividade na matriz, com possibilidades de mudanças na gestão das hidrelétricas no sistema frente ao contexto climático, o que não foi apontado como critério estratégico na projeção da expansão no PDE 2030.

A crescente participação de renováveis na matriz é notória, especialmente pela expressividade da fonte eólica e GD. A fonte solar centralizada apresenta um crescimento percentual expressivo de 171% de capacidade instalada no cenário de referência, embora a representatividade na matriz em 2030 permaneça baixa, em 4%, o que deixa muito espaço para crescimento de tal fonte. Nota-se, também, a redução na participação dos combustíveis fósseis carvão, diesel e óleo.

Por outro lado, destaca-se o aumento da participação de usinas a gás natural, que atinge 10% da matriz em 2030 e fortalece a associação do setor elétrico ao setor de

óleo e gás, além de aumentar as emissões de gases de efeito estufa do setor durante sua operação, na contramão dos caminhos de descarbonização.

As emissões projetadas para o cenário de referência são de 24,4 milhões de tCO₂eq para 2030. Por mais que o crescimento da participação de gás natural seja centrado na contribuição de potência ao sistema por meio de usinas flexíveis, e não de contribuição de energia, as usinas térmicas têm sido frequentemente acionadas para suprir a demanda em cenários cada vez mais comuns de secas, nos quais a geração hidrelétrica diminui devido ao baixo nível dos reservatórios, em decorrência da estratégia hidrotérmica de operação do sistema. Sendo assim, as emissões do setor podem aumentar consideravelmente caso os períodos de secas tornem-se mais comuns e duradouros, o que é esperado em decorrência da mudança global do clima (Cunha et al., 2019). O estudo de caso do PDE 2030 no qual houve a inserção de 4 GW e 8 GW de usinas termelétricas inflexíveis até 2030 para mudança de gestão dos reservatórios hidrelétricos ilustra o efeito da inserção de mais usinas termelétricas no sistema - tais incrementos resultariam em aumento de emissões do setor para 34,6 milhões de tCO₂eq e 42,7 milhões tCO₂eq em 2030, respectivamente.

Além disso, há um crescimento de 70% na capacidade instalada de energia nuclear, fonte mais cara do portfólio de opções analisadas e apontada como importante para a expansão da geração termelétrica no país, enquanto a energia eólica *offshore*, tecnologia renovável dominada em outros países com grande potencial de exploração no Brasil, foi considerada como uma fonte não competitiva frente às demais, apesar da evolução nos estudos técnico-econômicos e socioambientais, avanços legais e regulatórios, investidores interessados e custos inferiores aos da energia nuclear nas considerações do PDE 2030.

Atualmente, 62% do petróleo e 60% do gás natural produzidos no Brasil são oriundos das reservas do pré-sal. Espera-se que a produção de petróleo em 2030 atinga a marca de 5,3 milhões de barris por dia, praticamente o dobro da registrada em 2019. Projeta-se que, em 2030, a demanda termelétrica seja a principal consumidora de gás natural no Brasil, responsável por mais de 50% do consumo - atingindo 79 milhões de m³/dia frente a demanda total de 147 milhões de m³/dia. A evolução da produção

líquida de gás natural saltará de 73 milhões de m³/dia em 2021 para 140 milhões m³/dia em 2030.

7.3 – O que diz o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050?

O PNE 2050 refere-se ao horizonte de 2050. No PNE 2050, afirma-se haver maior relevância às diretrizes eficiência energética e questões socioambientais, além da competitividade das fontes solar e eólica, dificuldade da expansão das hidrelétricas, complexidade da mudança global do clima, dentre outros. O PNE 2050 elaborou 2 cenários com base em diferentes projeções econômicas. O cenário “Desafio da Expansão” trabalha em um horizonte de expressivo aumento da demanda energética, com expansão da infraestrutura. Já o cenário “Estagnação” trabalha com a estagnação do consumo per capita de energia no patamar de 2015 até 2050. As análises do PNE 2050 centralizam-se no cenário “Desafio da Expansão”, mais desafiador em termos de planejamento.

O crescimento médio do consumo energético projetado é de 2,2% ao ano até 2050, com crescimento médio do PIB de 3,1% ao ano entre 2016 e 2050 e crescimento médio da população de 0,3% ao ano entre 2015 e 2050. A análise de expansão da geração centralizada desconsidera o consumo atendido por GD, autoprodução e expansão da eficiência energética. A demanda atendida pela geração centralizada aumenta em até 2,5 vezes em 2050 frente ao observado em 2015.

Ao considerar que o Brasil enfrenta o desafio da administração da abundância de recursos energéticos e seu potencial econômico, o governo tem papel central no delineamento dos caminhos a serem traçados para o desenvolvimento nacional no âmbito da complexidade da mudança global do clima.

A fronteira de expansão do potencial hidrelétrico encontra-se na Amazônia, região de grande sociobiodiversidade. O PNE avaliou que 77% do potencial hidrelétrico inventariado acima de 30 GW ainda não explorado sobrepõe alguma área de proteção, seja em Unidades de Conservação, Terras Indígenas ou Territórios Quilombolas. O advento dos impactos da mudança global do clima no ciclo hidrológico representa um risco adicional à geração hidrelétrica, o que evidencia a urgência da consideração da mudança global do clima no planejamento do setor, dado que grande parte do potencial

hidrelétrico deixa de ser economicamente viável nos cenários climáticos usados como referência, o que resulta em maior utilização de renováveis não hídricas, complementação de potência - oferta incremental para suprimento em momentos de máxima demanda, importante para a garantia da segurança da oferta de energia - e termelétricas a combustíveis fósseis associadas a tecnologias de CCS. Em um cenário no qual todo o potencial já inventariado no PNE, de 52 GW, seja disponibilizado, mesmo aqueles com interferência em áreas de proteção, parte não seria utilizado devido aos custos inferiores de fontes alternativas.

A alteração da operação das hidrelétricas é abordada como possível fonte de oferta de flexibilidade ao sistema em um cenário de expansão das fontes solar e eólica. Em momentos de baixa geração destas, as hidrelétricas podem suprir a demanda com a água armazenada nos reservatórios, como baterias do sistema elétrico. Com isso, os reservatórios permanecem com níveis mais altos por um período maior e proporcionam flexibilidade e melhor gestão do sistema. Tal modo de operação demanda um novo desenho de mercado a fim de remunerar os serviços de fornecimento de flexibilidade e capacidade.

A fronteira do desenvolvimento da energia eólica situa-se no grande potencial *offshore* do país. Nota-se coerência ao apontar a geração eólica como uma fonte de significativa expansão na matriz até 2050, com capacidade instalada entre 110 GW e 195 GW no cenário “Desafio da Expansão”, o que representaria 22% a 33% da capacidade instalada na matriz. Em casos de expansão 100% renovável ou de frota de veículos 100% elétricos, a fonte eólica pode ultrapassar a marca de 200 GW.

A energia solar, fonte de maior crescimento no mundo, é abundante no Brasil, o que possibilita o aproveitamento do recurso em diversas localidades e escalas. Com exceção de áreas de vegetação nativa, estima-se que a capacidade disponível de energia solar nas melhores áreas é de 307 GWp. A capacidade instalada de geração solar centralizada pode atingir entre 27 e 90 GW, o que representaria participação de 5% a 16% da matriz elétrica. Em cenários de restrições à expansão hidrelétrica, espera-se que a energia solar substitua a expansão de tal fonte. A energia solar é a fonte majoritária na GD, responsável por cerca de 85% da capacidade instalada em 2050, do total de até cerca de 50 GW.

As simulações mostram maior demanda de geração a biomassa em cenários de maior presença de fonte hidrelétrica, dado a característica da complementaridade sazonal. Além do indicativo de possibilidade de maior uso de biomassa na geração elétrica, indica-se também a necessidade de estímulo de pesquisa e desenvolvimento de biocombustíveis para descarbonização de segmentos do setor de transporte de difícil eletrificação, como navegação e aviação, em alinhamento com a AIE.

Em relação a tecnologias de armazenamento, como as baterias, aponta-se a possibilidade do uso associado a fontes geradoras não controláveis, em especial em locais isolados não conectados ao SIN. Além disso, para uso de forma centralizada de maior escala, ressalta-se a necessidade de investimento em pesquisa e desenvolvimento em tecnologias de armazenamento. As tecnologias disruptivas, dependentes de investimento em pesquisa e desenvolvimento, apontadas como mais promissoras são o hidrogênio, etanol lignocelulósico, biorrefinarias, energia dos oceanos, geotermia, dentre outras.

Na contramão do caminho apontado pela AIE, o PNE indica a projeção do Brasil a grande produtor de petróleo e gás natural, com expectativa de atração de investimentos à indústria petrolífera nos próximos 10 anos de cerca de R\$2,5 trilhões. Entre 2015 e 2050, projeta-se um aumento de produção de petróleo de cerca de 2,5 vezes. Em 2030, projeta a produção de 5,5 milhões de barris por dia, que deve manter-se em tal patamar até 2050, e oferta potencial entre 340 e 450 milhões de m³ de gás natural em 2050. Considera como uma oportunidade a exploração de óleo e gás para além das 200 milhas náuticas e aposta no crescimento da demanda por derivados de petróleo, como o diesel, em decorrência do crescimento populacional no Brasil, elevação do padrão de consumo e maior exportação de *commodities*. Já o gás natural é apontado como fundamental para o setor elétrico com presença cada vez maior de fontes não-controláveis, o que associa a expansão do setor elétrico com a do setor de óleo e gás.

7.4 – O planejamento energético nacional e a mudança global do clima

O *roadmap* da AIE está centrado na transformação do setor energético em um setor com emissões líquidas zero, sendo que o setor elétrico é o primeiro a atingir tal marca.

Tal preocupação é legítima no Brasil e relativamente fácil se comparada com outros países, como demonstrado na seção 6.6. No caso brasileiro, a preocupação adicional às emissões concentra-se no fato de uma especificidade da composição da matriz elétrica ser majoritariamente hidrelétrica, o que torna o setor elétrico nacional vulnerável aos impactos da mudança global do clima.

A análise dos documentos evidencia a limitação da expansão da fonte hidrelétrica, dado os riscos socioambientais de tais projetos na Amazônia. Além disso, o impacto da mudança global do clima no ciclo hidrológico afeta a viabilidade de tais projetos. Em paralelo, as fontes solar e eólica mostram-se cada vez mais competitivas e com grande disponibilidade.

A expansão de tais fontes, central à transição energética e em alinhamento ao caminho da AIE, demanda complementação de potência, uma vez que se trata de fontes intermitentes e não-controláveis. É interessante notar a presença de mais de um cenário no qual a expansão da matriz elétrica é 100% renovável no PNE, o que evidencia a viabilidade técnica e disponibilidade de recursos energéticos para que a mudança global do clima seja um critério central no desenho do desenvolvimento do setor.

Associa-se o uso de termelétricas a gás natural como essencial à complementação de potência, quando se trata apenas de uma opção. A necessidade da demanda e do fluxo de receita previsível e estável do gás natural associado ao petróleo é motivo para a desejada relação entre tais setores, o que reforça o papel do setor elétrico de fortalecimento e impulsionamento do setor de óleo e gás. Dessa forma, por este caminho, a transição energética no Brasil mostra-se como uma transição para uma matriz cada vez mais fóssil e poluente, incoerente com o caminho apontado pela AIE. Tal incoerência dá-se num momento crítico ao futuro do setor, visto que a presente década é decisiva em termos de descarbonização da economia e combate à mudança global do clima.

A Figura 29 ilustra algumas das principais diferenças entre os caminhos apontados pela AIE e a direção indicada pelo PDE 2030 e PNE 2050 para o planejamento do setor elétrico brasileiro.

Roadmap Agência Internacional de Energia	Planejamento do setor elétrico brasileiro: PDE 2030 e PNE 2050
<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade do ritmo acelerado de inovação e desenvolvimento tecnológico; • Primeiro setor a atingir emissões líquidas zero é o setor elétrico e a redução de emissões globais fundamenta-se na transição da matriz elétrica para uma matriz renovável; • O hidrogênio é uma das fontes de flexibilidade para os sistemas elétricos; • A década entre 2020 e 2030 apresenta-se como fundamental para uma expansão expressiva de renováveis. 	<ul style="list-style-type: none"> • Especificidade do setor elétrico brasileiro pela matriz majoritariamente hídrica; • Limitação da expansão da fonte hidrelétrica – oportunidade de alteração da operação de reservatórios, mas sem indicações de tal intenção, para possibilitar a expansão de renováveis; • Possibilidade de expansão da matriz elétrica ser 100% renovável, mas sem indicações de tal intenção; • Termelétricas a gás como essenciais à flexibilidade complementação de potência, sendo, na realidade, somente uma opção; • Setor elétrico posicionado como agente de fortalecimento e impulsionamento do setor de óleo e gás; • Transição energética no Brasil para uma matriz mais poluente.

Figura 29: Pontos de destaque das diferenças entre o planejamento energético nacional e o *roadmap* da AIE

Por mais que assuntos relevantes como a descarbonização, descentralização da geração e impacto da mudança global do clima na geração hidrelétrica sejam pautados nos estudos, bem como a abordagem constante da crescente relevância e conscientização acerca do tema da mudança global do clima, ressalta-se a insuficiência e incoerência da ambição climática no planejamento energético nacional ao insistir em modelos hegemônicos, poluentes e ultrapassados para obtenção de energia e sustentação da economia, sem mudanças estruturais.

As menores precipitações em comparação com a média histórica e seus respectivos desdobramentos impactam diretamente a economia brasileira. Segundo cálculo realizado pela FGV, o impacto no PIB brasileiro no período de 2012 a 2021 foi de redução anual de, em média, R\$80 bilhões ao ano.

A fim de adaptar-se ao cenário de secas mais frequentes em decorrência da mudança global do clima, deve-se incluí-las no planejamento do setor - como a consideração de cenários hidrológicos divergentes da média histórica, por exemplo -, diversificar a matriz com fontes renováveis e adequar a política operativa e regulatória do setor de modo que a complementação de potência possa ser feita com renováveis, como as usinas hidrelétricas (Acende Brasil, 2021; IEMA, 2021).

A associação dos setores elétrico e de óleo e gás avança com a aprovação da Medida Provisória 1.031/2021, que deu origem à Lei 14.182/2021, ao propor o incremento no SIN de 8 GW de termelétricas inflexíveis a gás natural na matriz brasileira entre 2026 e 2030, em detrimento de fontes renováveis e mais competitivas. Espera-se, em 2030, o incremento de 17,5 MtCO_{2eq} em um cenário com fator de capacidade de 70%, o mínimo previsto pela lei, além da construção de gasodutos no Nordeste. Sendo assim, a retórica da descarbonização da matriz elétrica brasileira afasta-se da prática, já que se torna mais poluente. A escolha do gás natural - usado globalmente para substituição de óleo combustível, diesel e carvão - como combustível de transição para uma matriz menos emissora não é coerente no contexto brasileiro, dado que a expansão das térmicas a gás é concorrente por recursos e demanda elétrica de fontes renováveis e resulta em maiores tarifas ao consumidor (IEMA, 2021).

8. CONCLUSÕES

Em um contexto de necessidade de mudanças estruturais na operação do sistema econômico e produtivo devido à mudança global do clima, a mesma deve ser colocada como elemento central ao planejamento do setor energético e elétrico no Brasil e no mundo, mas sua consideração ainda não se dá de forma adequada na realidade brasileira. Mudanças como a alteração da gestão dos reservatórios de hidrelétricas podem se colocar como um elemento viabilizador da expansão de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, o que possibilitaria, também, melhor gestão dos recursos hídricos para seus múltiplos usos.

Devido às tendências de menores precipitações em comparação com as médias históricas no Brasil, reforça-se a necessidade de mudanças estruturais no sistema elétrico brasileiro, altamente dependente das usinas hidrelétricas. O atual modelo de gestão das hidrelétricas deve ser adaptado à nova realidade climática, assim como a expansão das fontes de geração de eletricidade.

Em outras palavras, a mudança global do clima deve ser um fator central no planejamento do setor elétrico no Brasil, que apresenta coerências quanto a expansão das fontes renováveis no planejamento, mas incongruências com a expansão de fontes fósseis, tanto na retórica quanto na prática, em especial comparado com o desafiador caminho apontado pela AIE e com o observado no planejamento energético dos países selecionados, nas quais o planejamento energético é, em alguns casos, um desdobramento do planejamento climático.

Nos demais países analisados, o setor energético é a principal fonte de emissões de GEE, o que justifica a centralidade do planejamento do setor nas políticas climáticas. No Brasil, a composição da matriz de emissões é distinta, com maior relevância ao setor de mudança no uso do solo e florestas, em decorrência do desmatamento, sendo o setor energético responsável por cerca de 18% das emissões em 2020, segundo o SEEG. Contudo, tais emissões tornam-se cada vez mais relevantes ao país com o fim do desmatamento ilegal, previsto para 2028 em uma antecipação da meta anunciada na COP26, e com o setor elétrico na contramão do movimento de transição energética global, com caminhos cada vez mais poluentes. Tais pontos reforçam a relevância da

inclusão da mudança global do clima como estrutural no planejamento do setor elétrico brasileiro.

A alteração da operação dos reservatórios de hidrelétricas, com o objetivo de mantê-los com níveis mais elevados e de fornecimento de potência para possibilitar a expansão de renováveis intermitentes cada vez mais competitivas, é, por exemplo, uma possibilidade frente à associação do setor elétrico ao setor de óleo e gás, com expressiva expansão do gás natural na matriz brasileira, apontado como essencial para a operação do sistema, quando se trata apenas de uma opção dentre a grande abundância de recursos energéticos no Brasil. Ressalta-se a relevância do gás natural na matriz elétrica brasileira e deve ser objeto de debate, mas não se deve confundir soluções de crise do atual sistema hidrotérmico brasileiro em época de grave crise hídrica com soluções estruturais do sistema.

Sendo assim, defende-se a inclusão dos riscos oriundos da mudança global do clima como estruturais no setor energético e elétrico brasileiro, que caminha na contramão da urgência do Antropoceno em aspectos teóricos e, principalmente, práticos. Historicamente renovável, o setor direciona-se para um setor cada vez mais poluente.

Por fim, ao seguir na contramão dos caminhos da ambição climática, daquele apontado pela AIE e de um planejamento do setor elétrico com mudanças estruturais e centrado na mudança global do clima, como adotado por países como o Chile, o Brasil perde uma relevante oportunidade de pioneirismo e de se tornar referência mundial no contexto da transição energética para matrizes renováveis. Tendo em vista os desafios do setor elétrico no Brasil de atingir emissões líquidas zero e da vulnerabilidade dos impactos da mudança global do clima, o país não endereça nenhuma delas com a necessária ambição e urgência.

9. REFERÊNCIAS

- Almeida Prado, F., Athayde, S., Mossa, J., Bohlman, S., Leite, F., Oliver-Smith, A., 2016. How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth, and climate change related to hydropower expansion in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, 1132–1136. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.050>
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2020: informe anual. Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana>> Acesso em: maio, 2021.
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: regiões hidrográficas brasileiras - Edição Especial. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana>> Acesso em: maio, 2021.
- Banco Mundial. Cenário de baixa hidrologia para o setor elétrico brasileiro (2016 – 2030): impacto do clima nas emissões de gases de efeito estufa. Brasília, 2017, 156 p.
- Brand U, Wissen M. Modo de vida imperial. Rio de Janeiro: Elefante; 2021. 336 p.
- Ceballos, G., Ehrlich, P.R., Barnosky, A.D., García, A., Pringle, R.M., Palmer, T.M., 2015. Accelerated modern human-induced species losses: Entering the sixth mass extinction. *Science Advances* 1, 9–13. <https://doi.org/10.1126/sciadv.1400253>
- Christensen, Niklas, S., Wood, Andrew, W., Nathalie, V., Lettenmaier, Dennis, P., Palmer, Richard, N., 2004. The Effects of Climate Change on the Hydrology and Water Resources of the Colorado River Basin. *Climatic Change* 62, 337.
- CSET - Center for Security and Emerging Technology. Outline of the People's Republic of China 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and Long-Range Objectives for 2035. Washington D.C., 2021. Disponível em: <<https://cset.georgetown.edu/publication/china-14th-five-year-plan/>> Acesso em: setembro, 2021.
- Costa, A.C., Santos, J.A., Pinto, J.G., 2012. Climate change scenarios for precipitation extremes in Portugal. *Theoretical and Applied Climatology* 108, 217–234. <https://doi.org/10.1007/s00704-011-0528-3>

- Costanza, R., Daly, H. E., 1987. Toward an ecological economics. *Ecological Modelling* 38, 1–7.
- Cunha, A.P.M.A., Zeri, M., Leal, K.D., Costa, L., Cuartas, L.A., Marengo, J.A., Tomasella, J., Vieira, R.M., Barbosa, A.A., Cunningham, C., Cal Garcia, J.V., Broedel, E., Alvalá, R., Ribeiro-Neto, G., 2019. Extreme drought events over Brazil from 2011 to 2019. *Atmosphere* 10. <https://doi.org/10.3390/atmos10110642>
- de Lucena, A.F.P., Szklo, A.S., Schaeffer, R., de Souza, R.R., Borba, B.S.M.C., da Costa, I.V.L., Júnior, A.O.P., da Cunha, S.H.F., 2009. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. *Energy Policy* 37, 879–889. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.029>
- de Queiroz, A.R., Faria, V.A.D., Lima, L.M.M., Lima, J.W.M., 2019. Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. *Renewable Energy* 133, 873–882. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.050>
- Dias, V. de S., da Luz, M.P., Medero, G.M., Nascimento, D.T.F., 2018. An overview of hydropower reservoirs in Brazil: Current situation, future perspectives, and impacts of climate change. *Water (Switzerland)* 10. <https://doi.org/10.3390/w10050592>
- dos Reis, A.A., Fernandes, W.D.S., Ramos, M.H., 2020. Assessing two precipitation data sources at basins of special interest to hydropower production in Brazil. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos* 25, 1–16. <https://doi.org/10.1590/2318-0331.252020190068>
- EIA – U. S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050. Washington DC, 2021. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>> Acesso em: novembro, 2021.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional (BEN) Relatório Síntese - 2021. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>> Acesso em: maio, 2021.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia - 2030. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>> Acesso em: maio, 2021.

- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia - 2050. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>> Acesso em: maio, 2021.
- Eletrobras. Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), 2018. Disponível em: <<http://www.elektrobras.com>> Acesso em: maio, 2021.
- Froestad, J., Shearing, C., 2017. Energy and the Anthropocene: security challenges and solutions. *Crime, Law and Social Change* 68, 515–528. <https://doi.org/10.1007/s10611-017-9700-8>
- Goodarzi, M.R., Vagheei, H., Mohtar, R.H., 2020. The impact of climate change on water and energy security. *Water Science and Technology: Water Supply* 20, 2530–2546. <https://doi.org/10.2166/ws.2020.150>
- IEMA - Instituto de Energia e Meio Ambiente. Termelétricas a gás natural na MP 1.031/2021. São Paulo, 2021, 3 p.
- Instituto Acende Brasil (2021). O Plano Nacional de Energia 2050, cenários e sinais de longo prazo. White Paper 25, São Paulo, 24 p.
- International Energy Agency - IEA. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Paris, 2021, 224 p.
- IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [MassonDelmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.
- Kruyt, B., van Vuuren, D.P., de Vries, H.J.M., Groenenberg, H., 2009. Indicators for energy security. *Energy Policy* 37, 2166–2181. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>
- Li, J., Wang, Z., Wu, X., Ming, B., Chen, L., Chen, X., 2020. Evident response of future hydropower generation to climate change. *Journal of Hydrology* 590, 125385. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2020.125385>

- Liu, B., Lund, J.R., Liu, L., Liao, S., Li, G., Cheng, C., 2020. Climate change impacts on hydropower in Yunnan, China. *Water (Switzerland)* 12, 1–20. <https://doi.org/10.3390/w12010197>
- Liu, X., Tang, Q., Voisin, N., Cui, H., 2016. Projected impacts of climate change on hydropower potential in China. *Hydrology and Earth System Sciences* 20, 3343–3359. <https://doi.org/10.5194/hess-20-3343-2016>
- Lucena, A.F.P., Hejazi, M., Vasquez-Arroyo, E., Turner, S., Köberle, A.C., Daenzer, K., Rochedo, P.R.R., Kober, T., Cai, Y., Beach, R.H., Gernaat, D., van Vuuren, D.P., van der Zwaan, B., 2018. Interactions between climate change mitigation and adaptation: The case of hydropower in Brazil. *Energy* 164, 1161–1177. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.005>
- Marques Filho, L. C., (2020). *Capitalismo e colapso ambiental*. 3a ed. Campinas: Unicamp.
- MegaWhat. 2021. Disponível em: <<https://megawhat.energy>> Acessado em: junho, 2021.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. *Transición Energética de Chile – Política Energética National: Actualización 2021*. Santiago, 2021. 85 p. Disponível em: <<https://energia.gob.cl/energia2050>> Acesso em: novembro, 2021.
- Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Brasília, 2021, 453 p.
- Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE. *Plano Nacional de Energia 2050*. Brasília, 2021, 243 p.
- Mukheibir, P., 2013. Potential consequences of projected climate change impacts on hydroelectricity generation. *Climatic Change* 121, 67–78. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0890-5>
- Ohara, A., Goldemberg, J. e Barata, L., 2021. *O enfrentamento de crises hídricas: o papel das energias renováveis na construção de uma matriz elétrica resiliente e de menor custo*. Instituto Clima e Sociedade. Rio de Janeiro.
- PCBr - *Projeções Climáticas no Brasil*. 2021. *Projeções Climáticas no Brasil – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações*. Disponível em: <<http://pclima.inpe.br>> Acesso em: abril, 2021.

- Projeto MapBiomas. 2021. Mapeamento da superfície de água no Brasil (Coleção 1). Disponível em <https://mapbiomas-br-site.s3.amazonaws.com/MapBiomas_A%CC%81gua_Agosto_2021_22082021_O_K_v2.pdf>. Acesso em: agosto, 2021.
- Romeiro, A.R., 2012. Desenvolvimento sustentável: uma perspectiva econômico-ecológica. *Estudos Avançados* 26, 65–92.
- SEEG Brasil - Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: <<http://seeg.eco.br>> Acesso em: junho, 2021.
- Silva, A.R., Pimenta, F.M., Assireu, A.T., Spyrides, M.H.C., 2016. Complementarity of Brazil hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56, 413–427. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>
- Silveira, C.D.S., Vasconcelos Junior, F.D.C., Souza Filho, F.D.A. de, Guimarães, S.O., Marcos Junior, A.D., dos Reis, G.N.L., Porto, V.C., 2019. Performance evaluation of AR5-CMIP5 models for the representation of seasonal and multi-annual variability of precipitation in Brazilian hydropower sector basins under RCP8.5 scenario. *Hydrological Sciences Journal* 64, 1279–1296. <https://doi.org/10.1080/02626667.2019.1612521>
- SNM - Sistema Nacional de Meteorologia, 2021. Nota Conjunta - Alerta de Emergência Hídrica. Disponível em: <http://www.inpe.br/noticias/arquivos/pdf/NOTA_Emergencia_Hidrica_v05.pdf> Acesso em: maio, 2021.
- Soito, J.L.D.S., Freitas, M.A.V., 2011. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 3165–3177. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.006>
- South African Government. South Africa's Low-Emission Development Strategy 2050. República da África do Sul, 2020, 88 p.
- Steffen, W., Grinevald, J., Crutzen, P., McNeill, J., 2011. The Anthropocene: Conceptual and historical perspectives. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 369, 842–867. <https://doi.org/10.1098/rsta.2010.0327>

- Steffen, W., Broadgate, W., Deutsch, L., Gaffney, O., Ludwig, C., 2015. The trajectory of the Anthropocene: The Great Acceleration - Stockholm Resilience Centre. Stockholm Resilience Centre 81–98.
- Syvitski, J., Waters, C.N., Day, J., Milliman, J.D., Summerhayes, C., Steffen, W., Zalasiewicz, J., Cearreta, A., Gałuszka, A., Hajdas, I., Head, M.J., Leinfelder, R., McNeill, J.R., Poirier, C., Rose, N.L., Shotyk, W., Wagnreich, M., Williams, M., 2020. Extraordinary human energy consumption and resultant geological impacts beginning around 1950 CE initiated the proposed Anthropocene Epoch. *Communications Earth & Environment* 1, 1–13. <https://doi.org/10.1038/s43247-020-00029-y>
- Teotónio, C., Fortes, P., Roebeling, P., Rodriguez, M., Robaina-Alves, M., 2017. Assessing the impacts of climate change on hydropower generation and the power sector in Portugal: A partial equilibrium approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74, 788–799. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.002>
- Uamusse, M.M., Tussupova, K., Persson, K.M., 2020. Climate change effects on hydropower in Mozambique. *Applied Sciences (Switzerland)* 10. <https://doi.org/10.3390/app10144842>
- Valavanidis, A., Vlachogianni, T., 2013. Homo sapiens' energy dependence and use throughout human history and evolution. *Chem-Tox-Ecotox.Org* 1–32.
- Wei, L., Jiheng, L., Junhong, G., Zhe, B., Lingbo, F., Baodeng, H., 2020. The Effect of Precipitation on Hydropower Generation Capacity: A Perspective of Climate Change. *Frontiers in Earth Science* 8, 1–13. <https://doi.org/10.3389/feart.2020.00268>

