



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

FILIPE WERTER DE MENESES RIBAS

**ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
POR FONTES SOLAR E EÓLICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

FLORIANÓPOLIS

2022

Filipe Werter de Meneses Ribas

**ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
POR FONTES SOLAR E EÓLICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Administração da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em administração, área de concentração em organizações, sociedade e desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. André Luís da Silva Leite.

FLORIANÓPOLIS

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Ribas, Filipe Werter de Meneses

Análise do impacto do aumento de geração de energia elétrica por fontes solar e eólica no setor elétrico brasileiro / Filipe Werter de Meneses Ribas ; orientador, André Luís da Silva Leite, 2022.

131 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Sócio-Econômico, Programa de Pós-Graduação em Administração, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Administração. 2. Fontes renováveis de energia. 3. Mercado elétrico. 4. Comercialização de energia. 5. Fontes intermitentes de energia elétrica. I. Leite, André Luís da Silva. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Administração. III. Título.

Filipe Werter de Meneses Ribas

**ANÁLISE DO IMPACTO DO AUMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
POR FONTES SOLAR E EÓLICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 30 de agosto de 2022,  
pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. André Luís da Silva Leite, Dr. (Orientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Erlon Cristian Finardi (Membro interno), Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Nivalde José de Castro (Membro externo), Dr.  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado  
adequado para obtenção do título de Mestre em Administração

Prof. Rene Birochi, Dr.  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Administração

Prof. André Luís da Silva Leite, Dr.  
Orientador

FLORIANÓPOLIS, 2022

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, primeiramente, ao meu orientador, professor André Luís da Silva Leite, que por estes longos semestres me orientou, ouviu, aconselhou e guiou pela jornada que é cursar um programa de mestrado. Certamente, se não fosse por ele, não teria trilhado todas as etapas para chegar ao fim do programa.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer a minha família e amigos que me apoiaram durante as longas noites sem dormir, os compromissos que não pude comparecer para honrar atividades do mestrado, visitas que não fiz aos meus entes queridos pois estava em período letivo. Sei que as pessoas que mais se importam com a gente sabem dos sacrifícios que temos que fazer, e gostaria de dedicar este parágrafo àqueles que tiveram paciência e torceram por mim nesta jornada.

Aos professores da minha banca, Erlon Cristian Finardi e Nivalde José de Castro, que foram atores essenciais na elaboração da minha dissertação. Muito do conhecimento que aqui concretizo foi obtido nas disciplinas que tive o prazer de cursar com o Prof. Erlon, que muito me ensinou e contribuiu para este trabalho, e no curso que tive a satisfação de participar do Prof. Nivalde, que abriu meus olhos para as tantas facetas da transição energética mundial, muito citado pelas relevantes contribuições que fez ao tema. Meus sinceros agradecimentos aos professores pelas contribuições e disponibilidade em fazer parte da banca deste trabalho.

Gostaria de agradecer a todos os colaboradores que, de alguma forma, me ajudaram a cursar o programa de pós-graduação em administração. Integrantes da secretaria do PPGA, o coordenador do PPGA Prof. Dr. Rene Birochi, diretor do CSE Prof. Dr. Irineu Manoel de Souza. Gostaria também de agradecer à CAPES que me permitiu ser bolsista durante meu início no programa e me possibilitou dedicar no momento que mais precisei debruçar-me sobre os livros e me preparar para o que seria esta longa e rica jornada.

E por fim, gostaria de dedicar este trabalho à Guadalupe Inés Colombo, minha querida companheira que tanto me apoiou, teve paciência nas longas noites de estudo que precisei me dedicar, nos fins de semana que não pude lhe fazer companhia para realizar minhas atividades. Muito obrigado pelo seu companheirismo e amor ao longo deste processo.

## RESUMO

O planeta vive um momento de transição energética, em que países buscam aumentar a participação de fontes renováveis em suas matrizes elétricas. Geradores solares e eólicos apresentam diversas vantagens, como zero emissão de carbono durante a operação, custos de operação próximos de zero, e grande potencial de instalação em diversos locais pelo mundo. No entanto, alguns desafios surgem quando estas fontes aumentam a participação nos sistemas elétricos, como a volatilidade na energia gerada. Este trabalho busca compreender como a volatilidade na geração de energia elétrica por fontes solar e eólica impacta na comercialização e operação do sistema elétrico brasileiro. Para tanto, realizou-se uma pesquisa exploratória na literatura para se compreender os aspectos relevantes a serem considerados na análise do contexto brasileiro. Questões como a flexibilidade na operação, necessidade de armazenamento de energia, expansão do sistema de transmissão, novas tecnologias e complexidade na gestão dos fluxos energéticos foram analisadas e contextualizadas nas previsões e análises dos agentes públicos responsáveis pelo setor elétrico nacional. A comercialização foi analisada levando em consideração os dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Os diferentes ambientes possuem dinâmicas distintas, o que foi suficiente para diferenciar os impactos de fontes renováveis intermitentes na composição de preços, gestão de riscos na comercialização e expansão da oferta de energia. A composição da matriz elétrica brasileira é importante aliada ao aumento de fontes renováveis, pela capacidade de armazenamento, grande potencial de geração solar e eólico e *ramp-up* capacity, pela presença de hidrelétricas e termelétricas a gás natural para responder à inflexibilidade e volatilidade de fontes intermitentes. Compreender os processos de transição elétrica e planejar para estes cenários é importante e acomodar fontes renováveis intermitentes é certamente parte da equação que o setor elétrico brasileiro precisará resolver.

**Palavras-chave:** Fontes renováveis de energia; Mercado elétrico; Comercialização de energia; Fontes intermitentes de energia elétrica.

## ABSTRACT

The world is experiencing a time of energy transition, in which countries seek to increase the share of renewable sources in their electrical matrixes. Solar and wind generators have several advantages, such as zero carbon emissions during operation, operating costs close to zero, and great potential for installation worldwide. However, some challenges arise when these sources increase participation in electrical systems, such as non-operability, which generates volatility in the energy generated. This work seeks to understand how the volatility in the generation of electric energy by solar and wind sources impacts the commercialization and operation of the Brazilian electric system. Therefore, exploratory research was carried out in the literature to understand the relevant aspects to be considered in the analysis of the Brazilian context. Issues such as flexibility in operation, need for energy storage, transmission system expansion, new technologies and complexity in managing energy flows were analyzed, and contextualized in the forecasts and analyses of public agents responsible for the national electricity sector. Commercialization was analyzed taking into account the two energy contracting environments, the Free Contracting Environment, and the Regulated Contracting Environment. The different environments have different dynamics, enough to differentiate the impacts of intermittent renewable sources in the composition of prices, risk management in the commercialization, and expansion of the energy supply. The composition of the Brazilian electricity matrix is an important ally to the increase in renewable sources due to the storage capacity, great potential for solar and wind generation, and ramp-up capacity because of the presence of hydroelectric and natural gas thermoelectric plants to respond to the inflexibility and volatility from intermittent sources. Understanding the electrical transition processes and planning for these scenarios is important and accommodating intermittent renewable sources is certainly part of the equation the Brazilian electricity sector will need to solve.

**Keywords:** Renewable sources of energy; Electric market; Energy trading; Intermittent sources of electrical energy.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> - Organograma das instituições do setor elétrico brasileiro	44
<b>Figura 2.2</b> - Total diário de irradiação global horizontal (média anual)	51
<b>Figura 2.3</b> - Densidade de potência eólica a 100m de altura	52
<b>Figura 2.4</b> - Número de sistemas de geração distribuída instalados por ano	54
<b>Figura 2.5</b> - Resumo do informe de cadastramento para Leilões de Energia Nova A-5 e A-6	66
<b>Figura 3.1</b> - Fluxograma dos modelos computacionais para cálculo do CMO	80
<b>Figura 4.1</b> - Mapa Síntese do PDE 2031 - Expansão de energia	95

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 2.1</b> - Análise temporal dos artigos selecionados após leitura	26
<b>Gráfico 2.2</b> - Distribuição ao longo do tempo dos artigos selecionados para análise	28
<b>Gráfico 2.3</b> - Energia Natural Afluente: Média histórica anual	46
<b>Gráfico 2.4</b> - Aumento da produção de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas	47
<b>Gráfico 2.5</b> - Geração de eletricidade por fonte, em números absolutos, Brasil 1990-2020	48
<b>Gráfico 2.6</b> - Geração de eletricidade por fonte, em porcentagem, Brasil 1990-2020	48
<b>Gráfico 2.7</b> - Geração por fontes renováveis não combustíveis no Brasil	49
<b>Gráfico 2.8</b> - Expansão da oferta de geração de energia elétrica em 2020 (GW) - Entrada em operação	56
<b>Gráfico 2.9</b> - Expansão em capacidade e energia da micro e minigeração distribuída	57
<b>Gráfico 2.10</b> - Sistemas fotovoltaicos por classe de consumo	59
<b>Gráfico 2.11</b> - Potência de sistemas fotovoltaicos por classe de consumo	59
<b>Gráfico 2.12</b> - Projeção da capacidade instalada de GD (GW)	60
<b>Gráfico 2.13</b> - Taxa de penetração de GD por setor	60
<b>Gráfico 2.14</b> - Sistemas por categoria	61
<b>Gráfico 2.15</b> - Potência instalada acumulada por categoria	61
<b>Gráfico 2.16</b> - Resumo do cadastramento e da habilitação técnica dos projetos no Leilão de Energia Nova A-4 2022	64
<b>Gráfico 2.17</b> - Preço médio da energia (R\$/MWh) - Leilões A-4	65
<b>Gráfico 3.1</b> - Consumidores cativos com geração distribuída	69
<b>Gráfico 3.2</b> - Distribuidoras com maior inserção de geração distribuída	70
<b>Gráfico 3.3</b> - Comparativo de consumo de energia entre ACR x ACL	76
<b>Gráfico 3.4</b> - Quantidade de agentes no ACL por ano	76
<b>Gráfico 3.5</b> - Evolução do PLD nos submercados de energia	84

<b>Gráfico 4.1</b> - Geração horária dos dois perfis principais (interior e litoral) de gerador eólico na região nordeste	92
<b>Gráfico 4.2</b> - Perfil de horário médio de usinas fotovoltaicas fixas e com rastreamento	93
<b>Gráfico 4.3</b> - Energia armazenada no SIN	98
<b>Gráfico 5.1</b> - Energia eólica nos Estados Unidos ao longo do tempo	103
<b>Gráfico 5.2</b> - Custo da energia fotovoltaica nos Estados Unidos	104
<b>Gráfico 5.3</b> - Sistemas fotovoltaicos flutuantes no mundo	105
<b>Gráfico 5.4</b> - Projeção da participação de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos	106
<b>Gráfico 5.5</b> - Variação do preço do barril de petróleo, em dólares americanos (\$/Bbl)	107

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1</b> - Incidência de Periódicos em artigos classificados pelo critério de número de citações	27
<b>Tabela 2.2</b> - Autores com mais artigos publicados	29
<b>Tabela 2.3</b> - Instituições com presença em mais artigos publicados	29
<b>Tabela 2.4</b> - Países com mais artigos publicados	30
<b>Tabela 2.5</b> - Periódicos e editoras	30
<b>Tabela 2.6</b> - Consumo de energia elétrica	52
<b>Tabela 2.7</b> - Micro e minigeração por fonte	56
<b>Tabela 2.8</b> - Potência e quantidade de fotovoltaicos por Unidade Federativa	58
<b>Tabela 2.9</b> - Resumo dos vencedores do Leilão de Energia Nova A-4 2022	65
<b>Tabela 3.1</b> - Potencial de conversão da Portaria MME 514/2018 e conversão efetivada	77

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de contratação Livre
ACR	Ambiente de contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIM	Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico
CMO	Custo Marginal de Operação
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COP	Conference Of Parties
CVar	Conditional Value at Risk
DAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FACTS	Flexible AC Transmission System
FRE	Fontes Renováveis de Energia
IATA	International Air Transport Association
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
MME	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montantes de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PCH	Pequena Central Hidrelétrica

PERS	Programa de Energia Renovável Social
PET	Plano de Expansão da Transmissão
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização
PROEOLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SECI	Solar Energy Corporation of India
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
Var	Value at Risk

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA	19
1.2 OBJETIVO	20
<b>1.2.1 Objetivo Geral</b>	<b>20</b>
<b>1.2.2 Objetivos Específicos</b>	<b>20</b>
1.3 JUSTIFICATIVA	20
1.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	21
<b>1.4.1 Coleta de dados</b>	<b>24</b>
<b>1.4.2 Análise de dados</b>	<b>25</b>
<b>CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>26</b>
2.1 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA	28
2.2 MÉTODOS DE PESQUISA UTILIZADOS	32
2.3 ANÁLISE DE CONTEÚDO	34
2.4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	41
2.5 BREVE HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	41
2.6 AGENTES INSTITUCIONAIS NO MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	44
2.7 FONTES RENOVÁVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	47
<b>2.7.1 Desenvolvimento de geração solar e eólica no Brasil</b>	<b>51</b>
<b>2.7.2 Micro e minigeração de energia</b>	<b>54</b>
<b>2.7.3 Geração centralizada</b>	<b>62</b>
<b>CAPÍTULO 3 - IMPACTO DAS FONTES RENOVÁVEIS E O PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>69</b>

3.1 CONSUMIDORES CATIVOS	70
<b>3.1.1 Custos de operação</b>	<b>71</b>
<b>3.1.2 Fontes Renováveis como mecanismo de desigualdade social</b>	<b>72</b>
3.2 CONSUMIDORES LIVRES	75
<b>3.2.1 Mercado de curto prazo</b>	<b>79</b>
3.3 CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	86
<b>CAPÍTULO 4 - FONTES RENOVÁVEIS E A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO</b>	<b>89</b>
4.1 FLEXIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	91
4.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO	92
4.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	97
4.4 CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	100
<b>CAPÍTULO 5 - PERSPECTIVAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E FONTES RENOVÁVEIS</b>	<b>103</b>
5.1 ACORDOS INTERNACIONAIS E POLÍTICAS PÚBLICAS	103
5.2 USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES	105
5.3 PETRÓLEO E POLÍTICA INTERNACIONAL	107
5.4 CONCLUSÕES SOBRE AS POLÍTICAS E COMPROMISSOS SUSTENTÁVEIS BRASILEIROS	109
<b>CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO</b>	<b>110</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>113</b>
<b>APÊNDICE A</b>	<b>128</b>
<b>APÊNDICE B</b>	<b>129</b>

## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

O planeta vive um momento de transição energética, em que as mudanças e adaptações podem ser atribuídas a diferentes *drivers*. Castro et al. (2019) destacam um consenso analítico que estrutura este processo sob a lógica de três pilares: descarbonização, digitalização e descentralização. Preocupações em relação às mudanças climáticas embasam esforços para a descarbonização de diferentes processos ao redor do mundo. Prakash e Bhat (2009) apontam que as principais atividades ligadas às emissões de CO<sub>2</sub> são transporte, geração de eletricidade, indústria de manufatura e construção, além de consumo de energia nos setores residencial, comercial e industrial (e seus subsetores, agricultura, pesca etc.). Sendo assim, melhorar a eficiência no consumo de eletricidade e buscar aumentar a participação de fontes renováveis na geração de energia também são importantes medidas para redução de emissões de gases de efeito estufa.

Como apontado por Castro et al. (2019), cada contexto nacional contribui para a composição da matriz elétrica em termos da participação de fontes renováveis, a depender do nível de desenvolvimento econômico, taxas de crescimento da demanda de energia elétrica, desenhos de mercado, disponibilidade de recursos e grau de independência das agências reguladoras. Além da busca pela descarbonização da matriz elétrica, para alguns países, buscar fontes renováveis de energia é uma questão de segurança energética, visando reduzir a dependência de importação de petróleo, carvão e gás natural (LABBATE, 2013).

A revolução industrial, que ocorreu no século XVIII, marcou o início da utilização de combustíveis fósseis em diversos processos, como na indústria e no transporte. Questões como o aquecimento global e crises no abastecimento destes combustíveis fortalecem a busca por fontes alternativas de energia, capazes de garantir segurança energética e descarbonizar as matrizes elétricas. A Europa, local onde se iniciou as transformações da primeira revolução industrial, depende de grandes importações de fontes de energia (como o petróleo e o gás natural), provenientes principalmente da Rússia e do Oriente Médio. A Itália, por exemplo, depende quase que totalmente do fornecimento externo de gás natural, especialmente do Oriente Médio (LABBATE, 2013).

A década de 1950 foi marcada por discussões a respeito de construções de usinas nucleares, a fim de se estabelecer segurança no fornecimento de energia elétrica a um baixo custo. Desastres nucleares como o de Chernobyl, na Ucrânia (1986), Three Mile Island, nos Estados Unidos (1979), e Fukushima, no Japão (2011) aumentaram a criticidade quanto à

confiabilidade de plantas nucleares, e fortaleceram a busca por uma maior participação de fontes de energia alternativas. Promover fontes renováveis como solar e eólica não é somente uma questão ambiental, mas uma solução para garantir a segurança no abastecimento de energia elétrica.

Como já apontado por Castro et al. (2019), cada contexto apresenta desafios para a transição energética, e o Brasil possui características que trazem questões particulares. Martins (2020) destaca que o setor elétrico brasileiro possui uma matriz considerada limpa, principalmente pela expressiva presença de usinas hidrelétricas, que chegou a valores próximos de 93% no início da década de 1990. No entanto, esta dependência trouxe preocupações em relação à segurança no abastecimento, uma vez que a geração de energia estava fortemente dependente de condições climáticas, o que reduziu a confiabilidade do sistema. O início do século XXI foi marcado por crises de oferta de energia, que trouxe à tona discussões a respeito das mudanças necessárias para a expansão do sistema elétrico nacional, garantindo confiança no fornecimento.

Martins (2020) aponta que ocorreu um aumento na participação de termelétricas a combustíveis fósseis, que contribuíram para o aumento da segurança no abastecimento de energia elétrica ao sistema nacional. No entanto, preocupação com questões climáticas e potencial para fontes renováveis incentivaram o aumento da participação de geração de eletricidade a partir de energia solar e eólica. O aumento destas fontes traz diversas vantagens, não só ao setor elétrico, mas à sociedade em geral, como não emitir gases de efeito estufa durante a operação, custos de geração próximos de zero, e reduzir a dependência de combustíveis fósseis (AHIDUZZAMAN e ISLAM, 2011). O caso brasileiro é particular, cuja matriz majoritariamente limpa se beneficia do aumento de fontes solares e eólicas por promover a descentralização da geração de energia a partir da micro e minigeração fotovoltaica e oferecem grande potencial para expansão da oferta de energia. No entanto, tais fontes trazem novos desafios para o setor, por serem intermitentes, reduzem a flexibilidade do sistema. Esta característica impacta na capacidade de operação, o que pode trazer preocupações quanto à segurança de abastecimento, necessidade de reforços na transmissão e aumento na capacidade de armazenamento (GÖKGÖZ e GÜVERCIN, 2018).

A energia elétrica proveniente de fontes renováveis (FRE), como a solar e eólica, não é despachável (REDDY e BIJWE, 2015), ou seja, o operador do sistema não consegue manejar a quantidade de vento ou irradiação solar disponíveis, logo, não conseguem controlar o fluxo energético gerado. Ainda conforme os autores, os fluxos de energia gerados são altamente

voláteis, pois qualquer mudança de direção e velocidade do vento, ou uma nuvem sobre uma usina fotovoltaica, pode alterar de maneira drástica a quantidade de energia injetada na rede.

Por mais que FREs gerem energia barata, Reddy e Bijwe (2015) afirmam que são fontes não confiáveis, no sentido do planejamento, o que obriga o operador do sistema elétrico a disponibilizar usinas de geração por fontes convencionais, como reserva. Outra questão de FREs é que costumam ser instaladas de maneira distribuída geograficamente, conforme a disponibilidade e viabilidade da fonte. Enquanto usinas termelétricas, por exemplo, são estrategicamente posicionadas perto de grandes centros consumidores de energia, fontes de energia eólica e solar costumam ser instaladas em locais mais favoráveis à geração, nem sempre perto das áreas de consumo. Esta característica, como apontam Deane, Driscoll e Gallachóir (2015), pode provocar congestionamento em linhas de transmissão, responsáveis por levar a energia da geração aos locais de consumo. Além do mais, requerem longas linhas de transmissão para os centros de carga, o que implica elevados investimentos.

Ela et al. (2016) indicam que usinas fotovoltaicas e eólicas aumentam a complexidade da operação, e discutem sobre a importância do aumento da flexibilidade de sistemas elétricos para se acomodar o aumento de fontes intermitentes e garantir segurança no abastecimento. Segundo os autores, a presença de fontes convencionais é importante para se responder às variações na energia gerada por estes tipos de FERs. Segundo Kirby e Milligan (2008), fontes convencionais são necessárias, não pela energia gerada, mas pela capacidade de responder à volatilidade na geração (o que chamam de *'ramping up capacity'*). Peña e Rodríguez (2019) apontam que metas agressivas de descarbonização de matrizes elétricas alimentam práticas imediatistas, do tipo *'green paradox'*. Ainda conforme os autores, metas agressivas podem levar a grande presença de fontes renováveis intermitentes sem garantir segurança de suprimento, podendo induzir ao aumento no preço da energia.

Peña e Rodríguez (2019) indicam que o aumento de FERs tem relação positiva com o preço da energia, reduzindo o preço da eletricidade. Apesar desta relação positiva, Ballester e Furió (2015) apontam que com o aumento da presença de fontes intermitentes, maior é a ocorrência de saltos no preço da energia elétrica, e apesar de reduzir o valor médio da energia, contribui com aumento significativo da volatilidade do preço.

Alguns autores buscam compreender como o aumento de fontes de energia renováveis impactam em diferentes mercados de energia. Moreno et al. (2012) investigam os determinantes do preço da eletricidade em 27 países da Europa, entre 1998 e 2009, e exploram a relação entre preço de atacado de energia elétrica e variáveis relacionadas a fontes renováveis e competição nos mercados de eletricidade. Brouwer et al. (2014), Acemoglu et al.

(2017), Zou et al. (2017), Johnson e Oliver (2019) e Frew et al. (2019) pesquisaram sobre o comportamento do preço da energia com o aumento de fontes eólica e solar, principalmente em relação à volatilidade, com conclusões e resultados específicos aos mercados estudados.

Em diversos países, há, por motivos distintos, a preocupação com o aumento da participação das fontes renováveis. Em 1991, a Alemanha instituiu a *Feed-in Law (Stromeinspeisungsgesetz)*, um marco legal que garantia o acesso de geração renovável no sistema elétrico (IEA, 2013). Já em 1992, o *Energy Policy Act* foi responsável por impulsionar políticas de incentivo a energias renováveis em território estadunidense (FEHNER e HOLL, 1994). Interessante destacar que, neste período, os Estados Unidos foram além de políticas internas e forneceram ao Brasil, por meio do *National Renewable Energy Laboratory*, (NREL), componentes para projetos no programa de eletrificação rural brasileiro, em que o Ministério de Energia Brasileiro, além de outros projetos, instalou 700 pequenos sistemas fotovoltaicos isolados (NREL, 1994).

O Brasil, mesmo que com seu contexto particular, enfrentando desafios que partem de condições geográficas, políticas, econômicas e estruturais do setor, pode utilizar da compreensão do processo de transição energética no mundo para encontrar as melhores soluções para seus desafios. Esta dissertação tem este propósito, de compreender os temas discutidos a respeito do setor elétrico em diversos países, analisar as soluções propostas para os desafios à comercialização e operação com o aumento da participação de energia a partir de fonte solar e eólica em diferentes regiões do mundo e entender como o Brasil está vivendo este momento de transição. Posto isto, apresenta-se a seguir o problema de pesquisa desta dissertação.

## 1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Esta dissertação tem como pergunta de pesquisa: Como se dá a evolução da participação das fontes renováveis de energia elétrica no mundo, especificamente, energia gerada por usinas solar e eólica, quais são seus impactos na operação e comercialização de energia e como o Brasil enfrenta seus desafios particulares?

## 1.2 OBJETIVO

### 1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a evolução da participação das fontes renováveis de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, especificamente, energia gerada por usinas solar e eólica, e seus impactos na operação e comercialização de energia.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

O.E. 1. Analisar os impactos do aumento da participação de fontes renováveis em diferentes sistemas elétricos no mundo.

O.E. 2. Analisar como o Brasil enfrenta os desafios do aumento da participação de geração de energia solar e eólica, considerando as experiências de outros setores elétricos e seu contexto particular.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

A transição energética, apesar de poder ser delimitada pela descentralização, descarbonização e digitalização (CASTRO et al., 2019), é um processo complexo que envolve diferentes aspectos da sociedade, indo além das fronteiras do setor elétrico, e traz discussões ambientais, econômicas, políticas e sociais. Apesar de ser um assunto atual, a primeira turbina eólica a gerar eletricidade foi desenvolvida no ano de 1887, pelo professor escocês James Blyth (SHAHAN, 2014). Muito já foi estudado sobre as contribuições e impactos de fontes renováveis, mas a evolução tecnológica é dinâmica e novos desafios surgem a todo instante. Novas formas de armazenar energia, outros tipos de células fotovoltaicas, diferentes formas de se gerar eletricidade, carros elétricos e outras tantas inovações revolucionam o mercado de energia elétrica e trazem provocações às soluções e estratégias definidas pelos operadores de sistemas elétricos.

Diversas discussões, envolvendo complexos fatores e dinâmicas, são conduzidas por autores em diferentes países. O desenvolvimento de FREs é uma importante medida para lidar com questões a respeito de mudanças climáticas, mas também uma ação estratégica em busca de segurança energética (SUN et al., 2016), além de poder contribuir para a redução do preço da energia elétrica. Frew et al. (2019) indicam que diferentes níveis de penetração de fontes renováveis exercem influências distintas no preço da energia elétrica. Os autores conduziram

um estudo que aponta que as FREs aumentam a volatilidade nos preços de atacado, apresentando mais picos, e incrementando custos operacionais, visto que o operador não é capaz de operar usinas solares e eólicas, deixando mais complexa a gestão da energia. Fontes intermitentes reduzem a flexibilidade dos sistemas, expondo a fatores climáticos que não permitem manobras e operações (MILLIGAN et al., 2016). Investimentos em transmissão e armazenamento de energia podem ser aliados neste sentido, visto que aumentam a capacidade dos sistemas de escoar a energia, ou acumulá-la até que seja necessária. Cada um destes autores faz análise em contextos específicos, que devem ser interpretados para se contribuir para a realidade brasileira.

Este trabalho se faz relevante por buscar analisar os desafios do aumento de fontes intermitentes (solar e eólica) ao redor do mundo, e como estas experiências podem auxiliar a compreender como se dá o processo de transição no setor elétrico brasileiro. A operação e comercialização de energia se comportam de maneiras distintas neste processo, a depender de fatores como composição da matriz elétrica, capacidade de linhas de transmissão, e outras características específicas de cada sistema. O Brasil possui grande presença de usinas hidrelétricas, longas linhas de transmissão, dimensões continentais, diferentes submercados com padrões de geração e consumos distintos. Compreender os aspectos atuais da matriz elétrica nacional que influenciam na capacidade de receber o aumento de FREs é importante e todas as ferramentas que puderem auxiliar neste processo, como experiências e desafios de outros setores, podem ser cruciais para garantir uma transição mais segura, econômica e estável. É sábio admitir que este assunto possui diversas questões complexas que não serão abordadas nesta dissertação, mas alguns pontos específicos importantes serão analisados e discutidos a fim de promover conclusões e discussões relevantes para o setor elétrico brasileiro.

#### 1.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este estudo é classificado como uma pesquisa de caráter descritivo. As pesquisas descritivas têm como principal finalidade, segundo Gil (2008, p. 28), “a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou o estabelecimento de relações entre variáveis”.

Quanto à abordagem, é de natureza qualitativa, que, de acordo com Denzin e Lincoln (2006), é entendida como interpretativa, cabendo ao pesquisador coletar os materiais que

julgar relevantes, relacionados com a questão de pesquisa, e analisá-los discorrendo sobre o assunto.

Para a coleta de dados desse estudo, utilizou-se a pesquisa documental, que pode ser entendida como as informações que não passaram por um processo analítico ou até mesmo aquelas que carecem de uma reelaboração (Gil, 2008). Os dados utilizados nesta pesquisa foram coletados nos websites da ANEEL<sup>1</sup>, EPE<sup>2</sup>, CCEE<sup>3</sup>, e outros agentes públicos que compartilham informações sobre o sistema elétrico brasileiro. Publicações de autores que tratam do setor elétrico também foram importantes para a construção dos argumentos e discussões, além de reportagens de notórios jornais como BBC para assuntos mais recentes, como conflitos internacionais que ainda não reverberaram em publicações acadêmicas.

Como já descrito anteriormente, esta dissertação busca compreender a evolução da participação das fontes renováveis de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, especificamente, energia gerada por usinas solar e eólica, e avaliar seus impactos na operação e comercialização de energia. Esta compreensão é dada a partir de uma revisão bibliográfica, buscando avaliar desafios e soluções em diversos sistemas elétricos e analisando a jornada brasileira na transição energética.

Este estudo propõe utilizar de uma filosofia pós-positivista, que busca compreender a realidade, mas sem presunções de perfeição. A revisão da literatura mostrou que não existem metodologias de pesquisa unânimes, que devem ser aplicadas a todo e qualquer sistema elétrico, mas experiências e discussões particulares a cada região no mundo. Assim, ainda conforme Guba e Lincoln (1994), uma filosofia pós-positivista é capaz de ser crítica a ponto de trazer discussões produtivas, encontrando verdades prováveis, e podem incluir métodos qualitativos e quantitativos. A filosofia de pesquisa pós-positivista pode ser comparada com o realismo, apontado por Saunders, Lewis e Thornhill (2003). Para os autores, esta filosofia é objetiva, existe independentemente de pensamentos humanos, mas ainda assim é interpretada por condições sociais (realismo crítico). Para Saunder, Lewis e Thornhill (2003), o foco é explicar dentro de um contexto, sendo ideal para as discussões aqui levantadas a respeito do setor elétrico brasileiro.

Uma abordagem condizente com esta dissertação é a dedutiva, que, segundo Saunder, Lewis e Thornhill (2003), envolve o desenvolvimento de uma teoria que é sujeita a uma vali-

---

<sup>1</sup> Conteúdos disponíveis nas URLs <https://antigo.aneel.gov.br/> e <https://www.gov.br/aneel/pt-br>

<sup>2</sup> Conteúdos disponíveis na URL <https://www.epe.gov.br/pt>

<sup>3</sup> Conteúdos disponíveis na URL <https://www.ccee.org.br/>

dação. Nesta abordagem, a base do estudo é explicada por uma hipótese, podendo o fenômeno ser antecipado. Estudos apontam diferentes impactos no mercado elétrico com o aumento de fontes renováveis intermitentes. Desta forma, este estudo pretende compreender como os diferentes estudos abordaram esta temática em outros contextos, e validar os apontamentos no setor elétrico brasileiro. Pela natureza qualitativa, apesar de fazer uso de diversas informações numéricas, as conclusões e validações levaram em conta o discernimento do pesquisador.

Robson (2002) sugere que uma pesquisa dedutiva deve iniciar a partir de uma hipótese, expressa em termos operacionais, que é examinada e testada no objeto de estudo. A revisão da literatura existente possui conteúdo suficiente para ser utilizado na formulação de hipóteses, a serem utilizadas para analisar o objetivo geral e os específicos propostos. Estas hipóteses devem ser operacionais no sentido de serem analisáveis, e as discussões das análises serão importantes ferramentas para se compreender o contexto brasileiro e suas particularidades.

Agentes públicos como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizam extensos documentos que possuem quantidade de informações capazes de fundear as análises e discussões aqui propostas. Propõe-se, então, a estratégia de análise de dados e documentos, buscando explicar fenômenos vivenciados no contexto nacional, a partir de hipóteses formuladas com base em estudos de outros países. Vergara (2006) indica que pesquisas que utilizam esta estratégia podem utilizar bases quantitativas e qualitativas. Ainda segundo o autor, uma combinação de ambas pode ser uma boa escolha, a depender de premissas do pesquisador. Neste caso, optou-se por conduzir uma pesquisa predominantemente qualitativa, inicialmente propondo hipóteses, analisando dados quantitativos e qualitativos para sua validação (projeções do mercado elétrico, demanda de energia, diferentes fontes de geração, estudos energéticos e outros documentos e relatórios). A partir dos levantamentos, enriqueceu-se com discussões e cruzamento de relatórios e informações apontados.

Os estudos aqui propostos serão baseados em dados longitudinais do preço da energia, participação de diferentes fontes e evolução da matriz elétrica brasileira. O contexto brasileiro é repleto de particularidades, por suas dimensões continentais, assim, esta dissertação não pretende considerar toda esta riqueza de informações e especificidades. Um estudo longitudinal parece ser o mais indicado para compreender a trajetória recente, destacando alguns marcos históricos que se relacionam com os objetivos deste trabalho.

### 1.4.1 Coleta de dados

Inicialmente, pretende-se conduzir uma revisão da literatura, filtrando estudos que estejam em conformidade com o objetivo aqui proposto, e analisando seus métodos e conteúdos. A partir da leitura dos artigos mais relevantes, pretende-se estruturar tópicos relevantes para se analisar o setor elétrico brasileiro, sua trajetória na transição energética, como o aumento de fontes renováveis solar e eólica ocorrem, quais os impactos na operação e comercialização e como o setor tem se adaptado às mudanças.

Para se analisar o impacto do aumento de fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) no setor elétrico brasileiro, diversas fontes de dados possuem informações relevantes. A Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) é uma importante instituição, responsável por prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor. Disponibiliza, a partir de seu website, importantes dados de planejamento, programas de expansão, previsões de consumo, balanço energético, o plano nacional de energia, entre outros acervos relevantes.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica, e possui dados livremente acessíveis sobre o balanço de energia, geração por tipo de usina (hidráulica, térmica, eólica, solar), carga e demanda, além de outras informações pertinentes.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável por coordenar as operações de compra e venda de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) e contabilizar e liquidar as diferenças registradas entre contratos e geração/consumos reais, registrados pelo ONS. A CCEE possui dados livremente acessíveis sobre a quantidade de energia contabilizada por período, bem como dados históricos do PLD para cada submercado energético brasileiro e informações e estudos relevantes aos objetivos de pesquisa aqui propostos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de outras atribuições. Uma função importante da ANEEL é organizar e divulgar os leilões de energia praticados no ambiente regulado (ACR). Estes dados são livremente acessíveis, quanto aos montantes negociados, preços, prazos, tipo de fonte de geração e outros documentos que tratam de diversos assuntos relevantes do setor.

O Ministério de Minas e Energia é o órgão responsável por conduzir as políticas energéticas nacionais, com funções como elaboração e implementação de políticas e

programas em consonância com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Estes órgãos são os responsáveis por discutir e implementar políticas de incentivo a energias renováveis, e desenhos de mercado e operação (definições mais amplas e diretivas).

#### **1.4.2 Análise de dados**

A revisão da literatura sugere que diversos aspectos devem ser avaliados para se compreender o impacto de fontes renováveis intermitentes na comercialização e operação do sistema elétrico brasileiro. Sendo assim, as análises serão segmentadas por tópicos, em que autores internacionais estudam diversos mercados pelo mundo, serão utilizadas como base para discussões sobre o sistema elétrico nacional. A partir de hipóteses levantadas, dados de agentes públicos, pesquisas tratando o sistema elétrico nacional e discussões serão conduzidas para se buscar descrever o contexto brasileiro, e discutir a respeito dos desafios e oportunidades das particularidades existentes.

Diferentes tópicos possuem estruturas específicas a serem abordadas, como a comercialização em diferentes ambientes ou a operação do sistema. Sendo assim, o setor elétrico nacional será brevemente descrito, para se compreender as estruturas que regem a comercialização e operação. A partir desta organização, serão abordados os desafios e soluções trazidos à tona na revisão da literatura. A proposta é entender como a realidade mundial é traduzida no contexto brasileiro em relação à transição energética. Mensurar os impactos com análises causais não é o que se pretende, mas deduzir influências e relações dentro deste ambiente complexo que é o setor elétrico. Estudos quantitativos de importantes agentes públicos brasileiros serão utilizados para embasar as discussões e apontamentos, cabendo ao autor organizar informações, destacar resultados e propor entendimentos que façam sentido, balizados por análises e apontamentos de outros autores.

## CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo tem como objetivo analisar as diferentes abordagens de autores em estudos que avaliam o impacto de fontes renováveis na comercialização e operação de sistemas elétricos ao redor do mundo. Para tanto, é conduzida pesquisa em bases de dados nacionais e internacionais a partir da pergunta de partida: “Como o aumento da presença de fontes renováveis de geração de energia elétrica impacta na comercialização e operação dos sistemas?”. As diferentes metodologias e resultados são discutidas a partir de uma análise bibliométrica, análise dos métodos de pesquisa utilizados e análise de conteúdo. A partir dos resultados e principais tópicos dos artigos selecionados, uma análise do setor elétrico brasileiro é conduzida, considerando os resultados da pesquisa exploratória como base para se avaliar como o aumento deste tipo de fonte de energia exerce influência sobre o setor elétrico brasileiro.

Artigos na base de dados Ebsco Host e Periódicos Capes foram pesquisados pelas palavras chaves que podem ser observadas no Apêndice A. Os Estados Unidos possuem reconhecida proeminência na pesquisa científica e, a partir da ‘*Public Utility Regulatory Policies Act*’, lei de 1978 que promove a conservação de energia e aumento de fontes renováveis, muito se evoluiu regulatória, tecnológica e cientificamente a respeito deste assunto. Já a base de dados Periódicos Capes foi escolhida para se ter acesso a publicações brasileiras, com seus pontos de vista sobre os desafios no mundo e de seu contexto nacional e regional. O intervalo temporal escolhido foi de todas as publicações até 30 de setembro de 2020.

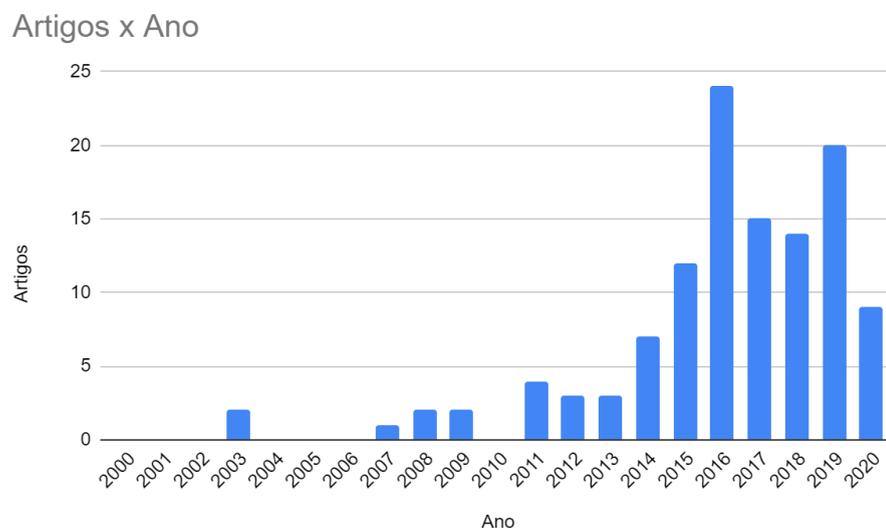
A pergunta de partida utilizada para esta pesquisa foi: “Como o aumento da presença de fontes renováveis de geração de energia elétrica impacta na comercialização e operação dos sistemas?”. Foram encontrados 1.464 títulos relativos à pergunta de partida, com 309 indisponíveis ou duplicados, resultando em 1.155 a serem analisados. Após leitura dos títulos e resumos, 442 foram classificados como possivelmente relevantes, em relação à questão levantada. Após a leitura integral dos artigos, 187 foram selecionados para formar a amostra final, conforme detalhado no Apêndice A.

Dentre os artigos não selecionados, algumas observações são pertinentes. Muitos tratavam de assuntos tangentes à questão levantada, mas isso não os classifica como sem importância. Alguns investigam os impactos ambientais, outros, soluções para a presença de FREs, como armazenamento de energia, veículos elétricos, microgeração, mas não as relacionam com os impactos na comercialização e operação dos sistemas elétricos. Muitos

artigos também tratam das políticas públicas de incentivo a FREs, ou a busca de modelos de comercialização de energia que possam melhor acolher as FREs, mas, novamente, não relacionavam com impactos no preço da energia elétrica e operação do sistema. Outros trabalhos fazem importantes análises de correlação do preço do petróleo, gás natural, e carvão, com a produção de energia por meio de fontes renováveis. Nestes trabalhos, fica claro que questões econômicas não podem ser desconsideradas, e o preço da eletricidade ainda é um fator importante nas decisões relativas aos sistemas elétricos. Tais assuntos, dentre tantos outros, são de extrema relevância, contudo, não serão abordados nesta revisão.

Os 187 artigos selecionados, ainda organizados por palavras-chaves, foram reunidos. Identificou-se que 69 eram duplicados, pelo fato de que alguns artigos foram encontrados em mais de uma busca, sendo retirados da amostra. Sendo assim, a amostra final foi constituída por 118 artigos, selecionados por seu conteúdo, em língua inglesa, portuguesa ou espanhola. Realizando uma análise temporal nestes 118 artigos selecionados após leitura, conforme Gráfico 2.1, percebe-se o aumento de interesse neste assunto nos últimos anos.

**Gráfico 2.1** - Análise temporal dos artigos selecionados após leitura.



**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Realizou-se então, nestes 118 artigos, uma última filtragem, em relação ao número de citações, segundo a base do Google Acadêmico. O artigo mais citado foi o de Connolly et al. (2016), com 375 citações, enquanto a média dos artigos foi de 29,3 citações. Sendo assim, todos os artigos com citações acima da média foram selecionados, totalizando 34 artigos. No entanto, é de se esperar que os artigos dos anos mais recentes (2018, 2019 e 2020) não atendessem ao critério de classificação por número de citações, por estarem disponíveis a menos tempo. Desta maneira, os cinco periódicos mais recorrentes dentre os 34 artigos

selecionados pelo número de citações foram considerados mais expressivos, sendo então, utilizados como critério de repescagem, conforme a Tabela 2.1.

Assim, foram acrescentados na amostra final os artigos dos anos 2018, 2019 e 2020 publicados pelos seguintes Periódicos: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; *Energy*; *The Energy Journal*; *The Electricity Journal*; *Renewable Energy*; e *IEEE Transactions on Power Systems*. Tal processo culminou na adição de mais 13 artigos e, somados com os 34 já selecionados pelo critério de citações, resultou-se em 47 artigos na amostra final, expostos no Apêndice B.

**Tabela 2.1** - Incidência de Periódicos em artigos classificados pelo critério de número de citações.

Periódicos	Artigos
Renewable and Sustainable Energy Reviews	10
Energy	4
The Energy Journal	4
The Electricity Journal	4
Renewable Energy	3
IEEE Transactions on Power Systems	3
Applied Energy	2
European Journal of Operational Research	1
Journal of Cleaner Production	1
OR spectrum	1
Energies	1

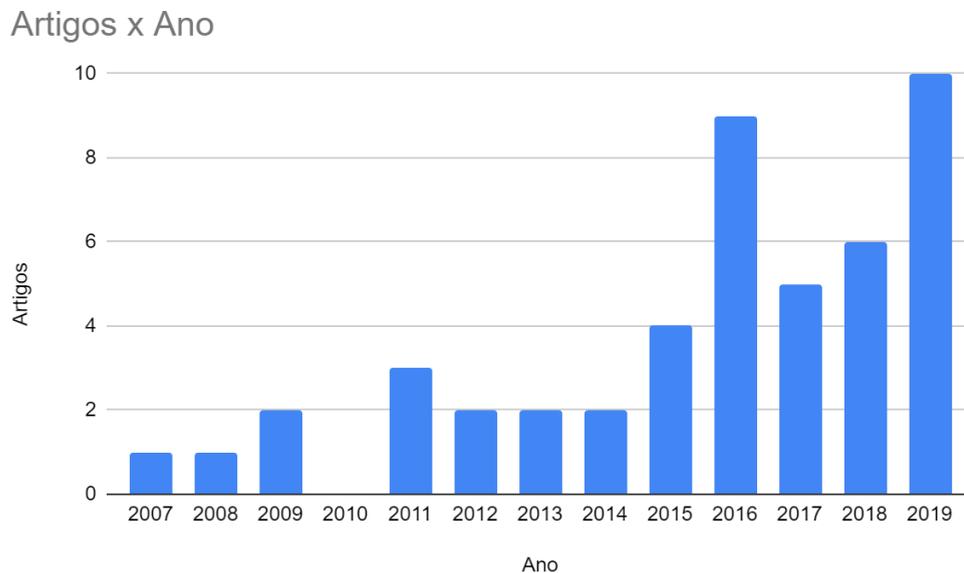
**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## 2.1 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA

Serão explorados alguns aspectos bibliométricos dos 47 artigos selecionados para uma análise detalhada. A primeira a ser realizada será a temporal, organizando os artigos ao longo dos anos de publicação, conforme o Gráfico 2.2. Considerando que o intervalo de tempo pesquisado foi até 30 de setembro de 2020, é de se notar que antes de 2003 nenhum artigo relevante foi constatado, indicando que o interesse no estudo dos impactos à comercialização e operação, relativos ao aumento da presença de fontes de energia renováveis, surgiu nas últimas décadas. Um marco importante, que pode ter influenciado no aumento do interesse, foi o protocolo de Kyoto, assinado em 1997 por mais de 175 países, com o compromisso de reduzir as emissões de carbono, sendo que cada país, individualmente, submeteu seus programas para alcançar tais metas.

Em 2008, a União Europeia definiu metas individuais para os países membros para serem cumpridas até 2020. Outras metas na Europa e em diversos outros países e blocos do mundo, cada vez mais ambiciosas, fizeram crescer o interesse pelos desafios que seriam enfrentados. Era de se esperar, portanto, que a partir de 2008, com a assinatura do ‘*2020 climate and energy package*’, comprometendo os países membros do bloco europeu a reduzirem em 20% das emissões de gases do efeito estufa, aumentarem em 20% de presença de energias por fontes renováveis, e reduzirem em 20% do consumo de energia, que mais artigos discutindo tais impactos fossem elaborados.

**Gráfico 2.2** - Distribuição ao longo do tempo dos artigos selecionados para análise.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os 47 artigos amostrados foram elaborados por um total de 132 autores, sendo que a grande maioria, 120, publicou apenas um artigo. Os cinco autores que mais publicaram somaram três artigos cada, conforme a Tabela 2.2. Interessante notar uma forte presença de autores de instituições nos Estados Unidos, seguidos de pesquisadores em instituições Suecas.

Foram identificadas 64 instituições de pesquisa, ressalta-se, porém, que um autor não estava relacionado a nenhuma instituição. Deste total, oito estavam presentes em pelo menos cinco artigos publicados, expostos na Tabela 2.3. O Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*) foi a instituição mais proeminente na amostra, presente em 17 dos artigos pesquisados, seguido do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (*Massachusetts Institute of Technology*) e da Universidade de Uppsala (*Uppsala University*).

**Tabela 2.2** - Autores com mais artigos publicados.

<b>Autor</b>	<b>País</b>	<b>Instituição</b>	<b>Artigos</b>
A. Bloom	Estados Unidos	National Renewable Energy Laboratory	3
A. Botterud	Estados Unidos	Massachusetts Institute of Technology	3
B. Frew	Estados Unidos	National Renewable Energy Laboratory	3
M. Milligan	Estados Unidos	National Renewable Energy Laboratory	3
T. Levin	Estados Unidos	Argonne National Laboratory	3
A. Townsend	Estados Unidos	National Renewable Energy Laboratory	2
D. Lingfors	Suécia	Uppsala University	2
E. Ela	Estados Unidos	Electric Power Research Institute	2
J. Olauson	Suécia	KTH	2
J. Widén	Suécia	Uppsala University	2
M. Åberg	Suécia	Uppsala University	2
M. Pollitt	Reino Unido	University of Cambridge	2

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

**Tabela 2.3** - Instituições com presença em mais artigos publicados.

<b>Instituição</b>	<b>País</b>	<b>Artigos</b>
National Renewable Energy Laboratory	Estados Unidos	17
Massachusetts Institute of Technology	Estados Unidos	7
Uppsala University	Suécia	7
Aalborg University	Dinamarca	6
University of Cambridge	Reino Unido	6
Utrecht University	Holanda	5
University of Technology	Holanda	5
Electric Power Research Institute	Estados Unidos	5

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Todos os continentes, excluindo a Antártica, foram representados pelos 24 países encontrados na análise, o que indica uma preocupação global com o assunto. Países que, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), são os maiores consumidores de energia elétrica mundial, como Estados Unidos, China e Alemanha, foram identificados nos artigos. Além destes, os demais países com mais artigos publicados são europeus. Uma vez que a Europa, por questões inerentes ao continente, possui metas audaciosas para o aumento de FERs, não é de se espantar que seja palco de produção de artigos relacionados aos impactos no preço e aspectos operacionais de tais mudanças. Além dos oriundos dos continentes americano e europeu, países asiáticos (Coréia do sul, Índia, Irã), africano (África do Sul) e da Oceania (Austrália) também tiveram publicações, evidenciando uma preocupação

mundial com o tema. Os países com mais publicações foram destacados na Tabela 2.4, na qual se pode observar ainda a ausência dos países da América do Sul, incluindo o Brasil.

**Tabela 2.4** - Países com mais artigos publicados.

País	Artigos
Estados Unidos	40
Holanda	17
China	11
Espanha	10
Alemanha	10
Suécia	9
Itália	8
Dinamarca	7
Reino Unido	6

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

A amostra final selecionada foi também categorizada em relação aos periódicos e editoras, conforme a Tabela 2.5. Percebe-se que existem periódicos que tratam especificamente de energias renováveis (*Renewable and Sustainable Energy Reviews; Renewable Energy*), da descarbonização da produção de energia elétrica (*Journal of Cleaner Production*) e da transição energética (*IEEE Transactions on Power Systems*).

**Tabela 2.5** - Periódicos e editoras.

Periódico	Artigos	Editora
Renewable and Sustainable Energy Reviews	13	Elsevier
Energy	10	Elsevier
The Electricity Journal	7	Elsevier
The Energy Journal	5	IAEE
Renewable Energy	3	Elsevier
IEEE Transactions on Power Systems	3	IEEE
Applied Energy	2	Elsevier
European Journal of Operational Research	1	Elsevier
Journal of Cleaner Production	1	Elsevier
OR spectrum	1	Springer
Energies	1	MDPI

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

A partir desta análise, buscou-se evidenciar a importância do tema a partir dos números e discussões apresentados. A seguir, será realizada uma análise qualitativa, na qual

buscou-se identificar os métodos mais usados, bem como os objetivos perseguidos e resultados alcançados.

## 2.2 MÉTODOS DE PESQUISA UTILIZADOS

Quanto à análise dos métodos de pesquisa utilizados, os 47 artigos analisados apresentaram notória assimetria, o que pode ser observado no Apêndice B. A predominância, 38 artigos, foi daqueles que utilizaram de uma abordagem quantitativa para a argumentação. Isso era de se esperar, por se tratar de um tema multidisciplinar, com forte presença da engenharia elétrica, disciplina da área de ciências exatas.

Quanto às estratégias de pesquisa, somou-se 16 artigos que, a partir de seus levantamentos de dados locais, regionais e alguns poucos mundiais, modelaram matematicamente as situações, em busca de se avaliar impactos passados ou realizar previsões. Djørup et al. (2018), por exemplo, buscaram analisar a mudança na estrutura de custos da eletricidade com o aumento de fontes renováveis. Outra parcela, 16 artigos, se aprofundou mais, por meio de estudos de casos, e buscou compreender questões particulares de regiões e países. Uma terceira parte, 13 artigos, realizou experimentações, modelando uma situação específica ou partindo de modelos previamente conhecidos, propondo cenários teóricos, e avaliaram como cada uma das variáveis impactam nas demais.

Apenas 5 artigos qualitativos foram encontrados (NIJHUIS et al., 2015; POLLITT e ANAYA, 2016; BYERS et al., 2018; ABBOTT e COHEN, 2019; e NEWBERY et al., 2018). Byers et al. (2018) fizeram uma análise qualitativa das quatro principais formas de comercialização e operação de energia, considerando o aumento da presença de fontes renováveis nos diferentes mercados estaduais americanos. Pollitt e Anaya (2016) realizaram estudo semelhante, comparando diferentes formas de comercialização, entretanto, no contexto europeu, considerando suas particularidades. Newbery et al. (2018) também se limitaram a casos europeus, mas estudaram diferentes formas de políticas públicas capazes de fomentar o aumento de fontes de energia renováveis no continente. Nijhuis et al. (2015) buscaram analisar relações entre o aumento de energia elétrica por fontes renováveis e suas consequências em diferentes características fundamentais do fornecimento de energia: segurança, qualidade e menor preço. Abbott e Cohen (2019), por sua vez, analisaram apenas a questão da segurança de abastecimento em relação ao aumento de energia elétrica proveniente de fontes renováveis na Austrália.

Quatro artigos utilizaram análise por multimétodos, conduzindo estudos com abordagens qualitativas e quantitativas para embasar suas conclusões e resultados (BROUWER et al., 2014; XINGANG et al., 2011; ELA et al., 2016; MILLIGAN et al., 2016). Percebeu-se dois tipos de abordagem, uma pré-análise qualitativa seguida de um estudo quantitativo, ou uma análise quantitativa seguida de discussões qualitativas acerca dos resultados obtidos anteriormente.

Dos artigos analisados, percebeu-se que apenas dois buscavam um objetivo exploratório. Estes tentaram compreender os desafios para aumentar a participação de fontes renováveis em relação à confiabilidade do sistema elétrico, devido à alta variabilidade e imprevisibilidade de fontes como a solar e eólica (ELA et al., 2016; MILLIGAN et al., 2016). Estudos com objetivos descritivos formaram a grande maioria, totalizando 34 artigos, buscando retratar as características de determinados fenômenos, identificando atores e variáveis pertinentes à compreensão (PURVINS et al., 2011; SOROUDI E EHSAN, 2011; PEÑA e RODRIGUEZ, 2019; CHAKRABORTY, 2017; dentre tantos outros). Vale destacar uma presença considerável, de 11 artigos, com objetivo explicativo, para se compreender as relações previamente observadas. Nestes artigos, percebeu-se o uso de experimentos, principalmente modelagens de sistema de previsão e planejamento energético governamentais, para se testar hipóteses e buscar relações de causalidade (KIRBY e MILLIGAN, 2008; SIANO e MOKRYANI, 2013; BISTLINE et al., 2019; dentre outros).

O sistema de fornecimento de energia elétrica envolve uma forte presença do poder público, na forma de regulamentação, leis, estrutura de mercado, dentre outras atribuições, enquanto, na maior parte das vezes, a iniciativa privada é responsável pelo investimento na construção de unidades de geração de energia, linhas de transmissão, distribuidoras de energia, armazenamento e outros. Sendo assim, é plausível de se esperar que os artigos analisados contemplem ambos os setores como objeto de estudo. Percebeu-se que apenas um artigo (JOHNSON e OLIVER, 2019) focou sua análise exclusivamente nos interesses privados, analisando o aumento de geração por fontes renováveis, eólica e fotovoltaica, e seus impactos no preço da energia a curto-prazo, em um sistema *merit-of-order*. Este trabalho é interessante por auxiliar a compreensão de aspectos econômicos importantes no momento de cálculo de indicadores como a taxa interna de retorno ou *payback* por considerar que uma geração por fonte renovável vai impactar na formação de preço da energia que será vendida pela usina geradora. O restante dos artigos é dividido de maneira quase equilibrada, com objeto de estudo no setor público (24 artigos), e público/privado (22 artigos).

Quanto ao horizonte de tempo, 15 artigos apresentaram estudos transversais. Nestes estudos, é comum encontrar análises momentâneas de como está o mercado da energia elétrica, como uma fotografia. No entanto, por questões particulares do assunto, é natural que, mesmo estes artigos cujas análises são transversais no tempo, sejam relevantes para embasamento de planejamentos e previsões. Não obstante, 32 dos artigos analisados realizaram estudos longitudinais, sejam eles estudando períodos passados, ou previsões para o futuro, principalmente considerando cenários estipulados por leis, metas, políticas públicas, e tratados que visam reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, redução de gasto energético, e aumento de fontes renováveis no sistema elétrico.

### 2.3 ANÁLISE DE CONTEÚDO

Os artigos selecionados, em relação ao conteúdo, abordaram os mais variados tópicos. O aumento de FREs é um assunto extremamente complexo, envolvendo diversos aspectos técnicos, regulatórios, fiscais, econômicos e sociais, o que faz emergir grande especificidade nos estudos. Sendo assim, buscou-se organizar o conteúdo, delimitando-o para auxiliar a compreender a situação brasileira em cada um destes aspectos. Por se tratar de um tema que impacta nas diversas esferas da sociedade, resguardou-se a apontar os tópicos relacionados ao impacto na comercialização e operação de energia com o aumento de fontes renováveis intermitentes, sendo eles: Políticas públicas e desenhos de mercado; Despacho de energia com presença de renováveis; Impactos no preço da energia; Redução na flexibilidade dos sistemas elétricos; Impactos na operação dos sistemas elétricos; Armazenamento de energia e reforço em linhas de transmissão; Modelos de estudo e previsão.

#### **Políticas públicas e desenhos de mercado**

Em 1997, a Europa formalizou seu primeiro plano estratégico em busca de se aumentar a participação de energias renováveis no sistema elétrico, por meio do ‘*Energy for the future: Renewable sources of energy*’ (COM (97) 599, 26/11/1997). A partir daí, diversos outros documentos foram elaborados, não só na Europa, mas ao redor do mundo, com metas, normativas, regras e leis em busca de uma redução de emissões de dióxido de carbono. Peña e Rodríguez (2019) analisam a viabilidade do *Energy package 20-20-20*, para 2020, e 40-27-27, para 2030, no mercado da energia elétrica europeu como um todo, até então, ambos vigentes. Tais pacotes energéticos são traduzidos em políticas de incentivo locais, como investigado por Böhringer et al. (2017), que fazem uma análise de como as políticas de fomento à geração de

energia por fontes renováveis impactou o preço da energia na Alemanha, ou por Espinosa e Pizarro-Irizar (2014), na Espanha.

A definição de qual política pública de incentivo é melhor adaptada a cada contexto não é unânime, sendo que Ritzenhofen et al. (2016) contribuíram comparando três formas comuns: *Renewable portfolio standards* (RPS), que definem quantidades mínimas de energia a serem gerados por fontes renováveis em determinados sistemas ou subsistemas de energia; *Feed-in tariffs* (FITs), em que agentes do setor estipulam valores que serão pagos pela energia gerada injetada na rede a partir de fontes incentivadas; e *Market premia* (MP), modelo que oferece bônus variável sobre energia gerada a partir de fontes renováveis, diferente de valores fixos pré-definidos no modelo FIT.

Não é incomum que países alterem seus programas ao longo do percurso, incerteza esta que impacta as usinas, cujos prazos de operação são longos, ficando sujeitas a diferentes cenários ao longo de seus funcionamentos. Reuter et al. (2012) avaliaram diferentes tipos de incentivo, como *Feed-in tariffs*, subsídios para investimento, créditos tributários, requisitos de portfólio e sistemas de certificação. Os autores perceberam que tais incertezas, bem como incertezas quanto ao tipo de mercado onde a energia será comercializada, são extremamente relevantes quando se considera a decisão de implantar uma usina de geração de energia elétrica, seja ela renovável ou não. Bistline et al. (2019) percebem que cada contexto, com suas políticas e formas de comercialização de energia, é particular e deve ser considerado. Ainda segundo os autores, um estudo detalhado e cuidadoso de legisladores é um importante aspecto do sucesso ou não da busca por uma matriz elétrica com mais fontes renováveis.

Em se tratando de desenhos de mercado, diversos autores buscaram compreender particularidades, benefícios e malefícios de cada desenho. Byers et al. (2018), por exemplo, exploraram diversas fontes de heterogeneidade (como métodos de expansão de capacidade, procedimentos de auditoria e instrumentos regulatórios) nos mercados americanos, considerando quatro operadores independentes do sistema estadunidense e seus desenhos: PJM; ISO-NE, MISO e NYISO. Xingang (2011) faz análise parecida, mas em relação a políticas públicas chinesas. Aravena e Papavasiliou (2016) estudaram a importância da gestão de mercados de energia elétrica para a penetração de fontes de energia renováveis, concluindo que o desenho do mercado pode ter forte influência no custo da operação. Zipp (2017), por sua vez, busca compreender como o sistema *Merit-of-order*, comum em mercados liberalizados, se comporta com o aumento de fontes de energia renovável. Nestes sistemas, de maneira sucinta, o despacho é priorizado considerando primeiramente os agentes geradores disponíveis com menor custo marginal de operação.

## **Despacho de energia com presença de renováveis**

Os sistemas elétricos são responsáveis por prover energia de forma segura, em qualidade adequada, ao menor preço possível. Estes três conceitos são abordados em diversos artigos analisados, com certa predominância de estudos sobre o impacto no preço e segurança de abastecimento. Quanto ao preço, deve-se ao fato que usinas de geração por fontes renováveis (solar e eólica) necessitam de grande investimento inicial, porém baixo custo operacional, pois não utilizam combustíveis para gerar energia, mas recursos naturais como o vento ou irradiação solar. Esta característica é desafiadora para ambientes liberalizados, sob a forma de comercialização *Merit-of-order*, onde a unidade geradora com menor custo marginal de operação vence o direito de produzir.

Nesse contexto, grande presença de fontes renováveis como geração solar e eólica, poderia deixar inviável a produção de energia por fontes convencionais, onde o custo de instalação é relativamente baixo, porém com alto custo marginal de operação (combustíveis como gás natural ou derivados do petróleo), reduzindo assim o despacho de energia convencional. No entanto, vale destacar que fontes convencionais são complementares a fontes renováveis intermitentes, sendo implantadas justamente para trazer segurança no abastecimento por meio de instrumentos que viabilizem a instalação. Dependendo exclusivamente de fontes renováveis intermitentes não oferece a segurança necessária, devido a sua imprevisibilidade. Qualquer alteração climática impacta na geração, cabendo então às usinas de geração convencionais estarem prontas para acionar, como uma forma de reserva.

Esse dilema é interessante, em que ambientes liberalizados sob *Merit-of-order* com grande presença de renováveis tendem a ter menores preços de energia, o que impacta na receita de fontes convencionais, mas necessita destas para manter a segurança no abastecimento. Ainda que FREs possuam baixos custos operacionais, o que pode reduzir o preço da energia, exigem que fontes convencionais sejam mantidas como reserva, o que pode aumentar os custos operacionais, refletindo negativamente no preço da energia.

## **Impactos no preço da energia**

Brouwer et al. (2014) analisa tais impactos de fontes renováveis no preço da energia, bem como na operação de usinas termelétricas e suas estruturas de custo e operação. Tal dinâmica gera mudanças significativas no comportamento do preço da energia elétrica, aumentando sua volatilidade, abordada por diversos autores (ACEMOGLU et al., 2017; ZOU

et al., 2017; FREW et al., 2019; dentre outros). Ballester e Furió (2015) contribuem ao confirmar tal volatilidade, e apontam que uma variedade de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa) distribuídas geograficamente podem reduzir a volatilidade dos preços, reduzindo assim, os riscos atrelados à comercialização de energia em ambientes com alta penetração deste tipo de geração.

Os riscos são elementos muito importantes a serem considerados em diferentes momentos, como na implantação, comercialização ou elaboração de contratos. Johnson e Oliver (2019) avaliam, a partir de dados de 19 países, quanto desta volatilidade provocada por fontes renováveis pode impactar na gestão de riscos na comercialização de energia a curto prazo. Concluem que a volatilidade nos preços, provocada pela penetração de fontes renováveis, está associada a instabilidades na geração da energia elétrica, bem como erros de previsão. Os custos do risco, ainda segundo os autores, são embutidos no preço final da energia, podendo reduzir o retorno de investimentos em usinas de geração por fontes renováveis.

Moreno et al. (2002) se reservaram a analisar o continente europeu, especificamente 27 países, e concluíram que o aumento de fontes renováveis de energia pode aumentar o preço da energia no atacado, dependendo de variáveis específicas de cada país. Hoogwijk et al. (2007) analisam o impacto, nos EUA e países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), das mudanças causadas no preço da energia, produção e emissão de CO<sub>2</sub> devido ao aumento de fontes intermitentes de energia (eólica), buscando aplicação global.

Newbery et al. (2018) propõem que, a fim de se mitigar uma parte da instabilidade de fontes renováveis, a comercialização de energia oriunda dessas fontes não seja feita por geração, mas por capacidade. De maneira geral, mesmo que este custo adicional pelo risco seja compartilhado pelos consumidores, o aumento de energia de fontes renováveis tende a reduzir os preços a longo prazo; no entanto, a Alemanha vive uma situação intrigante, que aumentou significativamente suas fontes eólica e fotovoltaica, mas têm a segunda energia elétrica mais cara da Europa (POLLITT e ANAYA, 2016). Dillig et al. (2016) analisa esta questão, e concluem que o aumento do preço da energia na Alemanha, apesar de uma das mais caras do continente, não parece ter sido causado pelo aumento de fontes renováveis de energia. Traber e Kemfert (2009) chegam a conclusões interessantes, quando estudam o mercado alemão, e apontam que os efeitos no preço são comuns a todos os países. Afirmam ainda que fontes renováveis intermitentes reduzem o preço da energia para produtores, em pesos diferentes, dependendo do mercado. No entanto, concluem que não encontraram

evidências da redução no preço do consumo a longo prazo. Já Wozabal et al. (2016) apontam que o impacto na variabilidade depende do grau de penetração de fontes renováveis. Com pouca ou moderada presença, a variabilidade no preço tende a diminuir, enquanto grandes quantidades têm efeito oposto.

### **Redução na flexibilidade dos sistemas elétricos**

Outro aspecto importante com a introdução de fontes renováveis é a redução na flexibilidade do sistema. A energia a partir de fontes convencionais, em um sistema de energia elétrica, é controlada por um operador (nacional ou regional), que despacha ordens de quanto deve ser gerado em cada usina. No entanto, fontes renováveis não são operacionalizáveis, ficando à mercê de condições climáticas para despacho, ou não, de energia elétrica (MILLIGAN et al., 2016). Esta questão é de extrema importância quanto à segurança do sistema, principalmente quando a presença de fontes renováveis ultrapassa os 50% da matriz, conforme apontado por Mararakanye e Bekker (2019). Outras fontes de energia, de resposta rápida, podem ser importantes aliadas, quando combinadas com a presença de fontes renováveis, aumentando a capacidade de resposta do operador do sistema.

Cole e Frazier (2018) analisam diversos cenários futuros para o sistema de energia elétrica dos Estados Unidos, e os impactos da penetração de fontes renováveis na operação do sistema. Apontaram a necessidade do aumento de flexibilidade no sistema, podendo ser provido por diversos tipos de tecnologias, como novas linhas de transmissão, armazenamento e fontes de geração de partida rápida, como usinas termelétricas a gás natural. Badakhshan et al. (2019), por sua vez, apontam que usinas de gás natural são importantes aliadas à penetração de fontes intermitentes por sua rápida capacidade de resposta, sendo limitadas por congestionamento em nós de transmissão de gás natural. Deane et al. (2015) exploram a expansão de linhas de transmissão como importante aliada no aumento de geração renovável, pois auxiliam na redução da volatilidade na produção, despachando energia em momentos de excesso, e importando em momentos de falta. Contudo, apontam que o congestionamento parece ser um desafio que vai estar muito presente em discussões futuras, pela característica de instalação dispersa de fontes solar e eólica (ao contrário de fontes convencionais).

### **Impactos na operação dos sistemas elétricos**

O fomento de geração de energia elétrica por fontes renováveis é um fenômeno mundial; contudo, o sistema elétrico de cada país ou região é muito específico. Desta forma, a

maior parte dos estudos se limitou a analisar e compreender os impactos na operação dos sistemas em cada contexto, cabendo a poucos a busca por um entendimento mais amplo. Ciupăgeanu et al. (2019) analisaram o caso da Romênia, que possui grande presença de energia renovável em sua matriz elétrica, e chegaram na intrigante conclusão que, de fato, o aumento de energia eólica traz consequências negativas, principalmente em relação à operação e segurança no abastecimento de energia, levantando a importância de variabilidade de fontes (como biomassa ou solar, além da eólica).

Purvins et al. (2011) analisaram o sistema elétrico da ilha de Sardenha, Itália, chegando à conclusão de que reforços nas linhas de transmissão e formas de armazenamento de energia serão cruciais para uma penetração sustentável de energias renováveis. Åberg et al. (2019) se dedicaram a avaliar como o aumento de fontes renováveis impacta a formação de preço da energia elétrica na Suécia. Cho e Kim (2015) analisaram o impacto e a viabilidade do sistema de abastecimento de energia baseado em fontes de energia renovável para o futuro da Coreia, fazendo importante crítica que muitos estudos não oferecem estratégias operacionais reais e factíveis.

Pollitt e Anaya (2016) vão além de análises locais, e comparam os mercados de energia elétrica de Nova Iorque, Reino Unido e Alemanha, e suas estratégias para reagir às mudanças oriundas do aumento de fontes de energia renovável. Cada um dos três mercados, segundo os autores, possui particularidades, mas nenhum está devidamente pronto para responder à presença de fontes renováveis conforme suas metas futuras, mas se mostram altamente adaptativos, se moldando a cada nova etapa desse processo de transformação.

### **Armazenamento de energia e reforço em linhas de transmissão**

O armazenamento de energia, reforços e construção de novas linhas de transmissão são importantes ferramentas para se reduzir a variabilidade da disponibilidade de energia, contribuindo para uma operação segura e impactando positivamente no preço da energia. Dispositivos de armazenamento são úteis, pois podem retirar energia da rede em momentos de excesso de produção, e injetar em momentos de déficit. Ela et al. (2016) afirmam que novas tecnologias podem ser capazes de responder a inflexibilidades, como o armazenamento de energia, e resposta à demanda. Åberg et al. (2019) analisam a possibilidade de armazenamento energético em forma de temperatura, na Suécia, mas se deparam com uma limitação nos sistemas de distribuição de calor distritais suecos, o que limita o alcance da estratégia proposta.

Uma solução interessante levantada por Ela et al. (2016) é a chamada resposta à demanda. Nessa, o uso, ou demanda, de energia se molda de acordo com a disponibilidade de geração. Neste caso, cargas variáveis no tempo seriam requisitos importantes, como o carregamento de carros elétricos (PURVINS et al., 2011), que podem ser realizados em momentos oportunos, geralmente à noite, quando existe um excesso de produção de energia eólica e demanda reduzida de energia.

### **Modelos de estudo e previsão**

Em busca de auxiliar os operadores dos sistemas de energia, bem como os legisladores, alguns autores se debruçaram a propor modelos, que possam prever alguns desafios à implantação de energias de fontes renováveis nos sistemas elétricos, como Soroudi e Ehsan (2011), Chakraborty et al. (2017), ou Siano e Mokryani (2013). Os autores apontados propuseram métodos probabilísticos capazes de avaliar a integração de geração no sistema elétrico de distribuição. Outros autores buscam auxiliar as transições energéticas desenvolvendo cenários futuros, e buscando mapear possíveis desafios, como por exemplo Kirby e Milligan (2008), que apontam que, com baixas penetrações, reforços no sistema não são necessários, enquanto cenários com alta presença de fontes renováveis requerem ações como restrições de *scheduling*, mudanças nas formas de comercialização (aumento do dinamismo) ou outros arranjos bilaterais. Connolly et al. (2016), concluem que usar abordagem de *Smart Energy System* faz ser possível um cenário com 100% de FREs. Isso se dá pela flexibilidade adicional ao se unificar sistemas de calor, resfriamento e transporte. Djørup et al. (2018) percebem que a estrutura atual do mercado de energia elétrica dinamarquês não é capaz de sustentar financeiramente a quantidade de energia eólica necessária para a transição a 100% de fontes de energia renováveis. Apontam também a necessidade de reformulação da estrutura institucional da comercialização de energia.

Vivemos um momento de transição energética, buscando reduzir a emissão de gases do efeito estufa, traduzido em diversas políticas, programas, e metas ao redor do mundo. No entanto, um caminho claro e bem definido não existe, cabendo a cada contexto compreender suas particularidades, e implementar programas que fomentem a transição de maneira segura, sustentável, com qualidade de energia e menores preços possíveis. Para tanto, Chattopadhyay (2014) indica uma implantação cuidadosa, com mix de fontes renováveis e fontes convencionais, focando na eficiência econômica, e segurança do sistema. Além disso, aponta

que a utilização de programas computacionais e métodos de previsão climática podem ser úteis no planejamento de locais para geração de fontes renováveis intermitentes.

## 2.4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Após analisar os diferentes impactos em sistemas elétricos ao redor do mundo, pretende-se revisar brevemente a história do setor elétrico para se compreender suas particularidades. A partir desta contextualização, uma análise dos agentes institucionais e do modelo atual do setor elétrico é conduzida para se compreender como é estruturado o contexto brasileiro. Em seguida, o desenvolvimento de fontes renováveis é revisitado, considerando geração a partir de energia eólica e solar em suas diferentes formas, microgeração, minigeração e geração centralizada. O objetivo dos tópicos deste capítulo é entender como o Brasil chegou no estágio atual em relação à estruturação do setor e como se deu o desenvolvimento de fontes renováveis até então.

## 2.5 BREVE HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O início das redes públicas de energia se deu em 1879, quando Thomas Edison construiu a primeira linha de energia elétrica em Nova York, começando assim a longa história da eletricidade pelo mundo (HESLA, 2011). Cada nação se desenvolveu conforme suas necessidades e contexto particular, utilizando de fontes disponíveis para geração de energia elétrica. No Brasil não foi diferente, que ainda no século dezenove iniciou sua história utilizando energia elétrica.

A eletricidade começou a ser produzida no Brasil quase simultaneamente ao início do seu uso comercial na Europa (LORENZO, 2001). Ainda durante o Segundo Reinado, Dom Pedro II fomentou o desenvolvimento industrial da eletricidade substituindo lâmpadas à gás na estação central do Rio de Janeiro por lâmpadas a arco do tipo '*Jablochkoff*'. Neste período, políticas nacionais buscavam a independência econômica e, lentamente, tentou-se transformar o Brasil de um estado baseado na agricultura em uma nação industrializada. Hesla (2011) aponta que em 1880 existiam 150 indústrias em território brasileiro, 60% têxteis, 15% do ramo alimentício, 10% químicos, e os 15% restantes de outros tipos. Ainda conforme o autor, em 1883, foi inaugurado o primeiro sistema de energia pública da América do Sul, em Campos, no estado do Rio de Janeiro, alimentado por usinas termelétricas. Em 1889, a primeira usina de geração hidrelétrica foi instalada, particular, para alimentar uma usina têxtil. Nos anos seguintes, alguns investimentos privados pontuais foram sendo feitos para

construção de usinas de geração de energia, em sua maior parte, para autoprodução, em que o próprio consumidor gerasse a sua energia localmente.

Durante a Velha República, o sistema de energia elétrica contava com geração de energia ainda predominantemente dependente de usinas termoelétricas, e as empresas atuantes eram pequenas, de caráter privado, financiadas por capital estrangeiro, com abrangência municipal ou regional, e muitas usinas de geração ainda eram para consumo próprio (HESLA, 2011). Organizações estadunidenses e europeias começaram a enxergar oportunidades de investimento no setor brasileiro, comprando pequenas empresas já atuantes no território nacional, o que marcou o período por vir no cenário nacional, com grande concentração da produção de energia.

Segundo Lorenzo (2001), duas das mais conhecidas corporações tiveram grande ascensão nesta época, Light e AMFORP. A *São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited* (Light), instaurada em 1899, detinha conhecimento e capital, e incorporou outras pequenas organizações de geração, transporte (bondes elétricos), iluminação pública, e outras atuações. Expandiram para o estado vizinho do Rio de Janeiro, em 1905, criando a *Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Limited*. A *American and Foreign Power* (AMFORP), criada em 1927 pela Bond and Share Co., era ligada à General Electric e atendeu principalmente o oeste paulista.

As minas de carvão brasileiras são de baixo poder calorífico, ou seja, necessitam de uma quantidade maior de insumo para se obter altas temperaturas, além das reservas nacionais serem pequenas (HESLA, 2011), assim, os recursos hídricos começaram a despertar interesse em investidores. Expedições em busca de locais com potencial para geração hidrelétrica, para atender à crescente demanda de energia elétrica, foram organizadas, inicialmente, no interior paulista. Tais intenções de exploração dos recursos não eram bem-vistas, e o sentimento de preservação se fazia presente, segundo Hesla (2011). O Decreto Federal 24.643, de 10 de julho de 1934, ou código das águas, foi um importante instrumento de preservação, que determinava que construções capazes de poluir ou inutilizar, para uso ordinário, água em poços artesianos ou nascentes fossem proibidas.

O começo da Segunda Guerra Mundial, em 1939, foi marcado pela redução no crescimento da capacidade instalada no Brasil, devido à interrupção de fornecimento de equipamentos provenientes principalmente dos Estados Unidos, Inglaterra e Alemanha (HESLA, 2011). Estes equipamentos eram importantes para a manutenção e expansão dos empreendimentos nacionais, o que causou atrasos em construções, improvisos, equipamentos sobrecarregados, e, por fim, racionamentos no abastecimento. Como afirmam Magalhães e

Tomiyoshi (2011), outros fatores internos como o baixo investimento em geração, o êxodo rural, que aumentou significativamente a demanda urbana por eletricidade, e longa seca entre 1950 e 1955 simbolizaram a exaustão do modelo vigente, com sistemas isolados entre si, tanto no sentido técnico quanto no planejamento.

Magalhães e Tomiyoshi (2011) destacam importantes autarquias governamentais instituídas, que gerenciavam e legitimavam a exploração de recursos naturais, como: o Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), criado em 12 de dezembro de 1951 pela Lei Estadual de São Paulo nº 1350; a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), criada em 22 de maio de 1952 pela Lei Estadual de Minas Gerais nº 821; FURNAS, fundada pelo Decreto Nacional nº 41.066, de 28 de Fevereiro de 1957; e a Lei Nacional nº 3.782, de 22 de julho de 1960 que institui o Departamento de Minas e Energia. Vale destacar a criação da Eletrobrás em 1962, em sessão solene do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que, segundo Magalhães e Tomiyoshi (2011), recebeu a atribuição de promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. A existência de tais organizações viabilizou a construção de um complexo hidráulico cada vez maior, o que contribuiu decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica nacional.

O período militar, instaurado no Brasil em 1 de abril de 1964, é notado pela centralização do setor, com a compra de empresas estrangeiras pelo governo, com algumas poucas se mantendo em regime privado (MAGALHÃES e TOMIYOSHI, 2011). O governo contava, então, com uma estrutura verticalizada, operando a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica nacional, o que viabilizou o planejamento e construção de grandes empreendimentos nacionais, como as usinas hidrelétricas de Bariri (São Paulo), Ibitinga (São Paulo), Jupiá (Mato Grosso do Sul/São Paulo), Porto Primavera (Mato Grosso do Sul/São Paulo), Ilha Solteira (Mato Grosso do Sul/São Paulo), Limoeiro (São Paulo), Jaguari (São Paulo) e a usina binacional de Itaipu (Paraná/ Paraguai) .

Magalhães e Tomiyoshi (2011) apontam que, durante o período militar, o Brasil presenciou o desenvolvimento da capacidade da engenharia hidroelétrica nacional, motivada pelo desenvolvimento de universidades nacionais e imigrantes, que provieram capital intelectual para novas companhias. Contudo, as regras impositivas, características desse período, também foram responsáveis pela evasão de investimentos estrangeiros privados, levando a serviços deficitários economicamente. Campos (1999) aponta que a crise do petróleo da década de 1970 elevou as taxas básicas de juros e *spreads* praticados no mercado internacional, o que contribuiu à redução do investimento privado no país. Ainda conforme os

autores, enquanto o mundo capitalista avançado adotava um ajuste recessivo, o Brasil seguia uma estratégia de crescimento com endividamento. Essa conjuntura econômica de redução de investimento privado e endividamento público impactou diversos setores nacionais, incluindo o setor elétrico. Mais uma vez, o modelo vigente se tornou antiquado, levando o Brasil a um processo de reestruturação, com a desverticalização, desmembramento de companhias estatais, privatizações e criação de um ambiente de comercialização livre de energia elétrica, transformando o setor novamente em um ambiente propício a investimentos privados.

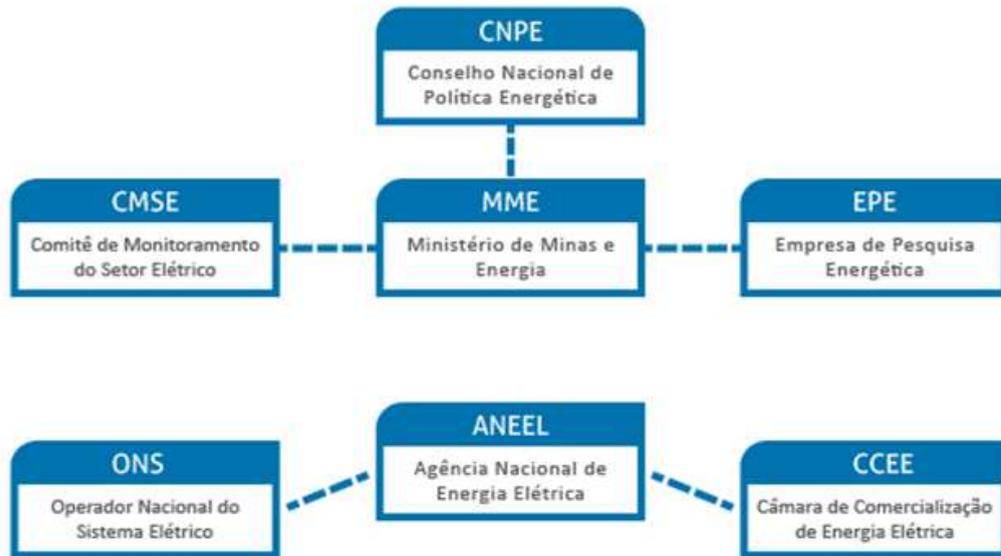
Nunes (2017) relata que o governo brasileiro incluiu no Programa Nacional de Desestatização (PND) empresas controladas pela Eletrobrás, motivado pelo processo de liberalização econômica que o mundo vivia na década de 90, como forma de introduzir maior competitividade ao setor elétrico. Além de privatizações, este período foi marcado pela reestruturação do modelo regulatório de eletricidade brasileiro, com a publicação da Lei de nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Segundo Considera et al. (2002), este marco definiu novo modelo regulatório e introduziu os primeiros passos para a competição no mercado e privatização de companhias estatais de distribuição.

Os anos subsequentes foram importantes para a formação do modelo vigente, como a constituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pela Lei de nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 foi também importante marco regulatório por estabelecer o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, e constituir o Operador Nacional do Sistema (ONS). A virada do milênio presenciou não somente marcos legais, mas também crises de abastecimento, nos anos de 2001 e 2002. Considera et al. (2002) apontam que o racionamento de energia resultante dessas crises se deu por escassez de chuvas e atrasos em investimentos de unidades geradoras e linhas de transmissão. Castro et al. (2014) reforçaram o papel fundamental do Estado na reestruturação do mercado, implementado o modelo de 2004, organizando o setor de energia elétrica e garantindo a expansão da geração, por meio da Lei de nº 10.848, de 15 de março de 2004.

## 2.6 AGENTES INSTITUCIONAIS NO MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro é constituído por importantes instituições, com modelo vigente implantado em 2004 (CCEE, 2021). Estas instituições são responsáveis por elaborar diretrizes, leis, normas e regulamentos, promover estudos, planejar, regulamentar, operar, comercializar, fiscalizar, zelar pela qualidade do serviço, e outras importantes atribuições.

**Figura 2.1** - Organograma das instituições do setor elétrico brasileiro.



Fonte: CCEE (2021).

Cada instituição possui atribuições importantes para a manutenção do setor elétrico brasileiro, econômica, política, comercial, legal e tecnicamente. O setor elétrico é dinâmico e é formulado ao longo dos anos por influências políticas, técnicas, tecnológicas e sociais. Conforme Walves, Plural e Gonçalves (2014), o modelo vigente foi implementado no começo do século XXI, influenciado pela crise enfrentada no setor, que culminou com o racionamento de energia. Este novo modelo reformulou diversos aspectos do setor elétrico, buscando assegurar a segurança no suprimento ao menor preço possível.

A Lei n. 10.848/2004, dentre tantas mudanças importantes instauradas no setor elétrico, criou dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de contratação Regulada (ACR); e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Este desenho de mercado é uma forma híbrida de dois modelos elementares, do tipo comprador único, e competição no atacado. O primeiro modelo é a forma de comercialização praticada no ACR, por meio de contratação por leilões de energia. Lovei (2000) explica que, neste formato, leilões de energia são realizados para venda ao sistema nacional. Este é, então, responsável por repassar a energia necessária aos consumidores cativos, neste ambiente representados pelas distribuidoras, por um preço regulado. Consumidores cativos são a grande maioria no Brasil, de pequeno e médio porte, e são obrigados a comprar energia da concessionária de distribuição da sua região. Nesse ambiente, a competição é para entrar no mercado, e uma vez que um gerador vence um leilão, este fornece energia ao sistema elétrico por um período pré-determinado, sob requisitos previamente estipulados. Já no ACL, o desenho de mercado é do tipo competição

no atacado (*wholesale market design*), onde os consumidores livres de energia (grandes consumidores) negociam livremente com agentes geradores e comercializadores, com preços, prazos e condições definidos bilateralmente, sem a presença de um único comprador. Walves, Plural e Gonçalves (2014) indicam que, no ambiente de contratação livre, os prazos geralmente são mais curtos e os preços maiores que os praticados em leilões de energia ocorridos no ACR.

Uma vez que todos os consumidores adquiriram a energia a ser consumida (consumidores livres e cativos, estes representados pelas distribuidoras), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por operar tecnicamente o sistema, despachando energia conforme a demanda de consumo. Vale observar que o ONS não segue os contratos celebrados nos ambientes de contratação (livre e regulado), mas opera da maneira mais econômica e confiável possível. O sistema elétrico brasileiro é despachado no formato *tight pool*, e conforme indicam Melo et al. (2016), é um sistema de otimização centralizada. Ainda segundo os autores, nesse esquema, o despacho, planejamento e operação são realizados pela figura de um operador independente do sistema (ONS).

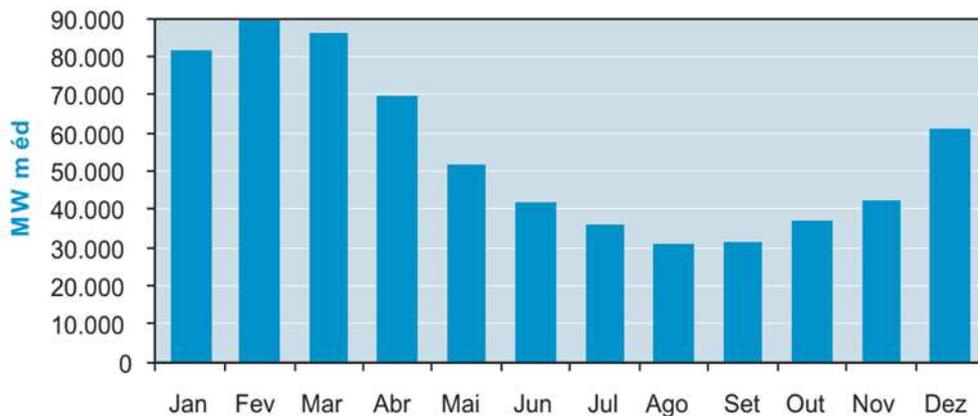
Oliveira (2003) aponta que a predominância de usinas hidrelétricas (UHE) na matriz elétrica brasileira torna favorável o modelo de operação do tipo *tight pool*, quando um operador toma decisões centralizadamente, buscando a otimização do sistema como um todo. Uma presença relevante de UHEs faz com que o despacho de uma usina interfira na quantidade de água no reservatório da próxima, então, despachar energia centralizadamente faz com que o sistema como um todo seja mais eficiente. Em sistemas elétricos com predominância de usinas termelétricas, o modelo de despacho do tipo *loose pool* é mais comum, que, segundo Decker et al. (2003), pode ser definido como um leilão simultâneo, vertical e de preço uniforme. Ainda segundo os autores, neste tipo de leilão, são ofertados preços e quantidades para suprir uma determinada demanda.

Loureiro (2021) aponta uma importante característica do mercado, que o planejamento e operação do sistema elétrico em tempo real não levam em consideração os contratos celebrados. Após a realização dos despachos de energia (ordens de geração), os agentes geradores, comercializadores e consumidores têm seus contratos contabilizados, e as diferenças entre montantes contratados e gerados/consumidos são liquidados ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (MELO et al., 2016). O Brasil é subdividido (virtualmente) em quatro submercados (S, SE/CO, N, NE). Para cada submercado, a CCEE calcula um valor para o PLD, sujeitando os agentes a diferentes valores dentro do SIN.

## 2.7 FONTES RENOVÁVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil possui, historicamente, uma matriz elétrica predominantemente renovável, com forte presença de geração por meio de usinas hidrelétricas. Segundo Castro, Brandão e Dantas (2009), é notável um sistema de grande porte como o do Brasil, com tamanha predominância de fontes limpas, de baixo custo de geração. No entanto, ainda conforme os autores, isso faz com o sistema elétrico seja altamente dependente de fatores meteorológicos, o que traz incertezas à operação e planejamento do sistema. Outro desafio para o sistema é o ciclo anual de chuvas, que apresenta diferenças significativas entre período seco e chuvoso, conforme o Gráfico 2.3 a seguir.

**Gráfico 2.3 - Energia Natural Afluyente: Média histórica anual.**

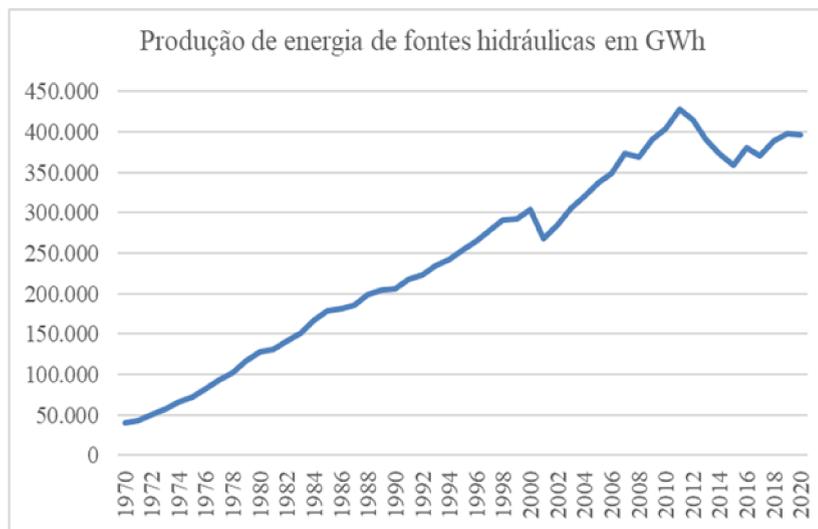


**Fonte:** Castro, Brandão e Dantas (2009).

As usinas hidrelétricas brasileiras possuem grande capacidade de armazenamento, importante para se reduzir o impacto de incertezas e da sazonalidade das afluições (CASTRO, BRANDÃO E DANTAS, 2009). A maior parte da capacidade de armazenamento está na região Sudeste, seguida da região Nordeste. Outra importante ferramenta para redução de incertezas é a ampliação do Sistema Elétrico Nacional (SIN), permitindo a transmissão de energia entre subsistemas e garantindo segurança de abastecimento. Diferente das bacias do Paraná e do São Francisco, onde se concentra a maior parte das usinas com grandes reservatórios, a expansão da fronteira hidrelétrica para o Norte do país traz grandes mudanças ao sistema. O potencial hídrico da Região Norte, segundo Castro, Brandão e Dantas (2009), é marcado por uma topografia suave e baixos desníveis, o que faz com que mesmo que represas alaguem grandes áreas, os volumes de água não são expressivos (o que torna a construção de grandes reservatórios difíceis de se justificar).

A sazonalidade no norte do país é mais um desafio para a expansão energética, pelo contraste de afluências quando comparamos período úmido e seco. Essa característica deve ser levada em consideração, analisando o baixo potencial de regularização das usinas da região. Castro, Brandão e Dantas (2009) destacam que, mesmo diante de tais desafios, a energia elétrica de fontes hidráulicas se expandiu no Brasil ao longo das últimas décadas, conforme o Gráfico 2.4 a seguir, elaborado a partir de dados fornecidos pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE).

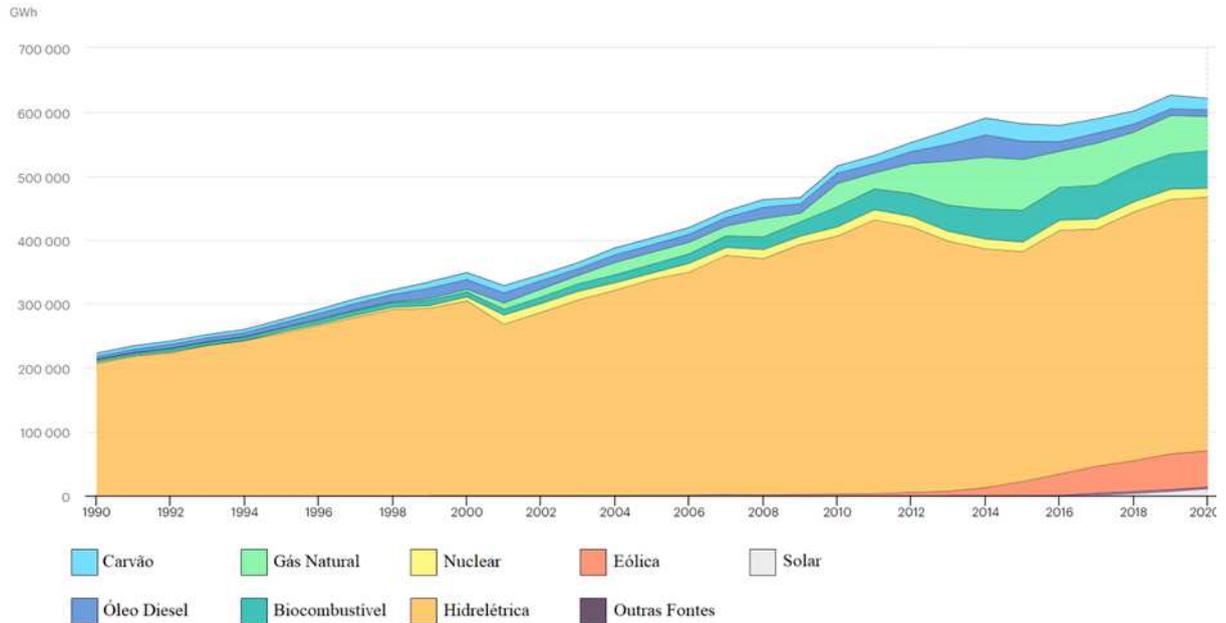
**Gráfico 2.4** - Aumento da produção de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas.



**Fonte:** Elaborado pelo autor a partir de dados da EPE, disponibilizados em 2022.

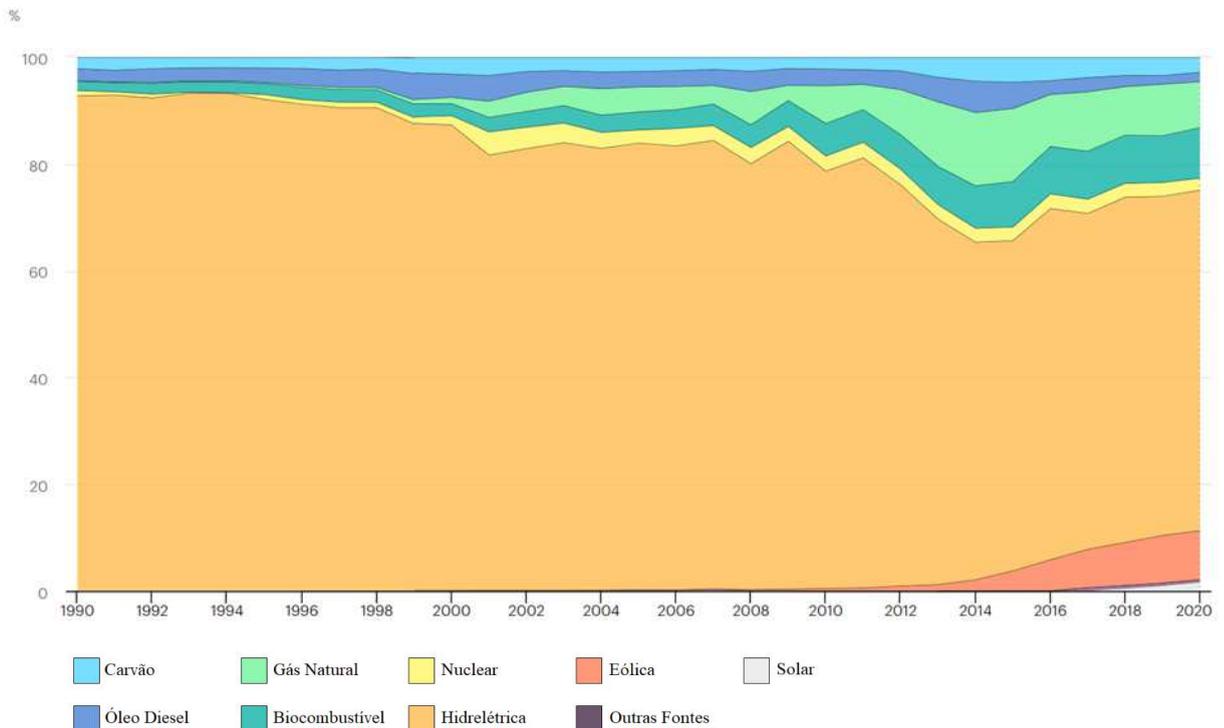
Mesmo com a expansão de geração de energia por fontes hidráulicas, questões como a sazonalidade, incertezas e redução da capacidade do sistema hídrico de regularizar a disponibilidade de energia, a diversificação da matriz se tornou necessária (CASTRO, BRANDÃO E DANTAS, 2009). Na prática, conforme Gráfico 2.5 abaixo, diversas fontes de energia tiveram suas participações expandidas ao longo das últimas décadas, com destaque ao gás natural, biocombustíveis e usinas eólicas. O Gráfico 2.6, na sequência, expressa a expansão das fontes em porcentagem, destacando a redução da participação hidrelétrica, dando espaço para outras formas de geração de energia elétrica.

**Gráfico 2.5** - Geração de eletricidade por fonte, em números absolutos, Brasil 1990-2020.



Fonte: IEA (2022a). Traduzido pelo autor.

**Gráfico 2.6** - Geração de eletricidade por fonte, em porcentagem, Brasil 1990-2020.



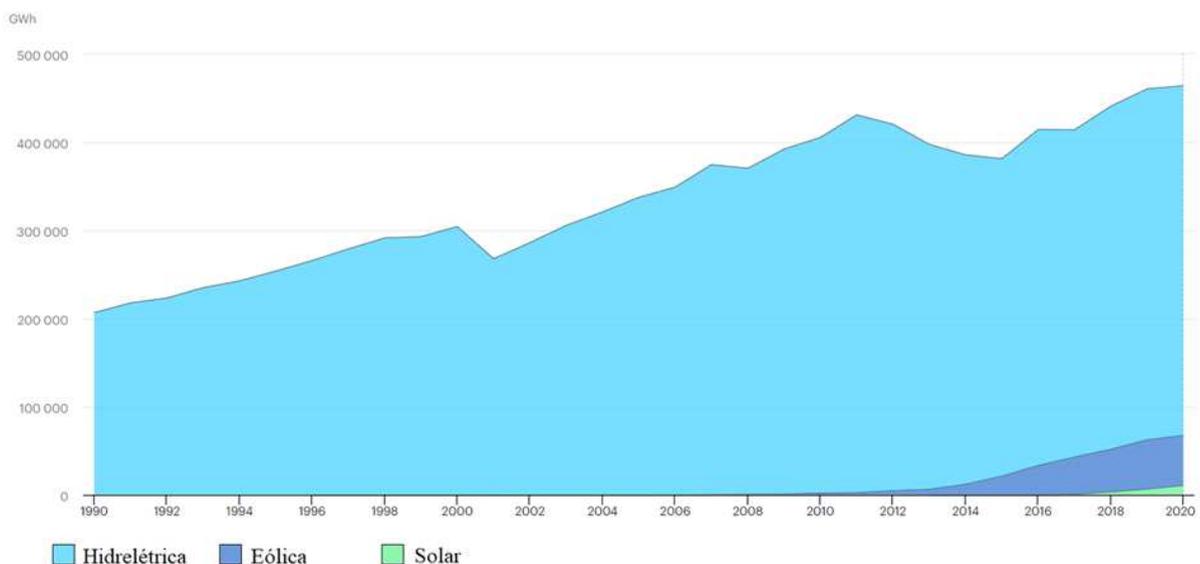
Fonte: IEA (2022a). Traduzido pelo autor.

A proliferação de usinas hidrelétricas a fio d'água, com baixa capacidade de armazenamento hidráulico, levou a necessidade de se diversificar a matriz elétrica brasileira. Castro, Brandão e Dantas (2009) reforçam a imprescindibilidade da diversificação da matriz

elétrica nacional, que, na prática, iniciou com a expansão do parque térmico. Este tipo de geração pode ser dividido em dois tipos: inflexíveis por características térmicas (co-geração, nuclear) ou contratuais; e flexíveis, como por exemplo, a gás natural. Empreendimentos como a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, com 3.150 km, ligando a cidade de Rio Grande, Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, finalizado em 1999 (TORRES FILHO, 2002), ou o desenvolvimento do programa nuclear brasileiro em Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro, com a inauguração das usinas Angra 1 (em 1985) e Angra 2 (2001) foram alguns dos projetos que visavam garantir a segurança no abastecimento de energia elétrica brasileiro. Enquanto usinas nucleares são inflexíveis, por questões técnicas, usinas termelétricas a gás natural são flexíveis tecnicamente, quando tratamos da operação. No entanto, conforme apontam Castro, Brandão e Dantas (2009), questões contratuais (*take-or-pay*), ausência de capacidade de estocagem e associação à exploração de petróleo podem levar a operação com níveis de ociosidade intoleravelmente elevados.

A transição energética, em destaque à descarbonização, segundo Castro (2021), fomenta o desenvolvimento de fontes renováveis não convencionais (como solar e eólica) no Brasil, sendo aliadas à diversificação necessária para a segurança de abastecimento. Conforme apontado por Castro, Brandão e Dantas (2009), a energia eólica, por exemplo, apresenta sazonalidade complementar ao regime pluvial médio nacional. O Gráfico 2.7, obtido da base de dados da *International Energy Agency* (IEA), indica o crescimento de fontes renováveis não-combustíveis no Brasil e podemos observar o crescimento de geração a partir dos ventos, iniciado em meados de 2009, e da geração solar fotovoltaica, em meados de 2017.

**Gráfico 2.7 - Geração por fontes renováveis não combustíveis no Brasil.**



Fonte: IEA (2022a). Traduzido pelo autor.

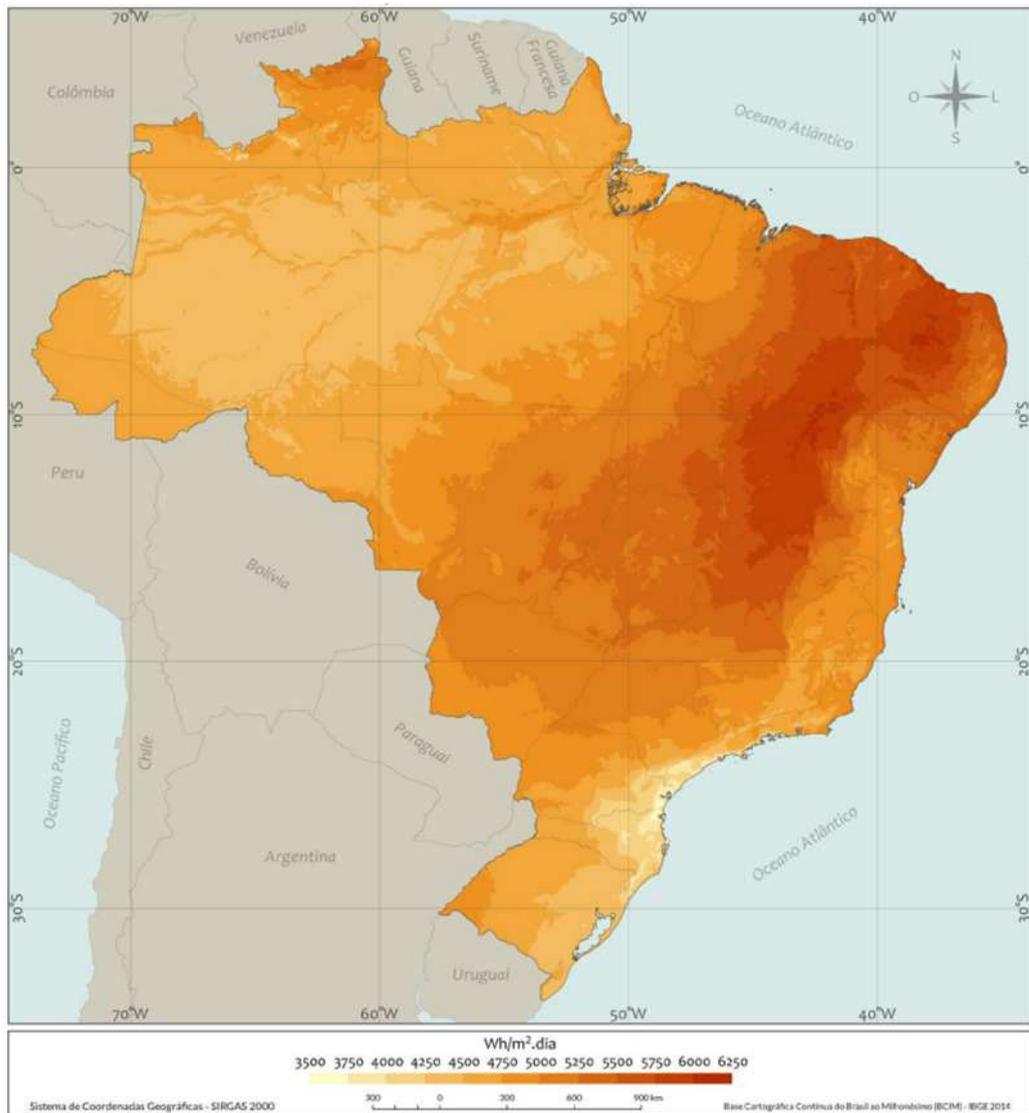
### 2.7.1 Desenvolvimento de geração solar e eólica no Brasil

Segundo a ARCE (2015), a primeira usina solar instalada para uso comercial conectada a um sistema elétrico na América Latina foi na cidade de Tauá/CE, inaugurada em 2011. A usina tem capacidade inicial de geração de 1 MW, a partir da instalação de 4.680 módulos fotovoltaicos. A partir daí, grandes empreendimentos entraram em operação no Brasil. Usinas centralizadas são importantes para o planejamento do setor elétrico, pois são relativamente rápidas de serem construídas, quando comparadas a grandes empreendimentos hidrelétricos, e de menor complexidade, tanto no planejamento, operação e manutenção (Loureiro, 2021). Empreendimentos fotovoltaicos são implantados nos locais com melhor irradiação, por questões de retorno do investimento, como o norte de Minas Gerais, e parte da Região Nordeste, conforme Figura 2.2, que ilustra o potencial de geração no território nacional.

Enquanto a usina de Tauá marcou o Brasil como a primeira usina capaz de gerar energia em escala comercial, segundo Bondarik, Pilatti e Horst (2018), a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, foi um dos maiores incentivos à energia solar no Brasil, regulamentando a micro e minigeração. Esta resolução instituiu a possibilidade de instalação de centrais geradoras de pequeno e médio porte, predominantemente módulos solares, em unidades consumidoras, e se desenvolveu em todo o território nacional.

Bondarik, Pilatti e Horst (2018) também ressaltam o papel do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) no desenvolvimento de usinas eólicas na matriz elétrica brasileira. Nos últimos anos, a geração de energia por meio dos ventos cresceu consideravelmente no Brasil, ainda segundo os autores, fruto do aumento do interesse de investidores. A abordagem nacional inclui mecanismos de coordenação de investimentos que reduziram os riscos o suficiente para tornar a energia eólica uma opção viável (REGO e RIBEIRO, 2018). Os locais de maior potência eólica no Brasil podem ser verificados na Figura 2.3, com maior concentração na Região Nordeste e Sul.

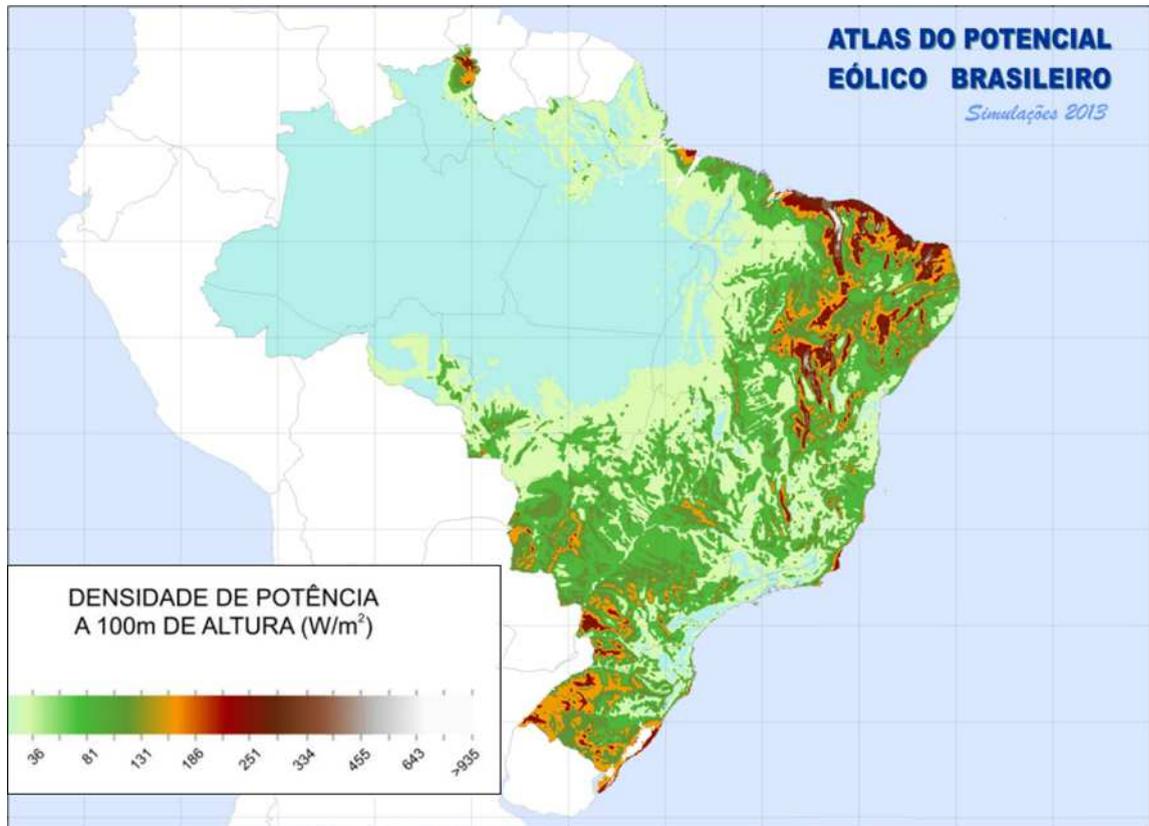
**Figura 2.2** - Total diário de irradiação global horizontal (média anual).



**Fonte:** Atlas brasileiro de energia solar - LABREN (2017).

Segundo o Balanço Energético Nacional, em seu relatório síntese de 2021, ano base 2020, a energia solar fotovoltaica é a fonte com maior crescimento, quando comparamos 2019/2020, conforme Tabela 2.6. O crescimento do consumo de energia elétrica gerada a partir de fonte solar fotovoltaica foi de expressivos 61,5%, seguido de derivados do petróleo (11,8%), biomassa (6,9%), e eólica (1,9%). Interessante observar a forte presença de renováveis.

**Figura 2.3** - Densidade de potência eólica a 100m de altura.



**Fonte:** Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Eletrobras (2013).

**Tabela 2.6** - Consumo de energia elétrica.

Fonte	2019	2020	^20/19
Hidrelétrica	397.877	396.327	-0,4%
Gás Natural	60.448	53.464	-11,6%
Eólica	55.986	57.051	1,9%
Biomassa	52.543	56.167	6,9%
Nuclear	16.129	14.053	-12,9%
Carvão vapor	15.327	11.946	-22,1%
Derivados do petróleo	6.926	7.745	11,8%
Solar fotovoltaica	6.655	10.750	61,5%
Outras	14.438	13.696	-5,1%
<b>Geração total</b>	<b>626.328</b>	<b>621.198</b>	<b>-0,8%</b>

**Fonte:** BEN - Balanço Energético Nacional (2021).

Como apontado por Böhringer et al. (2017) e por Espinosa e Pizarro-Irizar (2014), diferentes políticas de fomento à geração de energia por fontes renováveis impactam na promoção do desenvolvimento de fontes como solar e eólica. No Brasil, diversas estratégias foram utilizadas, como leilões específicos para o mercado regulado, ou a regulamentação da

micro e minigeração distribuída, iniciada pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, reformulada por diversos outros instrumentos.

A estratégia adotada, no caso brasileiro, para incentivo de geração distribuída é do tipo *net metering* (OICS, 2022), ou compensação de energia. Neste formato, a energia produzida por pequenas centrais geradoras, por meio de módulos fotovoltaicos, é convertida em energia elétrica e é consumida internamente na unidade consumidora instalada. O excedente é injetado na rede, e gera créditos para uso futuro, podendo ser descontado na mesma unidade consumidora, ou em outra unidade sob mesma titularidade na mesma área de concessão. Neste formato, de micro e minigeração, a energia não é comercializada, mas utilizada para compensar o consumo de energia.

Usinas de geração centralizada para autoprodutores de energia e consumidores livres ou especiais possuem outros tipos de incentivo, como descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), cujos montantes são divulgados nos relatórios de Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST na plataforma de Divulgação de Resultados e Informações (DRI). Outros incentivos, como isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) para energia compensada na micro e minigeração e benefícios fiscais na importação de produtos são exemplos de ações públicas para incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. A Resolução Normativa nº 247/06, por sua vez, estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica entre empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas e unidades ou conjunto de unidades consumidoras, cuja carga seja maior ou igual a 0,5 MW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Como apontado por Ritzenhofen et al. (2016), cada país adapta suas políticas de incentivo de acordo com seu contexto, e não é incomum que ajustes sejam feitos ao longo dos anos. Bistline et al. (2019) reforça que um estudo detalhado e cuidadoso de legisladores é um importante aspecto do sucesso ou não da busca por uma matriz elétrica com mais fontes renováveis.

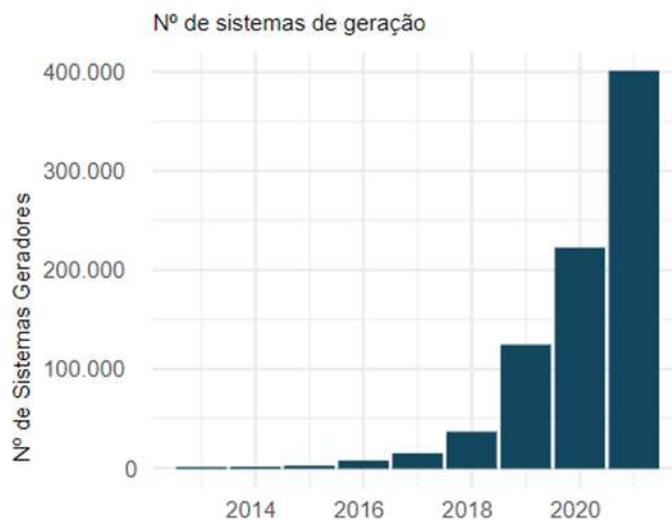
### **2.7.2 Micro e minigeração de energia**

Novas fontes de energia naturalmente trazem novos desafios para os agentes do setor elétrico e, para se solucionar algumas questões como congestionamento de linhas de transmissão e não operabilidade de usinas solar e eólica, a micro e minigeração pode ser uma importante aliada. A microgeração (potência instalada menor ou igual a 75 kW) e

minigeração (potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW) foram instituídas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Esta resolução possibilitou que o consumidor brasileiro pudesse gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Desta forma, consumidores podem instalar sistemas de geração nos centros de consumo, aliviando redes de transmissão, e são distribuídas geograficamente, o que reduz a volatilidade da geração, pois, em conjunto, se comportam de maneira mais estável e previsível, quando comparamos a geração centralizada.

O Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída, divulgado pela EPE, aponta que, em 2013, 79 projetos já haviam sido homologados para entrada em operação, predominantemente fotovoltaicos. A quantidade de sistemas instalados cresceu exponencialmente, como pode ser observado pela Figura 2.4, e as Resoluções Normativas da ANEEL nº 517/2012, 687/2015, 786/2017 e 1000/2021 fizeram alterações na REN 482/2012, ajustando conforme o mercado foi se desenvolvendo.

**Figura 2.4** - Número de sistemas de geração distribuída instalados por ano.



**Fonte:** Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída – EPE (2022).

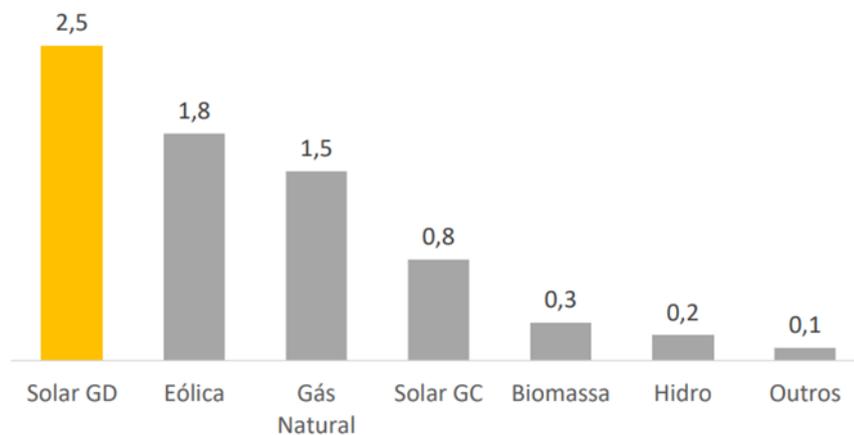
Entendendo que o setor precisaria de maior segurança jurídica, uma vez que aspectos técnicos foram discutidos ao longo dos anos desde a publicação da primeira versão da REN 482/2012, foi promulgado o Projeto de Lei 5829/2019, transformado na Lei Ordinária 14300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Em relação a aspectos técnicos e de qualidade dos equipamentos utilizados nos sistemas de micro e minigeração, a Portaria 004/2011 do INMETRO, alterada pela Portaria 357/2014, 17/2016 e 258/2020, definiu requisitos de avaliação de conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica. Para fins de etiquetagem, as diretrizes aplicam-se a: módulos fotovoltaicos; controlador de carga e descarga de baterias; inversor para sistemas autônomos com potência nominal entre 5 W e 10 kW; inversor para sistemas conectados à rede com potência nominal de até 10 kW; e bateria.

Alguns tributos incidem sobre esta energia transitada, mas algumas isenções foram aplicadas a esta circulação de energia. Esta transição para isenção da tributação de ICMS, por exemplo, foi gradual, e acelerada pela publicação do Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015 pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Esse é um colegiado formado pelos Secretários de Fazenda, Finanças ou Tributação dos Estados e do Distrito Federal, cujas reuniões são presididas pelo Ministro de Estado da Fazenda. O convênio “autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica”, com adesões progressivas: RN, a partir de 23.06.15, pelo Conv. ICMS 44/15; CE e TO, a partir de 21.07.15, pelo Conv. ICMS 52/15; BA, MA, MT e DF, a partir de 26.11.15, pelo Conv. ICMS 130/15; AC, AL, MG, RJ e RS, a partir de 30.12.15, pelo Conv. ICMS 157/15; RR, a partir de 24.05.16, pelo Conv. ICMS 39/16; PA, a partir de 13.09.16, pelo Conv. ICMS 81/16; MS, a partir de 10.11.16, pelo Conv. ICMS 113/16; AP, a partir de 03.05.17, pelo Conv. ICMS 39/17; ES, a partir de 05.01.18, pelo Conv. ICMS 215/17; AM, PR e SC, a partir de 01.07.18, pelo Conv. ICMS 42/18.

Segundo a EPE (2022a), a micro e minigeração estão “se tornando protagonistas da expansão da oferta de eletricidade no Brasil”. Em 2020, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas, conforme indicado no Gráfico 2.8 abaixo. A geração distribuída engloba sistemas de até 5 MW a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada conectadas à rede de distribuição (ou sistemas *On Grid*), participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A expansão da oferta de energia a partir de energia eólica ocupa a segunda colocação, em 2020, seguido de gás natural, solar centralizado (acima de 5 MW), biomassa, hidrelétrica e outros.

**Gráfico 2.8** - Expansão da oferta de geração de energia elétrica em 2020 (GW) - Entrada em operação.



**Fonte:** Agência Nacional de Energia Elétrica (2021)

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, diversas fontes podem ser utilizadas para micro e minigeração de energia, como painéis solares, turbinas eólicas ou geradores a biomassa. Foram analisados dados fornecidos pela ANEEL, em relação à fonte de geração, e é notável perceber a predominância de sistemas fotovoltaicos, em quantidade e potência instalada, conforme Tabela 2.7 na sequência.

**Tabela 2.7** - Micro e minigeração por fonte.

Fonte de geração	Sistemas	Potência instalada (kW)
Radiação solar	794.375	8.683.418,37
Biogás - RA	222	39.343,74
Cinética do vento	84	15.037,95
Potencial hidráulico	71	64.931,07
Biogás - RU	70	28.165,11
Biogás - AGR	24	6.313,96
Bagaço de cana de açúcar	14	8.226,96
Biogás - Floresta	11	1.683,00
Gás natural	10	5.931,68
Resíduos sólidos urbanos - RU	6	1.876,00
Gás de alto forno - Biomassa	5	7.160,00
Resíduos florestais	5	10.110,00
Casca de arroz	5	6.400,00
Licor negro	1	67,20

**Fonte:** Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL de janeiro de 2022.

A predominância de energia fotovoltaica em sistemas de micro e minigeração pode ser percebida desde a publicação da REN 482/2012 e, segundo os Estudos do Plano Decenal de

Expansão de Energia 2031, manterá sua posição de destaque na expansão de geração distribuída.

**Gráfico 2.9** - Expansão em capacidade e energia da micro e minigeração distribuída.



**Fonte:** Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - EPE (2021)

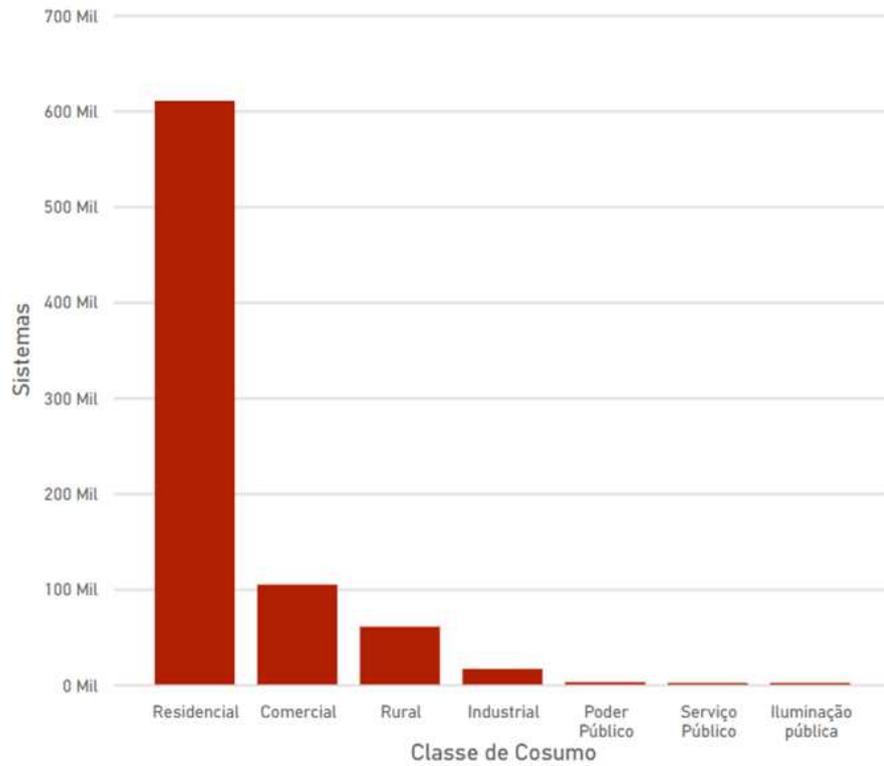
Considerando a predominância de sistemas que geram energia a partir de radiação solar na expansão da micro e minigeração no SIN, algumas análises são conduzidas a seguir, com base em dados disponibilizados pela ANEEL. A maior concentração dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica é na região sudeste, com destaque para os estados de Minas Gerais e São Paulo, conforme a Tabela 2.8. Vale destacar que a tabela da esquerda é referente à quantidade de sistemas por UF, enquanto a tabela da direita é referente à potência instalada por UF. Os Gráficos 2.10 e 2.11 fazem análise similar (por quantidade de sistemas e potência instalada) mas categorizando os dados por classe de consumo. É possível notar que a prevalência de sistemas é para a classe residencial, mas quando analisamos os dados considerando potência instalada, verificamos que a classe comercial se aproxima da potência instalada em clientes residenciais. Isto se deve ao fato que consumidores comerciais tendem a ter consumo superior a unidades consumidoras residenciais, o que induz à instalação de sistemas com maior potência.

**Tabela 2.8** - Potência e quantidade de sistemas fotovoltaicos por Unidade Federativa.

Unidade Federativa	Sistemas	Unidade Federativa	Potência (kW)
Minas Gerais	131.078	Minas Gerais	1.508.687,11
São Paulo	129.064	São Paulo	1.132.268,10
Rio Grande do Sul	107.782	Rio Grande do Sul	1.037.857,97
Mato Grosso	44.315	Mato Grosso	618.167,71
Paraná	40.026	Santa Catarina	473.989,39
Rio de Janeiro	39.237	Paraná	458.325,58
Santa Catarina	39.118	Goiás	436.463,65
Goiás	32.630	Rio de Janeiro	327.635,87
Bahia	29.928	Ceará	305.263,63
Ceará	25.271	Bahia	291.538,01
Mato Grosso do Sul	24.981	Mato Grosso do Sul	258.334,40
Pará	20.014	Pernambuco	248.358,25
Pernambuco	19.148	Pará	228.196,58
Rio Grande do Norte	17.833	Maranhão	202.047,43
Maranhão	16.042	Rio Grande do Norte	195.974,00
Piauí	15.405	Piauí	170.971,20
Espírito Santo	12.255	Paraíba	150.835,99
Paraíba	11.664	Espírito Santo	150.667,09
Tocantins	10.610	Tocantins	100.235,37
Rondônia	6.952	Distrito Federal	88.019,25
Alagoas	5.953	Rondônia	86.080,69
Distrito Federal	5.061	Alagoas	70.757,86
Sergipe	4.251	Sergipe	51.783,78
Amazonas	3.097	Amazonas	51.186,00
Acre	1.405	Acre	15.567,08
Amapá	816	Amapá	13.416,81
Roraima	413	Roraima	10.419,28
Não disponível	26	Não disponível	370,29
<b>Total</b>	<b>794.375</b>	<b>Total</b>	<b>8.683.418,37</b>

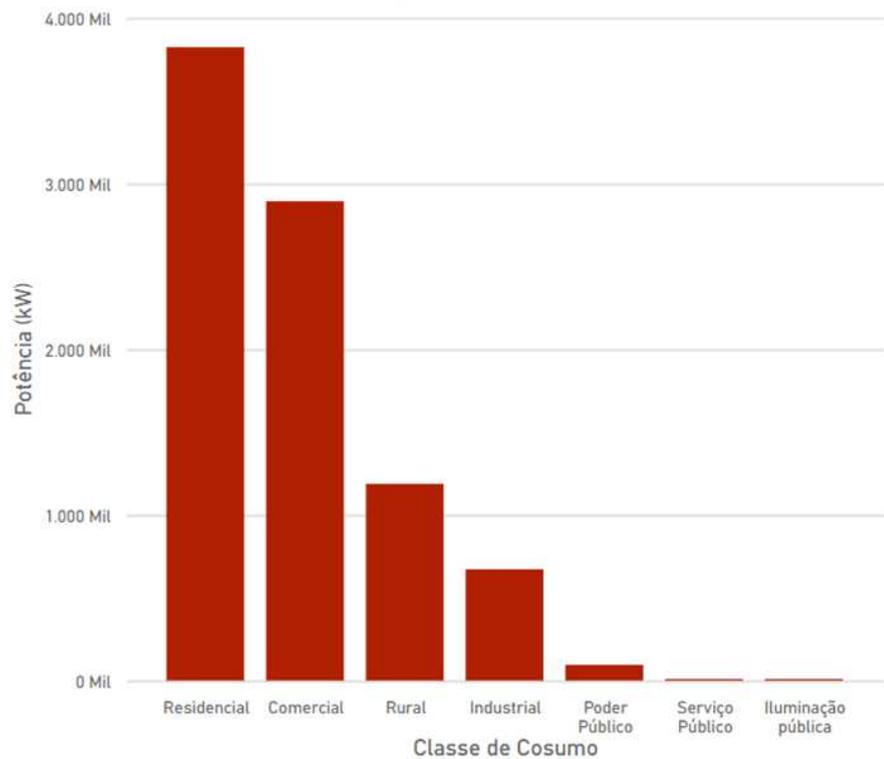
**Fonte:** Elaborado pelo autor. Dados disponibilizados pela ANEEL em janeiro de 2022.

**Gráfico 2.10** - Sistemas fotovoltaicos por classe de consumo.



**Fonte:** Elaborado pelo autor. Dados disponibilizados pela ANEEL em janeiro de 2022.

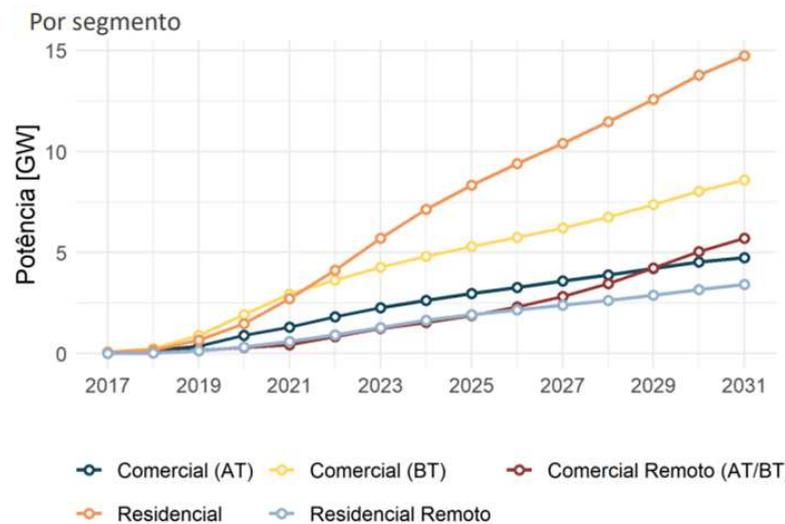
**Gráfico 2.11** - Potência de sistemas fotovoltaicos por classe de consumo.



**Fonte:** Elaborado pelo autor. Dados disponibilizados pela ANEEL em janeiro de 2022.

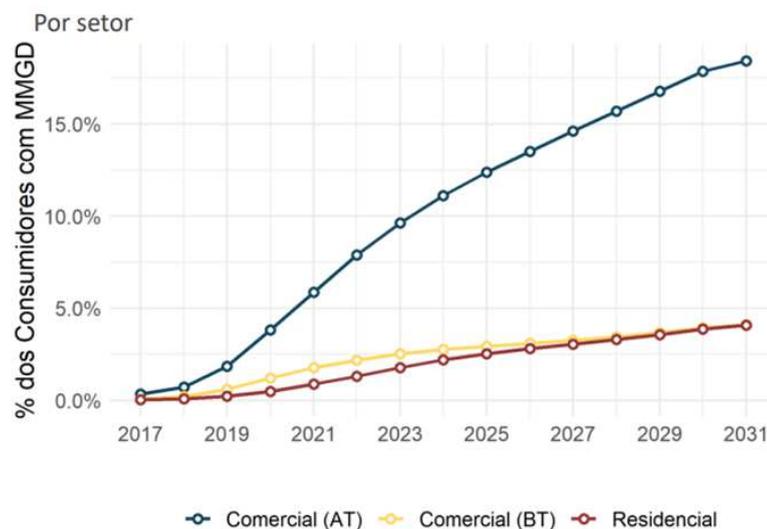
As projeções de crescimento da micro e minigeração para 2031 são exibidas no Gráfico 2.12, indicando que o segmento residencial deve ser o líder em capacidade instalada no cenário referência. O Gráfico 2.13 indica a taxa de penetração da tecnologia nas unidades consumidoras, apontando que mesmo que sistemas em unidades comerciais (em alta e baixa tensão) não sejam o segmento líder em potência no ano de 2031, terão maior penetração que consumidores residenciais, com taxa esperada para 2031 acima de 17%.

**Gráfico 2.12** - Projeção da capacidade instalada de GD (GW).



**Fonte:** Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - EPE (2021).

**Gráfico 2.13** - Taxa de penetração de GD por setor.

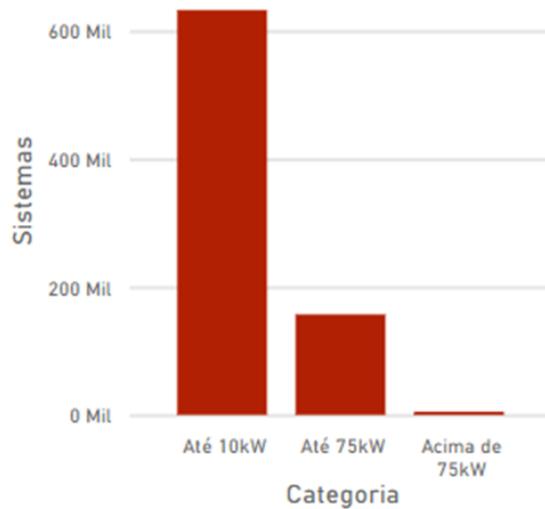


**Fonte:** Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - EPE (2021).

Nos Gráficos 2.14 e 2.15 a seguir, é possível observar a quantidade de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e potência acumulada categorizados em três faixas de

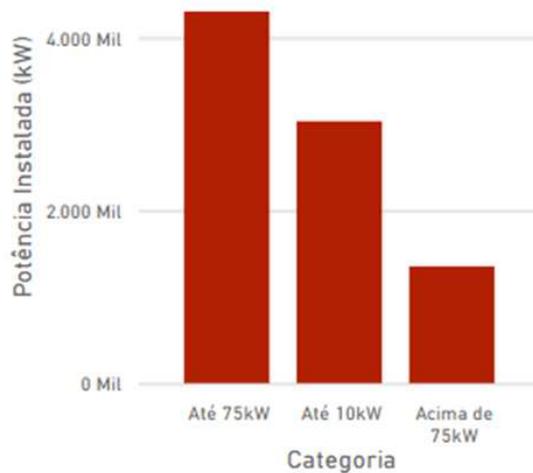
potência: igual ou inferior a 10kW, acima de 10kW e igual ou inferior a 75kW, e superior a 75kW. É notável perceber o destaque de sistemas de menor porte, até 10kW, mas quando consideramos a potência instalada total, naturalmente sistemas maiores reduzem o contraste.

**Gráfico 2.14** - Sistemas por categoria.



**Fonte:** Elaborado pelo autor. Dados disponibilizados pela ANEEL em janeiro de 2022.

**Gráfico 2.15**- Potência instalada acumulada por categoria.



**Fonte:** Elaborado pelo autor. Dados disponibilizados pela ANEEL em janeiro de 2022.

### 2.7.3 Geração centralizada

A geração centralizada, ao contrário da geração distribuída, é marcada por grandes empreendimentos que produzem energia elétrica a partir das mais diversas fontes. Ainda como gerador centralizado, um empreendimento pode ter sido vencedor em um leilão de

energia, voltado ao mercado regulado, ou pode ter sido idealizado para comercializar sua energia no mercado livre, por contratos bilaterais ou no mercado de curto prazo, ou ainda uma composição destes últimos, como uma forma de reduzir alguns riscos inerentes da comercialização de energia no mercado livre (CABRAL et al., 2015).

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), como apontado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia - 2031 (2022), é mais difícil de se prever, por depender da iniciativa privada para a construção de empreendimentos. Furtado (2022) indica que 95,35% dos 25,8 GW dos projetos outorgados entre 2021 e março de 2022 de usinas solares de grande porte são destinados ao ACL. Guerra (2022) aponta que o mercado livre viabilizou 68% da oferta de geração elétrica a biomassa e 61% da de pequenas centrais hidrelétricas (até 30 MW) e centrais geradoras hidrelétricas (até 5 MW), com previsão de operação até 2026.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (2022), por meio do Boletim ABRACEEL de Energia Livre do mês de junho, aponta números interessantes sobre a participação de fontes renováveis no mercado livre de energia. Segundo a associação, 58% da geração de energia das fontes renováveis incentivadas atende o mercado livre, crescendo 47% nos últimos 12 meses. Esse boletim aponta ainda a porcentagem da energia gerada vendida no ACL por fonte: eólica (46%); biomassa (73%); PCH (58%); e solar (98%). Estes números apontam forte presença de fontes renováveis para atender o Ambiente de Contratação Livre, mercado este em crescimento por conta das políticas de liberalização do setor elétrico.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as concessionárias representam seus mercados (seus consumidores cativos) e realizam planejamentos energéticos de longo prazo para definir as potências e capacidades a serem leiloadas no que se chama de mercado do tipo comprador único. Lovei (2000) aponta que, neste desenho, os montantes planejados das concessionárias de distribuição são aglutinados, e leilões são homologados pela ANEEL. Caldas e Santana (2021) indicam que existem leilões com diferentes características, como de energia nova (novos empreendimentos), energia existente (empreendimentos em funcionamento com contratos a vencer), e diferentes prazos para implementação de centrais geradoras. As características dos leilões são definidas por meio de portarias normativas do Ministério de Minas e Energia, em que os prazos, tipos de fonte e demais definições dos empreendimentos são estipulados para que agentes possam concorrer para fornecer energia nas condições propostas. Centrais que geram energia a partir de sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas são um grande aliado no planejamento do ACR por serem construídos relativamente mais rápidos que outros tipos, o que oferece importante mecanismo de

atendimento à expansão da demanda (CALDAS e SANTANA, 2021). Caso o sistema dependesse apenas da construção de grandes usinas hidrelétricas para atender ao planejamento de longo prazo, alterações na demanda prevista ou atrasos nas construções causariam graves impactos na segurança de abastecimento.

Os leilões de energia, homologados pela ANEEL, ocorrem concomitantemente com leilões de transmissão, importantes aliados no escoamento de energia gerada por fontes solar e eólica (NASCIMENTO, 2012). Caldas e Santana (2021) indicam que empreendimentos de geração por fontes renováveis são idealizados nos locais com maior potencial de produção de energia, aumentando a rentabilidade dos investimentos, e melhorando as taxas de retorno. No caso brasileiro, estes locais com maior potencial estão localizados distantes dos centros de consumo, o que faz com que a construção de longas linhas de transmissão sejam necessárias, como já apontado anteriormente. Ao longo da história do setor elétrico brasileiro, por suas dimensões continentais, a interligação de subsistemas foi algo que se buscou para melhorar a segurança do abastecimento. Com a Resolução de nº 351, de 12 de novembro de 1998, a ANEEL autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a executar atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão do SIN. Neste novo modelo, a eficiência e segurança de abastecimento se tornaram prioridade, reforçando os ramais de interligação nacional.

### **Leilões de energia**

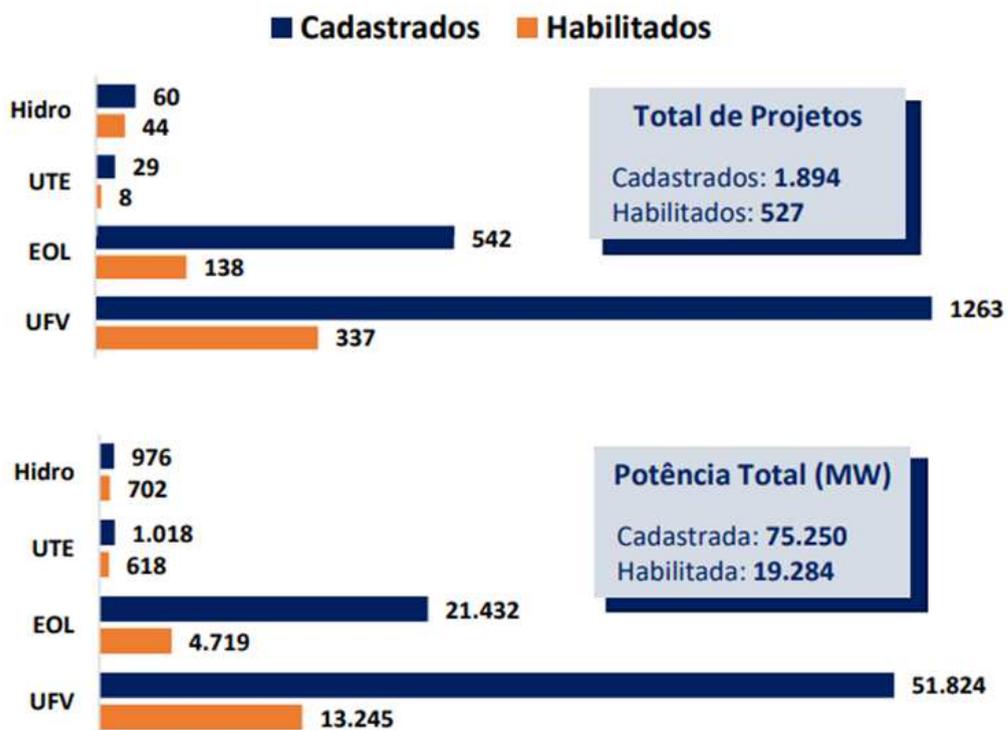
Segundo a EPE (2022), a realização de leilões para expansão de oferta de energia foi um mecanismo implementado no novo modelo do setor elétrico, instituído pela Lei nº 10.848, publicada em 16 de março de 2004. As regras e parâmetros deste instrumento foram sendo ajustados ao longo dos anos, a partir de estudos conduzidos pelos diversos agentes institucionais do setor. Diferentes tipos de leilões são realizados, como de reserva de capacidade (para garantir a capacidade de continuidade do fornecimento de energia elétrica), de energia existente (unidades geradoras com montantes descobertos por contrato, destinadas a atender distribuidoras até o ano subsequente) e energia nova (empreendimentos a serem construídos para expansão da oferta de energia).

Cada leilão possui suas particularidades, a depender de necessidades do sistema, estudos de mercado e diretrizes dos agentes envolvidos. Para o ano de 2022, a EPE já publicou diretrizes para realização de leilões de Capacidade e Energia Nova nas modalidades A-4, A-5 e A-6. O leilão de reserva foi recentemente publicado, sem informações sobre

cadastro divulgadas, o segundo está em andamento, com resumo de cadastro publicado pela EPE e o último, de energia nova A-4 2022, já foi finalizado e resultados compartilhados.

Segundo Portaria nº 34/GM/MME/2021, a principal inovação do Leilão de Energia Nova A-4 2022 foi “a disputa direta entre empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos em um mesmo produto”. Ainda segundo a portaria, os contratos para unidades eólicas e solares serão por quantidade e terão duração de 15 anos, para unidades termelétricas biomassa serão por disponibilidade e terão duração de 20 anos, e hidrelétricas firmarão contratos por quantidade por 25 anos. Interessante perceber que todas as fontes deste leilão são renováveis, com diferentes características operativas e contratuais. A Gráfico 2.16 aponta resumo de projetos cadastrados e habilitados a concorrer ao certame. Segundo EPE (2022b), os principais motivos de inabilitação dos projetos foram a falta de margem de escoamento (64%), a não comprovação de terreno (16%) e a falta de licença ambiental (13%). A Tabela 2.9 resume informações sobre os vencedores do leilão.

**Gráfico 2.16** - Resumo do cadastramento e da habilitação técnica dos projetos no Leilão de Energia Nova A-4 2022.



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

**Tabela 2.9** - Resumo dos vencedores do Leilão de Energia Nova A-4 2022.

Fonte	Quantidade de projetos	Potência (MW)	GF vendida (MWmed)	Preço médio (R\$/MWh)	Deságio
Eólica	4	183,09	52,1	179,30	20,31%
Fotovoltaica	5	166,06	39,8	178,24	20,78%
Hidrelétrica	18	189,75	84,1	281,87	9,65%
Termelétrica	2	409,00	61,5	314,93	0,02%
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>947,90</b>	<b>237,50</b>	<b>258,16</b>	<b>9,36%</b>

Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

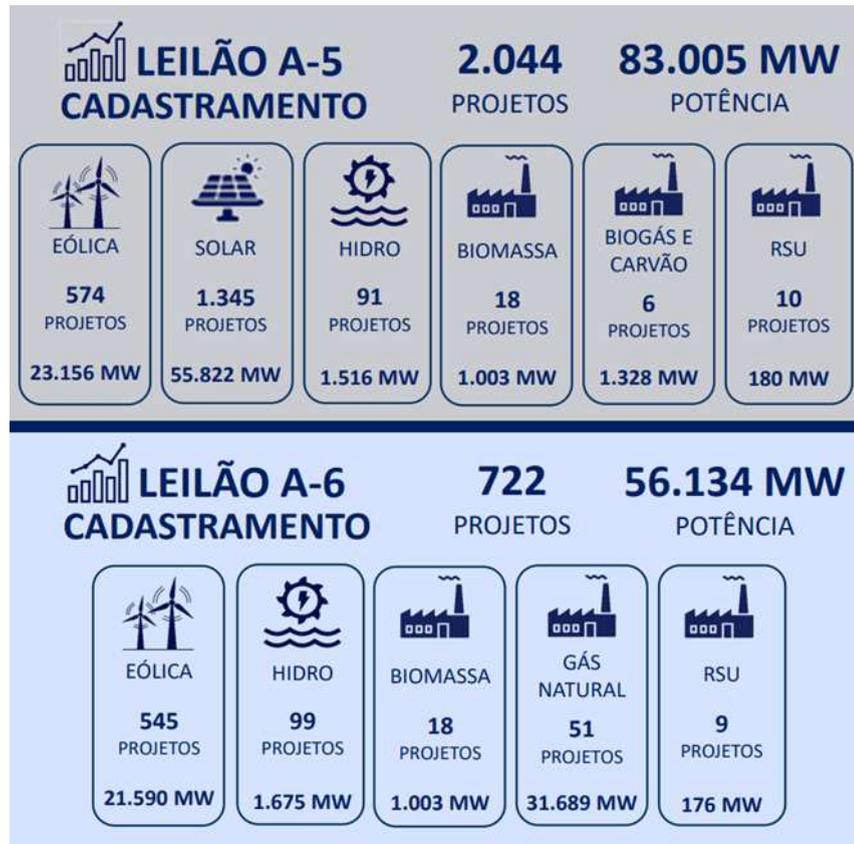
Segundo a EPE (2022b), o Leilão de Energia Nova A-4 2022 propôs disputa direta entre empreendimentos eólicos e fotovoltaicos em um mesmo produto buscando um equilíbrio na competição entre os projetos. De fato, como apontado pela Tabela 2.9, o preço médio (R\$/MWh) das tecnologias foi semelhante, com empreendimentos eólicos com maior montante, 183,09MW (R\$179,30/MWh), seguido de geradores fotovoltaicos, 166,06MW (R\$178,24/MWh). Apesar de esforços, como a unificação das diferentes fontes em um produto, o preço médio da energia (R\$/MWh) em leilões A-4 tiveram números acima dos registrados em anos anteriores, como ilustrado pelo Gráfico 2.17.

**Gráfico 2.17** - Preço médio da energia (R\$/MWh) - Leilões A-4.

Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

O Leilão de Energia Nova A-5 e A-6 de 2022 ainda está em andamento, divulgado pela Portaria Normativa nº 41/GM/MME, de 14 de abril de 2022, com as diretrizes dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos, termelétricos e hidrelétricos. O limite para cadastramento dos projetos na EPE foi no dia 11/05/2022, cujo resumo já foi divulgado, com leilão programado para o dia 16/09/2022. Dentre as principais inovações, a EPE (2022c) aponta que, pela primeira vez, o leilão terá um produto específico para projetos termelétricos a biogás e carvão mineral nacional, não disputando diretamente com outros combustíveis, como biomassa e gás natural. A Figura 2.5 abaixo resume os cadastros para os leilões de energia nova, destacando forte presença de projetos fotovoltaicos (55.822 MW) e eólicos (23.156 MW) no Leilão A-5 e projetos a gás natural (31.689 MW) e eólicos (21.590 MW) no Leilão A-6.

**Figura 2.5** - Resumo do informe de cadastramento para Leilões de Energia Nova A-5 e A-6.



**Fonte:** Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

Caldas e Santana (2021) fazem análise interessante sobre os leilões de energia renovável, especificamente eólica e fotovoltaica. Os autores apontam a percepção de Nascimento (2012), que identificou que algumas variáveis eram estatisticamente significantes, e influenciaram os deságios nos leilões observados (1999 a 2010), como o número de proponentes, a magnitude dos investimentos, e a predominância de subestações no lote de leilões de transmissão. Kreiss et al. (2017) percebem que deságios elevados podem influenciar negativamente a construção de empreendimentos, estando relacionados a atrasos na entrega de obras, o que potencializa o risco da não entrega de empreendimentos.

Caldas e Santana (2021) analisaram 150 projetos eólicos, entre 2011 e 2015, e chegaram a um preço médio de R\$127,00, com desvio padrão de R\$33,00. Quanto ao atraso na entrega de empreendimentos, os autores chegaram a valores médios de 2,21 anos, com desvio padrão de 2,44 anos, com valor mínimo igual a zero (com pelo menos um projeto entregue no prazo) e máximo de 6,68 anos. Caldas e Santana (2021) estudaram 94 projetos fotovoltaicos, entre 2014 e 2015, com preço médio de R\$271,75, com desvio padrão de R\$39,90. O atraso médio foi de 0,97 para estes empreendimentos, com desvio padrão de 1,24 anos (valor mínimo de zero e máximo de 3,6 anos). Os resultados indicam que, durante os

períodos analisados, os geradores eólicos que venceram os leilões de energia possuem preço médio de 46% do registrado em empreendimentos fotovoltaicos. Em contrapartida, usinas fotovoltaicas atrasam, na média, menos de um ano, sendo que parques eólicos possuem valores médios de atraso 2,27 vezes maior, chegando a registrar atraso máximo de 6,68 anos.

Ainda a respeito dos leilões de energia no ACR, é importante destacar que os volumes contratados tendem a reduzir nos próximos anos, por conta da liberalização do mercado de energia (modelo em que os consumidores optam por comercializadoras de energia, sendo estes responsáveis por contratar energia no ACL) e o crescimento da geração distribuída (que faz com que as distribuidoras reduzam os montantes contratados para atender às suas respectivas áreas de concessão). Os leilões de energia são importantes instrumentos de garantir segurança de abastecimento no médio prazo, e a redução destes deve ser tratada com muita atenção a fim de se garantir uma oferta de energia capaz de atender ao consumo nacional.

### **CAPÍTULO 3 - IMPACTO DAS FONTES RENOVÁVEIS E O PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA**

Este capítulo tem o objetivo de analisar como o aumento da participação das fontes renováveis de energia elétrica, especificamente solar e eólica, impacta na comercialização de energia no setor elétrico brasileiro. Os resultados dos estudos acessados pela revisão bibliográfica conduzida nesta dissertação serão utilizados como referência para organizar e guiar as discussões sobre o setor elétrico brasileiro, sobre o aumento de fontes renováveis e os impactos na comercialização e no preço da eletricidade. Vale observar que diferentes mercados, com suas estruturas particulares e políticas próprias, acomodam de forma diferente o aumento de fontes renováveis. Sendo assim, resultados dos estudos a respeito de outros setores podem não ser pertinentes ao contexto brasileiro, mas são importantes no embasamento para enriquecer as reflexões.

Os impactos do aumento de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica ainda estão sendo observados em diversos mercados. Impactos sobre o preço da energia são estudados em países e regiões pelo mundo, como os estudos de Traber e Kemfert (2009) e de Dillig et al. (2016) sobre o aumento de fontes renováveis e seus efeitos no preço da energia no sistema elétrico alemão, ou Pollitt e Anaya (2016) que fazem análise similar em países da Europa. O mercado brasileiro possui suas particularidades, seja pela estrutura da matriz elétrica, dimensões, políticas públicas ou desenho de mercado e compreender o impacto do aumento de renováveis no preço da energia é algo relevante a se analisar.

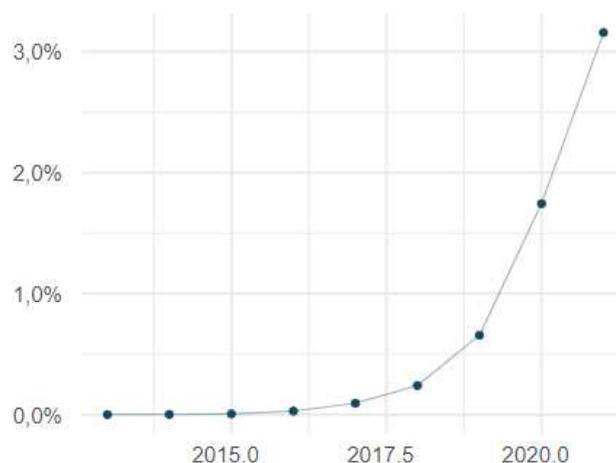
Considerando o desenho de mercado brasileiro, as análises serão conduzidas em estrutura que permita avaliar as particularidades das diferentes modalidades de consumidores no setor elétrico, e seus ambientes de contratação: consumidores cativos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e consumidores livres e especiais no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nos subcapítulos seguintes, os impactos no ACR são analisados abordando os reflexos do aumento de fontes renováveis no planejamento e operação do sistema (que geram componentes de custo nas tarifas de energia) e como estes componentes são distribuídos entre os consumidores. Ainda sobre o ACR, é tratado sobre programas de incentivo à microgeração e como impactam no preço da energia para quem não opta por gerar sua própria energia. Para se analisar o ACL, a liberalização do setor elétrico brasileiro é tratada e como as fontes renováveis possuem papel importante neste processo. Ainda sobre o Ambiente de Contratação Livre, são abordados os impactos de fontes solares e eólicas nos leilões de energia, mercado de curto prazo e a volatilidade do preço da energia.

### 3.1 CONSUMIDORES CATIVOS

A Lei Ordinária 14300/2022 institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Estas diretrizes, apontadas inicialmente pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, permitem que unidades consumidoras que optarem por instalar sistemas de geração distribuída poderão utilizar o sistema de compensação de energia elétrica. O sistema de compensação define que a energia sobressalente injetada na rede poderá ser utilizada pelos consumidores em forma de crédito, abatendo consumo futuro, ou seja, os titulares das faturas de energia não recebem nenhum valor monetário pela energia gerada, mas descontam energia que seria faturada.

Esse conjunto de instrumentos legais obriga a companhia de distribuição em que a unidade consumidora está conectada a aceitar os créditos, o que impacta indiretamente na compra de energia necessária para atender seu mercado. Mesmo que incipiente, a geração distribuída cresce em passo considerável, e logo terá parcela significativa no planejamento energético de concessionárias no mercado regulado. Incertezas meteorológicas, bem como de expansão de geração distribuída em áreas de concessão deverão ser levadas em conta nas composições de leilões para o ACR. Como a maior parte dos consumidores são de pequeno e médio porte, estes, ainda conforme Resolução Normativa da ANEEL Nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021, em seu Art. 2º, são conectados ao sistema de distribuição. Se por um lado, reduz preocupação em congestionamento de linhas de transmissão (pela geração de energia próximos aos centros de consumo), por outro, torna mais complexo os fluxos energéticos nas linhas de distribuição.

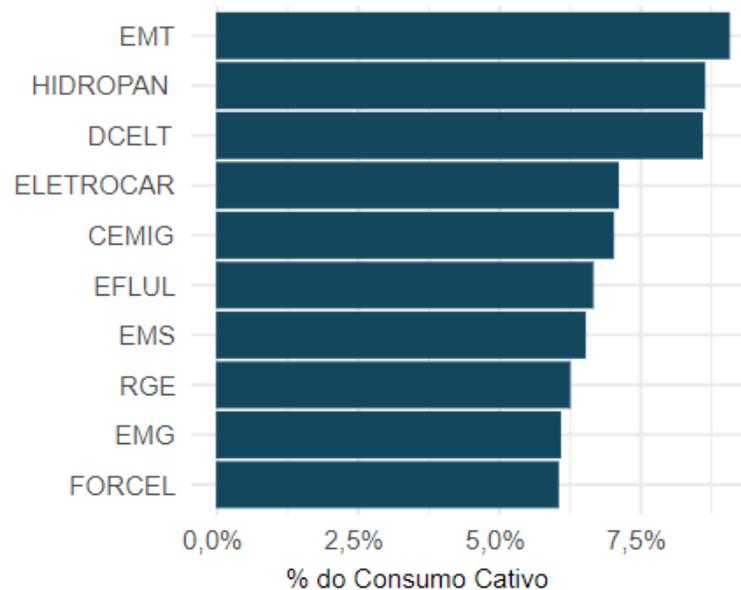
**Gráfico 3.1** - Consumidores cativos com geração distribuída.



**Fonte:** Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

Segundo o Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída, da EPE, 3% do consumo cativo das distribuidoras é produzido por geração distribuída. Ainda que os valores não sejam significativos, o crescimento é exponencial, como pode ser observado no Gráfico 3.1. Algumas distribuidoras, como EMT (9,1%), HIDROPAN (8,6%) e DCELT (8,6%) já possuem valores acima dos 8% de seu mercado gerado pelos próprios consumidores, como pode ser observado no Gráfico 3.2.

**Gráfico 3.2** - Distribuidoras com maior inserção de geração distribuída.



**Fonte:** Empresa de Pesquisas Energéticas (2022).

### 3.1.1 Custos de operação

O marco legal da microgeração, em seu Art. 21, considera que esta expansão de geração distribuída na área de concessão de distribuidoras de energia, para todos os efeitos regulatórios, será considerada exposição contratual involuntária. A sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de microgeração e minigeração distribuídas não incidirá em penalidades aos agentes. Segundo Resolução Normativa nº 453 de 18/10/2011, em seu Art. 5, para volumes tratados como sobrecontratação involuntária, “é garantida a neutralidade do agente de distribuição comprador, com relação ao repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais”. Estes instrumentos buscam mitigar danos às distribuidoras no sentido do planejamento, mas como apontado por Frew et al. (2019), diferentes níveis de penetração de fontes renováveis exercem influências distintas no preço da energia elétrica. Os autores conduziram um estudo que aponta que FREs aumentam custos

operacionais, estes de responsabilidade das permissionárias e concessionárias de distribuição de energia, repassados aos consumidores cativos. Penetrações da magnitude percebida na EMT, de 9,1% de geração distribuída, certamente já impactam na operação da rede de distribuição, exigindo controles e gestão de fluxos de energia mais robustos e complexos.

Em sistemas de distribuição sem a presença de geração distribuída, o fluxo energético é mais previsível, da geração para a carga. Com o aumento da presença de micro e minigeração espalhada pelas redes de distribuição, fatores meteorológicos, voláteis e imprevisíveis, podem interferir não só na intensidade, mas na direção dos fluxos energéticos. Isto, à medida que a participação de geração distribuída aumentar, vai deixar a operação de sistemas de distribuição cada vez mais complexa. Custos incrementais para investimento em novas tecnologias e ferramentas para gerenciar este aumento de complexidade na operação de redes de distribuição podem impactar na composição das tarifas de energia (FREW et al. 2019). Neste sentido, a digitalização dos sistemas elétricos, um dos pilares da transição energética, será importante aliada na operação, utilizando de IoT e sistemas de blockchain para gestão automatizada e acionamento de equipamentos e dispositivos ao longo de sistemas elétricos (LI et al. 2019).

Se, por um lado, o aumento de fontes renováveis é um instrumento de expansão da capacidade de geração de energia, por outro, gera novas necessidades ao sistema. Como apontado por Castro et al. (2014), paradoxalmente, o aumento de fontes renováveis reduz a participação de fontes térmicas e, conseqüentemente, preços de mercado. Esta dinâmica prejudica o modelo de negócio de termelétricas a combustíveis fósseis, que trabalham por menos horas a preços cadentes. Essa fonte de energia é importante para a segurança energética em sistemas com forte presença de renováveis, por não serem despacháveis. e altamente voláteis, requerendo o que Kirby e Milligan (2008) chamam de *ramping up capacity*. Essa dinâmica faz com que seja necessário que capacidade de geração a partir de fontes térmicas sejam remuneradas pela disponibilidade, custo este repassado aos consumidores, reduzindo os efeitos de economicidade do aumento de FERs.

### **3.1.2 Fontes Renováveis como mecanismo de desigualdade social**

Após a isenção de ICMS pela energia gerada, o abatimento era feito integralmente sobre a energia consumida, sem incidência de tarifas. Na prática, a concessionária despendia de esforços operacionais para transitar esta energia, que não era devidamente remunerada. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2022a), os contratos

de concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica prevêem que a tarifa cobrada do usuário e outras receitas de administração do serviço devem ser suficientes para remunerar o concessionário pela prestação do serviço. Como unidades consumidoras que instalaram sistemas de micro e minigeração de energia não pagavam pelo uso do sistema de distribuição (pela incidência da TUSD - Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição), nem pelo uso do sistema de transmissão (pela incidência da TUST - Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão), remuneravam a distribuidora de energia apenas pela diferença entre o consumido e o gerado (caso quantidades geradas fossem maiores que consumidas, a tarifa mínima seria cobrada). Na prática, consumidores com geração distribuída utilizavam o sistema de distribuição para transitar energia, gerando gastos operacionais e de manutenção, mas não pagam TUSD relativa ao serviço prestado. Consumidores sem sistemas de geração de energia acabavam tendo, em suas tarifas, o rateio pela operação do sistema de distribuição, arcando com os custos do uso do sistema de unidades consumidoras que instalaram geração distribuída.

Sistemas de Compensação de Energia sem o devido balanceamento são ferramentas de desigualdade social, pois a instalação de sistemas fotovoltaicos (microgeração mais usualmente instalada no Brasil) possuem valores elevados, acessível para unidades consumidoras com rendas mais elevadas. Esse perfil de consumidor acabava se eximindo de pagar tarifas para a manutenção do sistema (TUSD e TUST) pois, em suas tarifas, incidia apenas cobranças relativas às diferenças entre geração e consumo. Segundo a ABRADE (2022b), estes usuários faziam o uso do sistema elétrico, mas o rateio pela operação e manutenção era cobrado de consumidores não optantes pelo Sistema de Compensação de Energia (consumidores com renda menor). Desta forma, o início da micro e minigeração no Brasil, com todos os seus pontos positivos, foi marcado também por ser um mecanismo de desigualdade social, fazendo com que, um grupo de consumidores com menor renda (sem sistemas de geração distribuída) pagassem pelo uso do sistema elétrico de consumidores com maior renda (com sistemas instalados). Newbery et al. (2018) aponta que os mecanismos de tarifação de energia podem levar à transferência de custos de unidades consumidoras com maior poder aquisitivo para menos favorecidas.

O desenvolvimento da geração distribuída no Brasil foi marcado pela discussão de diversos aspectos do mercado, resultando na publicação de leis, resoluções normativas e portarias de diferentes agentes do estado. Mecanismos foram aplicados para se incidir menos tributos, impostos e tarifas para consumidores optantes por gerar sua própria energia, mas questões como esta levantada levaram à reflexão da saúde do desenvolvimento que tomaram

forma. Enquanto incipiente, a micro e minigeração não impactaram de maneira significativa, mas considerando o crescimento expressivo, questões como esta levantada poderiam se tornar mais relevantes, à medida que mais consumidores optassem por gerar energia, menos consumidores estariam financiando a operação e manutenção do sistema elétrico.

A Proposta de Lei de nº 5829/19, que gerou a Lei nº 14.300 de 06/01/2022, “instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)”, e visou garantir equilíbrio no desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, inclusive neste sentido. Em seu Art. 17, Parágrafo 1º, aponta que “as unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia [...]”. Ou seja, quando se diz que serão faturadas todas as componentes não associadas ao custo de energia, indica-se que tarifas como TUSD e TUST, componentes associadas à distribuição de transmissão de energia, respectivamente, incidirão em toda energia consumida registrada. Esta definição impacta no aumento da fatura de energia em unidades com geração distribuída que injetam montantes de energia na rede em momentos de baixo consumo, como por exemplo uma residência com moradores que trabalham fora, em que a energia é gerada durante o dia, e o consumo se concentra em períodos noturnos e fins de semana. Unidades consumidoras do tipo comercial, por exemplo, que funcionam durante o dia, consomem boa parte da energia gerada antes de ser registrada (chamado de autoconsumo) não são tão impactadas por esta mudança. O Autoconsumo não é registrado pelo medidor, mas apenas reduz a energia que transita pela rede, referente àquela unidade consumidora. Neste caso, a Lei nº 14.300 impactou de maneira mais amena, pois quando a energia não é registrada, tarifas de uso do sistema não são incididas. Por questões de garantir um ambiente legal favorável para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, a Lei nº 14.300 de 06/01/2022 indica que consumidores que aderiram o Sistema de Compensação de Energia antes da sua publicação ou que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação da Lei não serão afetados até 31 de dezembro de 2045.

Este cenário foi ajustado em tempo de não causar grandes impactos no mercado regulado de energia elétrica, mas é notável destacar que medidas interferem de maneiras nem sempre previstas. A criação de incentivos a fontes renováveis de energia é cobrada pela sociedade, discutidos pelos legisladores, e implementados no setor elétrico. De certa forma,

para se subsidiar políticas, dinheiro público deve ser investido como contrapartida e a sociedade em geral acaba pagando por estes aportes.

A Alemanha, por exemplo, vive uma situação em que políticas públicas de incentivo à geração distribuída resultaram no aumento significativo de geração por fontes eólica e fotovoltaica, mas têm a segunda energia elétrica mais cara da Europa (POLLITT e ANAYA, 2016). Dillig et al. (2016) analisam esta questão, e concluem que o aumento do preço da energia na Alemanha, apesar de uma das mais caras do continente, não parece ter sido causado pelo aumento de fontes renováveis de energia. Frew et al. (2019) aponta que maior penetração de fontes intermitentes nos setores elétricos aumenta gastos operacionais do sistema, pela maior complexidade, o que é refletido no preço final da eletricidade. O impacto do aumento de FERs no preço doméstico de energia não é compreendido em todos os seus aspectos, e como indicam Moreno et al. (2002), o aumento de fontes intermitentes pode aumentar o preço da energia, dependendo de variáveis específicas de cada país.

### 3.2 CONSUMIDORES LIVRES

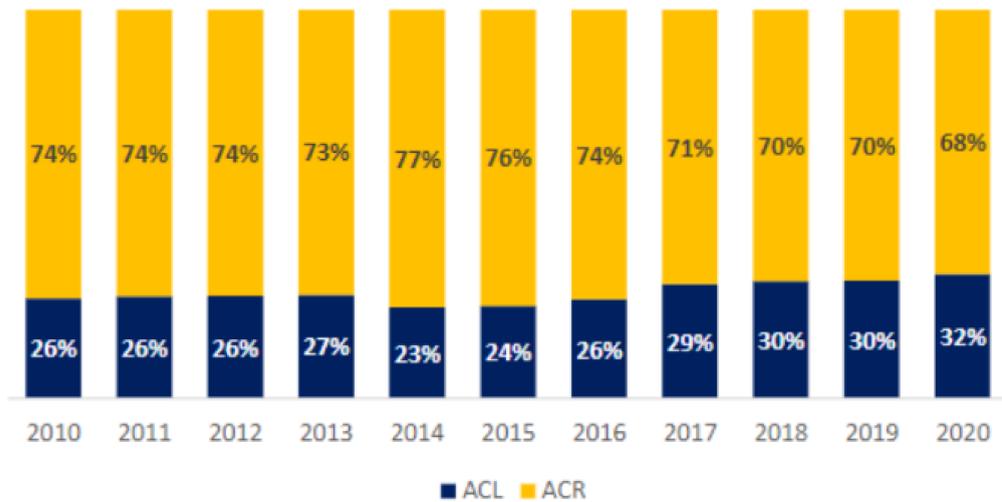
O ACL é um ambiente onde os consumidores livres de energia negociam livremente com agentes geradores e comercializadores, com preços, prazos e condições definidos bilateralmente, sem a presença de um único comprador. Para ingressar neste mercado, agentes consumidores devem atender requisitos mínimos e aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Por meio da Consulta Pública 33/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME), propostas foram apresentadas para modernizar o quadro regulatório, comercial e operacional do setor elétrico brasileiro. Uma das diretrizes a serem destacadas é uma maior participação ativa dos consumidores na gestão e consumo de energia elétrica. Portarias publicadas pelo Ministério de Minas e Energia reduzem os limites para adesão do ACL a partir do ano de 2018.

A Resolução Normativa da ANEEL N° 1.000, de 07 de dezembro de 2021, representando as resoluções anteriores agora revogadas, permite que consumidores especiais e livres possam optar por seus fornecedores de energia elétrica. A Portaria do Ministério de Minas e Energia de n° 514, de 27 de dezembro de 2018, em seu Art. 1°, define que a partir de 1° de julho de 2019 “os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN”. Este limiar é reduzido a 2.000 kW, a partir de 1° de janeiro de 2020, e com a Portaria de n° 314, de 7 de agosto de 2019, para

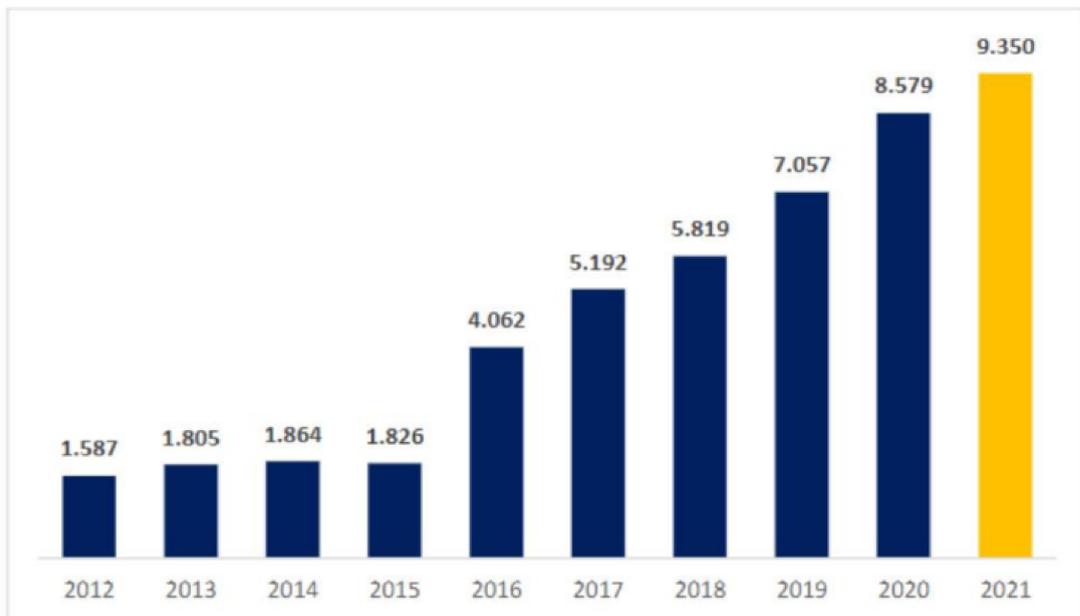
1.500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2021, 1.000 kW a partir de julho de 2021 e 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2022. Na prática, este apanhado de publicações oficiais reduz os limites para consumidores cativos comercializarem sua própria energia, pelas diretrizes da Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006.

A Resolução nº 247/2006 estabelece as condições para a “comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW”. As fontes incentivadas são: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW; empreendimentos com potência instalada de até 1.000kW; e fonte solar, eólica ou biomassa com potência injetada na linha de transmissão e/ou distribuição de até 50.000 kW (este último valor alterado pela Lei nº 11.943, de 28/05/2009).

Esta ampliação do mercado livre de energia foi fortalecida pelas Portarias do Ministério de Minas e Energia de nº 187/2019 e 403/2019, que instituíram o Grupo de Trabalho da Modernização (GT Modernização) e o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM), constituídos para dar continuidade a flexibilização e abertura do mercado elétrico brasileiro. Segundo Paiva (2021), tais portarias têm o intuito de subsidiar estudos para abertura total do mercado, incluindo consumidores com carga inferior a 500 kW. Estas flexibilizações de limites para consumidores especiais têm efeito de incentivar o mercado de fontes renováveis, uma vez que estas unidades consumidoras que podem aderir ao ACL têm a obrigatoriedade de adquirir energia a partir das fontes incentivadas. Os Gráficos 3.3 e 3.4, que seguem, ilustram a expansão do ACL nos últimos anos.

**Gráfico 3.3 - Comparativo de consumo de energia entre ACR x ACL.**

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

**Gráfico 3.4 - Quantidade de agentes no ACL por ano.**

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A Lei 9.427/1996 define ainda que o consumo de energia proveniente de fontes renováveis de até 30.000 kW terão desconto nas Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa Pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST). A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021 estipula o término deste benefício para novos empreendimentos, mas garante que para empreendimentos existentes o desconto seja mantido.

Mesmo que o desconto na TUSD e TUST tenham sido revogados para novos empreendimentos, os já existentes podem praticar tais benefícios até o fim de suas outorgas, o que pode ter impactado positivamente no aumento de fontes renováveis no SIN. Outro fator importante, que potencialmente fomenta o aumento de fontes solar e eólica, é o fato que a abertura de mercado aumentou o grupo de unidades consumidoras potencialmente livres, ou seja, consumidores que eram cativos e agora podem aderir ao Ambiente de Contratação Livre e buscar fontes renováveis para atender o consumo de energia. A Tabela 3.1 aponta potencial de conversão relativo à portaria 518/2018, que reduziu os limites para unidades consumidoras aderirem o ACL.

**Tabela 3.1** - Potencial de conversão da Portaria MME 514/2018 e conversão efetivada.

Portaria 518/2018	Potencial de conversão		Conversão efetiva		Percentual da conversão	
	Unidades consumidoras	Potência (MW)	Unidades consumidoras	Potência (MW)	Unidades consumidoras	Potência (MW)
Jun/2019 carga ≥ 2,5 MW	448	1.592	323	994	72,10%	62,40%
Jan/2020 carga ≥ 2,0 MW	491	1.083	408	901	83,10%	83,20%
Jan/2021 carga ≥ 1,5 MW	906	1.565	742	1.256	81,90%	80,30%

**Fonte:** Proposta conceitual de abertura de mercado, CCEE (2021).

Consumidores especiais e livres, considerando a portaria vigente que define demanda mínima de 500 kW, são conectados em redes de distribuição, ou em alguns casos, subtransmissão e transmissão. Estes não podem aderir ao sistema de compensação de energia, mas devem seguir as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL de nº 921, de 23 de fevereiro de 2021, que estabelece os deveres, direitos e outras condições aplicáveis às outorgas de autorizações para unidades consumidoras se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores de Energia de Elétrica, por meio da implantação ou a exploração de central geradora de energia elétrica. Neste formato, o consumo não é compensado como no caso de micro e minigeração, mas eventuais excedentes de energia são comercializados no ACL.

Consumidores especiais e livres demandam um volume considerável de energia, além de se conectarem em ramais de maior tensão no SIN. Com a abertura de mercado, mais unidades consumidoras serão potencialmente livres, devendo adquirir a energia de fontes incentivadas. Como já apontado pela ABRACEEL - Associação Brasileira dos

Comercializadores de Energia Elétrica (2022), a maior parte da energia comercializada no ACL é gerada por fontes renováveis. A liberalização do mercado vai trazer novos consumidores a este ambiente, o que fomentará a expansão da oferta de energia por fontes como solar e eólica, que atendem parcelas consideráveis (98% e 46%, respectivamente).

O processo de liberalização do mercado elétrico que ocorre no Brasil, segundo Paiva (2021) já ocorreu em diversos países, como por exemplo a Austrália e parte dos países europeus. Moreno et al. (2012) investigaram os determinantes do preço da eletricidade em 27 países da Europa, entre 1998 e 2009, e exploraram a relação entre preço de energia elétrica e variáveis relacionadas a fontes renováveis e competição nos mercados de eletricidade. Segundo os autores, a liberalização gradual, ocorrida a partir dos anos 90, teoricamente levaria a ganhos de eficiência e redução de preço. No entanto, debates são controversos sobre os efeitos reais da liberalização do mercado, principalmente com maior presença de renováveis que parecem reduzir o preço da energia no atacado, mas os efeitos finais aos consumidores não parecem claros. O Brasil trilha caminho semelhante, com incremento na penetração de fontes intermitentes paralelo à liberalização do mercado. Conforme apontado por Moreno et al. (2012), características específicas de cada país parecem impactar nesta liberalização com presença de FERs, e entender como esta transição vai ocorrer no setor elétrico brasileiro é importante para nutrir ações de planejamento e estruturação do mercado.

### **3.2.1 Mercado de curto prazo**

O modelo do setor elétrico brasileiro prevê dois ambientes de contratação de energia, como já apontado anteriormente, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), instituído pelas Leis nº 10.847 e 10.848, 2004, e pelo Decreto nº 5.163, 2004. Consumidores livres e especiais (que optarem por contratar sua energia no ACL) devem buscar no mercado fontes de energia para suprir sua demanda. Neste formato, conforme indicado pela última versão das Regras de Comercialização da CCEE, aprovada pela Resolução Normativa nº755/2016 da ANEEL, revisada pela publicação da Lei nº 13.203/2015, a comercialização de energia é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes. Todos os contratos negociados no ACL têm suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes. Loureiro (2021) indica que alguns limites balizam as atividades no ACL, como a obrigatoriedade de aderir à CCEE, de se submeter às regras e procedimentos de contabilização (liquidação necessária de sobras e déficits de energia), exigência de

contratação da totalidade de suas previsões de consumo por meio dos contratos, registro dos contratos na CCEE, dentre outros.

Loureiro (2021) aponta que todas as previsões de consumo de agentes do ACL devem estar amparadas contratualmente pelos acordos bilaterais firmados. Existem dois tipos de contrato: Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI); e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), para as demais fontes não incentivadas. Os consumidores, segundo as regras de comercialização da CCEE, aprovadas em sua última versão pela Resolução Normativa nº755/2016, não possuem limites para os montantes de energia comercializados no ACL por meio dos contratos bilaterais. A celebração de contratos se dá por meio de previsões de consumo, e é de se esperar que nem sempre valores medidos sejam exatamente iguais aos valores contratados. Alguns consumidores possuem demanda flexível o suficiente para se ajustarem aos montantes contratados, enquanto outros não possuem a mesma capacidade. No ambiente físico, os consumidores recebem energia tanto quanto precisarem, mas as diferenças serão contabilizadas no mercado de curto prazo, ou mercado de curto prazo.

Enquanto consumidores estimam livremente os montantes a serem comercializados no ACL, o Decreto 5.163/2004 institui que “os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos”. O lastro é constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração, definido pelo Ministério de Minas e Energia, constando no contrato de concessão ou do ato de autorização. Segundo Loureiro (2021), o lastro está ligado a questões de planejamento e características físicas dos produtores de energia, enquanto a garantia física está relacionada a questões de segurança no abastecimento, uma capacidade de produção com margem de risco controlada. Desta forma, os produtores de energia possuem quantidade limitada de energia a serem comercializadas contratualmente, podem vender menos, mas nunca mais do que o lastro que possuem. No entanto, os montantes de energia contratados quase nunca correspondem aos montantes do mundo físico, uma vez que a energia gerada, principalmente por fontes intermitentes como solar e eólica, depende de diversos fatores climáticos não previsíveis. As diferenças dos valores contratados e medidos são contabilizadas no mercado de curto prazo.

### **O Preço de Liquidação das Diferenças**

Agentes integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN), que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), sejam eles produtores de energia, consumidores, importadores

ou comercializadores, liquidam as diferenças registradas entre ambiente contratual e físico no mercado de curto prazo. Diferente dos contratos bilaterais, onde compradores e vendedores de energia acordam os termos que serão comercializados montantes de energia, no mercado de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é dado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Dentre as obrigações da CCEE, definidas pela Lei 10.848/2004, estão a apuração dos montantes a serem comercializados pelos vendedores/compradores no mercado de curto prazo de energia e tratamento econômico destas diferenças dos valores contratados/medidos.

O PLD é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), e todos os agentes devem comercializar as diferenças neste preço dado, não sendo possível negociar condições bilaterais. Segundo a CCEE (2022), o PLD é calculado diariamente, para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Ainda conforme a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, modelos computacionais são utilizados para realizar estes cálculos (Newave, Decomp e Dessem) a partir dos valores do CMO. Estes modelos se diferem pelo horizonte de tempo utilizado na análise. Segundo a CCEE (2022), o modelo Newave é utilizado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos). A partir dos resultados deste modelo, as discretizações são utilizadas como *input* para o modelo Decomp, modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo, com horizonte de poucos meses. A partir destes valores discretizados, os dados são utilizados no modelo Dessem, modelo de curtíssimo prazo, que fornece dados para a programação diária da operação. A Figura 3.1 abaixo ilustra o fluxo das informações, bem como a periodicidade usada nas análises.

**Figura 3.1** - Fluxograma dos modelos computacionais para cálculo do CMO.



Fonte: CCEE (2022).

O modelo de curtíssimo prazo, Dessem, foi recentemente implantado no planejamento do sistema elétrico brasileiro, utilizado para calcular o PLD, segundo a CCEE (2022), a partir de 1º de janeiro de 2021. A partir desta data, valores horários do PLD são divulgados para

liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. A fim de se mitigar impactos nos agentes do setor em relação à adoção desta nova discretização do PLD (antes, semanal), a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) determinou que fosse calculado os valores do preço horário em paralelo ao preço semanal oficial em 2019 e 2020, possibilitando que os agentes do setor planejassem novas estratégias econômicas.

O cálculo do PLD, a ser utilizado no mercado de curto prazo, leva em consideração o momento corrente do setor elétrico, ou seja, tenta representar o preço que a energia vale naquele instante. No caso do sistema elétrico brasileiro, esta tarefa não é trivial, pois grande parte da matriz elétrica é composta por fontes hidrelétricas. De maneira sucinta, a água não possui custo para girar turbinas de hidrelétricas, mas na prática, ela evita que outras fontes, que necessitam de combustíveis fósseis, por exemplo, sejam acionadas (VICCHINI, 2019). Desta forma, o CMO, base para cálculo do PLD, leva em consideração quando custaria gerar uma unidade de energia, em dado instante, considerando o Custo Futuro da Água, ou seja, quanto a geração hidrelétrica atual economiza em energia térmica no futuro. Para se chegar neste cálculo de custos, segundo CCEE (2022), deve-se levar em consideração a Função de Custo Futuro, utilizada para comandar as decisões que determinam o estado de armazenamento a ser atingido em cada etapa do planejamento energético.

Segundo a CCEE (2022), o cálculo do PLD leva em consideração fatores como condições hidrológicas, preços de combustível, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, expectativa de geração de usinas não despachada centralizadamente, demanda de energia, custo de déficit e na entrada de novos projetos. Considerando que a matriz elétrica brasileira possui diversas fontes não despacháveis (geração solar centralizada e distribuída, e geração eólica), é de se considerar que o aumento destas fontes de energia possa impactar na formação de preço do PLD. A gestão de risco está intimamente ligada ao planejamento de agentes do ACL, pois, diferente dos consumidores cativos no ACR, que compartilham custos operacionais e compra de energia, e dos agentes geradores no ACR que celebram contratos de longo prazo com distribuidoras de energia com condições pré-definidas, agentes do ACL devem considerar diferentes previsões de consumo, geração e projeção do PLD para celebrar contratos bilaterais, e de certa forma, definir a exposição aos riscos do mercado de curto prazo (CABRAL et al., 2021).

## **Gestão de risco no mercado de curto prazo**

Importantes indicadores de risco com o Value At Risk (Var) e Conditional Value at Risk (CVar) são utilizados para mensurar a exposição ao risco de agentes no ACL, projetando quantidades a serem assegurados em contratos bilaterais, e montantes que devem ser comercializados no mercado de curto prazo. Johnson e Oliver (2019) apontam que a volatilidade de fontes intermitentes pode impactar na gestão de riscos na comercialização de energia a curto prazo. Apesar de previsões no médio prazo serem mais assertivas, uma parcela significativa de risco é adicionada a esta equação, como apontado por Newbery et al. (2018). A energia comercializada por agentes geradores depende de condições meteorológicas, voláteis e inflexíveis, e enquanto o PLD levar em consideração estas fontes não despachadas centralizadamente (solar e eólica), é possível que a volatilidade na geração possa causar certa volatilidade no PLD, o que deixa mais complexo cálculos de risco na exposição ao mercado de curto prazo. Além de reduzir a previsibilidade, a volatilidade pode expor agentes comercializadores a valores distantes das médias esperadas para o PLD, contribuindo para o aumento do desvio padrão dos valores. Estes agentes repassam tais custos oriundos do risco no preço da energia comercializada com os consumidores do ACL. Johnson e Oliver (2019) reforçam que a penetração de fontes renováveis está associada a instabilidades na geração da energia elétrica, bem como erros de previsão. Os custos do risco, ainda segundo os autores, são embutidos no preço final da energia, podendo reduzir benefícios da geração por energias renováveis.

Outra questão que vale ser levantada, é que, como indicado pela CCEE (2022), o PLD é calculado por submercado, ou seja, o CMO de cada submercado impacta na formação do PLD daquele submercado. Enquanto as linhas de transmissão tiverem folga operacional, o CMO de um submercado é igual aos adjacentes, considerando que uma mesma usina pode acrescentar uma unidade de energia para qualquer outro submercado. Fontes renováveis intermitentes como solar e eólica não são sempre instaladas de maneira distribuída no setor elétrico, mas grandes parques eólicos e usinas solares são implantadas em locais de maior potencial, como indicam Cole e Frazier (2018). Desta forma, a concentração de fontes de geração intermitente em locais longe do centro de consumo pode congestionar linhas de transmissão, o que impacta em diferentes valores para os PLD em cada submercado. Este tipo de dinâmica impacta diretamente no cálculo de projeções e exposição ao risco em contratos bilaterais celebrados no ACL.

A liberalização do mercado elétrico atrai novos consumidores, que são abastecidos por uma oferta com forte presença de fontes intermitentes, solar (98%) e eólica (46%), como apontado pela ABRACEEL (2022). Considerando que a liquidação das diferenças entre ambiente físico e contratual são liquidadas no mercado de curto prazo, os níveis de penetração de fontes que dependem de fatores meteorológicos voláteis podem transmitir este comportamento aos preços do mercado de curto prazo. Brouwer et al. (2014), Acemoglu et al. (2017), Zou et al. (2017), Johnson e Oliver (2019) e Frew et al. (2019) pesquisaram sobre o comportamento do preço da energia com o aumento de fontes eólica e solar, principalmente em relação à volatilidade, e diferentes contextos e níveis de participação destas fontes parecem impactar na dinâmica dos mercados.

### **Volatilidade no preço da energia**

Frew et al. (2019) apontam que diferentes níveis de penetração de fontes renováveis exercem influências distintas no preço da energia elétrica. Os autores conduziram um estudo que aponta que a presença de fontes intermitentes como solar e eólica aumentam a volatilidade nos preços de atacado. Wozabal, Graf e Hirschmann (2016) entendem que, com pouca ou moderada presença de fontes intermitentes, a variância no preço tende a diminuir, enquanto grandes quantidades têm efeito oposto. Vale observar que este estudo avaliou o sistema elétrico da Alemanha, com todas as suas particularidades. O sistema elétrico brasileiro possui características específicas, como grande dimensão e representatividade de geração por usinas hidrelétricas, e segundo Castro et al. (2014), o mercado de curto prazo pode até mesmo sinalizar mais a geração hidráulica do que outros fatores.

Em países liberalizados, o aumento de FERs parece ter relação positiva com o preço da energia, reduzindo o preço da eletricidade (PEÑA e RODRIGUEZ, 2019). Apesar desta relação positiva, Ballester e Furió (2015) apontam que com o aumento da presença de fontes intermitentes, maior é a ocorrência de saltos no preço da energia elétrica, contribuindo com aumento significativo da volatilidade do preço. No entanto, como apontado por Calabria e Saraiva (2014), o mercado de curto prazo brasileiro age como um mecanismo de liquidação de diferenças, não como um verdadeiro mercado liberalizado, sendo que o preço nem o despacho da energia são livremente definidos pelos agentes. Certamente, pelo desenho de mercado com suas particularidades, a penetração de fontes renováveis trará comportamento distinto de outros sistemas elétricos pelo mundo.

O Brasil possui dimensões continentais, e segundo Ballester e Furió (2015), uma variedade de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa) distribuídas geograficamente podem reduzir a volatilidade dos preços, reduzindo assim, os riscos atrelados à comercialização de energia em ambientes com alta penetração deste tipo de geração. Outro aspecto favorável que o sistema elétrico brasileiro possui é a forte presença de geração hidrelétrica, capaz de responder à inflexibilidade de fontes intermitentes. Ainda que grande parte das usinas movidas a energia hidráulica atendam ao mercado regulado, a capacidade de regularização traz equilíbrio ao sistema, evitando o acionamento de fontes térmicas para fornecimento de energia. Usinas termelétricas, por seus altos custos de operação, acabam por elevar o valor do PLD a ser praticado no mercado de curto prazo. Paradoxalmente, a grande dimensão do SIN, que traz vantagens em relação à volatilidade, acaba por exigir grande capacidade de transmissão para escoar energia por FERs, longe dos centros de carga. Esta característica pode fazer com que, mesmo que globalmente equilibrado, o mercado de curto prazo possa apresentar diferentes valores de PLD para os submercados, como resposta a estas limitações no escoamento da energia. O Gráfico 3.5 ilustra a evolução do PLD nos diferentes submercados.

**Gráfico 3.5** - Evolução do PLD nos submercados de energia.



Fonte: Análise PLD (RUAS, 2020).

Variações no PLD expõem consumidores que adquirem energia no ACL, mas também agentes geradores de energia. Como apontado por Johnson e Oliver (2019), a penetração de fontes renováveis está associada a instabilidades na geração da energia elétrica, bem como erros de previsão. Calabria e Saraiva (2014) reforçam desafios enfrentados por fontes intermitentes que comercializam energia no ACL, como a ausência de um mercado de curto prazo de fato, uma vez que agentes não decidem ativamente os lances no mercado de liquidação de diferenças, ficando à mercê dos despachos do ONS e os softwares utilizados nas

decisões. Ainda segundo os autores, o preço praticado no mercado de curto prazo não é resultado das interações dos participantes, mas um *output* de uma cadeia de sistemas operados por uma terceira parte. Calabria e Saraiva (2014) sugerem que uma nova solução baseada em direitos de energia e reservatórios virtuais pode aumentar a flexibilidade destes agentes geradores e promover o mercado de curto prazo. Áquila et al. (2016) concluem que estas dinâmicas fazem com que o mercado regulado ofereça menos riscos para o produtor de energia, quando comparado ao mercado livre.

### 3.3 CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Este capítulo buscou compreender os diferentes impactos do aumento de renováveis na comercialização de energia elétrica no setor brasileiro. No Ambiente de Contratação Regulada, onde as concessionárias e permissionárias adquirem energia para consumidores cativos, o aumento de micro e minigeração reduz o congestionamento de linhas de transmissão, pois a energia é gerada nos centros de consumo, o que pode ter impactos positivos na composição do preço da energia. No entanto, o crescimento da geração distribuída aumenta a complexidade da operação das redes de distribuição. Algumas distribuidoras já operam com valores próximos de 10% do consumo abatido por sistemas fotovoltaicos instalados em suas áreas de concessão. Valores desta magnitude já contribuem para o aumento da complexidade dos fluxos energéticos, trazendo a necessidade de investimentos que terão seus custos repassados nas tarifas de energia.

Enquanto a geração distribuída traz desafios à operação das redes de distribuição, usinas centralizadas vencedoras de leilões do ACR oferecem vantagem em relação a outros tipos de fonte, principalmente em relação ao preço da energia e tempo para construção dos empreendimentos. É notável a presença de usinas a partir de energia solar e eólica nos últimos leilões, o que traz capacidade de crescimento na oferta de energia, uma vez que a expansão da fronteira hídrica esbarra em questões ambientais e fontes a partir de combustíveis fósseis possuem custos elevados de geração.

Políticas de incentivo à geração distribuída parecem ter dado espaço para estruturação do mercado. A nova lei da micro e minigeração retirou a isenção de custos do transporte da energia para energia compensada, o que aumentou o *payback* dos investimentos. De certa forma, o mercado teve tempo para se estruturar e amadurecer, o que fez com que o custo para instalação de sistemas fotovoltaicos (predominantes na geração distribuída) reduzisse, seja por formação de mão de obra ou estruturação da cadeia produtiva. A nova Lei teve papel

importante também na condensação de um contexto legal estável para a distribuidoras, e corrigir movimento de desigualdade social que prevalecia, considerando que consumidores com maior poder aquisitivo acabavam por contribuir menos para sustentação das distribuidoras, cabendo aos demais usuários do sistema arcar com o rateio dos custos operacionais.

Quando avalia-se os impactos do aumento de fontes renováveis intermitentes no ACL, é notável perceber a importância que estas fontes têm no aumento da oferta de energia. Outra importante questão a ser considerada é a liberalização do setor elétrico brasileiro nos últimos anos, com novos consumidores cativos se tornando especiais. Neste cenário, caso os consumidores optem por adquirir energia no ACL, devem obrigatoriamente acessar fontes incentivadas para atender suas demandas. Este movimento de liberalização disponibiliza um ambiente mais econômico para consumo de energia, o que pode fomentar o aumento de consumo de energia pela viabilidade de processos produtivos (por exemplo) e promover novos empreendimentos que geram energia a partir do sol e ventos para atender a esta demanda. Enquanto pequenas centrais hidrelétricas dependem de condições ambientais e geográficas muito específicas para serem instaladas, o potencial fotovoltaico e eólico brasileiro ainda tem muito a ser explorado. Ainda que alguns incentivos como redução de TUSD e TUST tenham sido revogados, o amadurecimento da tecnologia e estruturação do mercado brasileiro tem reduzido os preços para instalação de sistemas de geração de energia, o que atrai novos investidores ao setor.

Ainda que o aumento de fontes de energia solar e eólica tragam muitos benefícios, é relevante se investigar os impactos no preço e sua volatilidade. Estas fontes não possuem custos de operação, o que pode reduzir o preço médio da energia, no entanto, a intermitência inerente pode aumentar o risco na comercialização de energia, o que pode causar efeito oposto, com incremento de parcela, precificando o risco da volatilidade. Ainda que os efeitos na volatilidade do preço tenham sido completamente compreendidos, é inegável que o aumento de energia gerada por usinas solares e eólicas aumenta o congestionamento de linhas de transmissão. Este fenômeno aumenta os riscos de comercialização de energia entre submercados, uma vez que pode fazer com que PLD sejam diferentes entre submercados por conta da falta de capacidade de escoamento de conexões importantes. Um agravante para esta questão é o fato de que as grandes usinas renováveis são instaladas predominantemente na região nordeste e norte de Minas Gerais, longe dos centros consumidores localizados no sudeste e sul do Brasil. Grandes investimentos no escoamento de energia (expansão de linhas

de transmissão) e armazenamento (como hidrogênio verde ou baterias) são importantes mecanismos para se reduzir impactos no preço da energia.

O Brasil tem se desenvolvido em relação aos modelos computacionais utilizados no planejamento energético nacional. Nestes últimos anos, vivemos incrementos na complexidade das previsões, agora divulgando preços horários para o PLD. O mercado ainda está se adaptando a esta mudança, mas certamente uma maior quantidade de dados traz mais robustez às previsões do sistema, que poderão trazer melhores resultados na gestão de contratos de energia. Por outro lado, tal incremento traz também mais complexidade nesta gestão das comercializadoras de energia, o que implica em mais dedicação, investimentos em ferramentas e uma melhor gestão das carteiras e seus riscos associados.

## CAPÍTULO 4 - FONTES RENOVÁVEIS E A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Este capítulo tem o objetivo de analisar como o aumento da participação das fontes renováveis de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, especificamente, energia gerada por usinas solar e eólica, impacta na operação do sistema elétrico. Para tanto, desafios enfrentados por outros sistemas de energia ao redor do mundo são utilizados como eixos de discussão para se compreender as questões particulares do Brasil, e o quão apto está a receber o aumento da presença de fontes intermitentes. Os desafios encontrados nos artigos selecionados na revisão bibliográfica tratam dos impactos em relação ao fluxo de energia, redução da flexibilidade de operação do sistema e como estes obstáculos podem ser superados. Como já abordado nesta dissertação, questões como reforço de malha de transmissão e armazenamento de energia podem ser aliados na expansão da participação de fontes intermitentes, e são tratadas em subcapítulos próprios.

O sistema elétrico brasileiro é operado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), que despacha a energia conforme demanda de consumo (OLIVEIRA, 2003). Instituída pela Lei 9.648 de 1998, o ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada para coordenar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). No parágrafo único do Art. 13º da Lei de criação do ONS, são apontadas as competências e incumbências da entidade, destacando o primeiro inciso, que atribui a “Organização prévia dos (principais) recursos de geração e transmissão ou preparação da operação, em base às previsões de carga e às disponibilidades e custos de produção das usinas e situação das redes”. Segundo Loureiro (2021), esta tarefa de preparação ocorre de modo permanente e contínuo, a partir de sofisticados processos computacionais. O segundo inciso do artigo trata da operação em tempo real, ou seja, monitoramento do comportamento da demanda e geração de energia, e disparando ordens para equilibrar esta relação geração-carga.

O planejamento, tratado no primeiro inciso, é feito por meio de processos computacionais complexos, que coletam informações, realizam projeções, simulações e verificações de condições físicas de elementos do sistema e geram inúmeros planos e programas anteriores à operação (LOUREIRO, 2021). O ONS publica, em sua página oficial, sumários dos Programas Mensais de Operação (PMO), programação diária, e até mesmo, Programa de Resposta da Demanda. Segundo o ONS (2022a), “os estudos de otimização e simulação da operação do SIN são realizados em base mensal, com discretização em etapas semanais e por patamar de carga”. Ainda conforme o ONS (2022a), revisões semanais são realizadas e informações atualizadas são incorporadas sobre o estado do sistema, condições

meteorológicas e previsões de carga e afluências. O planejamento, ainda conforme Loureiro (2021), se baseia no binômio: segurança energética (presente e futura); e economicidade sistêmica (presente e futura).

A partir das programações de operação, e informações atualizadas sobre o sistema, o ONS realiza as atividades operativas, arrematando usinas para produzir energia suficiente para atender à demanda de energia elétrica em tempo real. Algumas fontes são flexíveis e podem variar a quantidade de energia gerada a partir de uma ordem do operador (hidrelétricas com reservatório). Já outras são inflexíveis, que caso cessem a geração, perdem potencial de produção de energia (solar, eólica ou hidrelétricas a fio d'água) ou aquelas que, por questões técnicas (nucleares) ou contratuais (gás natural), devem manter a geração constantes (CASTRO, BRANDÃO E DANTAS, 2009). A Ordem de Despacho, ou seja, relação das usinas que produzirão energia, é dada primeiramente àquelas inflexíveis, e o restante é definido com base nos custos de operação.

O Brasil possui uma matriz hidrotérmica, com forte presença de usinas hidrelétricas, o que traz um desafio ao planejamento da operação. Usinas que utilizam fluxo hidráulico dos rios para geração de energia não pagam pela água utilizada, mas esta geração deve ser valorada, e segundo Maceira, Penna e Damázio (2006) tal questão foi respondida com o desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo de um parâmetro chamado de Valor da Água (VA). Segundo os autores, esta metodologia é capaz de valorar a água estocada nos reservatórios, associada às incertezas. Este parâmetro permite que o Operador do sistema utilize o VA como base para elaborar a ordem de despacho, ou seja, a relação das usinas que produzirão energia (LOUREIRO, 2021).

Considerando que a carga não pode ser operada pelo ONS, em casos normais, o operador deve possuir fontes flexíveis, ou despacháveis, para que possa atender à demanda de energia em tempo real. Situações extremas de falta de energia disponível no sistema, como a crise energética ocorrida no ano de 2001, podem obrigar o ONS a realizar desligamentos programados de carga. Loureiro (2021) aponta que, durante a operação, a preocupação do ONS já não é mais economicidade e suficiência energética no tempo, mas a estabilidade e adequado funcionamento físico do sistema (segurança elétrica). Neste caso, contar com um sistema que ofereça flexibilidade operativa é importante para se ter uma estabilidade elétrica no SIN.

#### 4.1 FLEXIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

O Brasil, apesar de possuir abundância de recursos naturais e uma presença considerável de fontes flexíveis, principalmente a partir de fontes hidrelétricas com reservatório, já viveu racionamento de energia causado por escassez de chuvas e atrasos em investimento de energia (CONSIDERA et al., 2002). Apesar do modelo de mercado ter sido reestruturado, importante papel do Estado (CASTRO et al., 2014), garantindo a expansão da geração, esta expansão se dá por fontes não flexíveis. Como apontado anteriormente, a expansão da oferta de geração de energia em 2020 se deu, em ordem decrescente, por solar distribuída (2,5 GW), eólica (1,8 GW), gás natural (1,5 GW), solar centralizada (0,8 GW), biomassa (0,3 GW), hidro (0,2 GW), e outros (0,1 GW). Vale observar que os tipos de fonte com maior predominância são inflexíveis (solar, eólica), considerando ainda que termelétricas a gás natural podem ser inflexíveis por questões contratuais (CASTRO et al., 2014) e a expansão do parque hídrico brasileiro, principalmente, na região norte do país, é marcada por uma topografia suave e baixos desníveis. Neste tipo de local, usinas do tipo fio d'água são instaladas, que não armazenam reservatórios de água, como as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, ambas em Roraima, e a maior usina integralmente brasileira, a hidrelétrica de Belo Monte, no Pará.

Paradoxalmente, segundo Castro et al. (2014), o avanço do desenvolvimento de fontes renováveis com o incremento principalmente da participação de usinas solar e eólica nas matrizes elétricas mundiais, tende a criar imperfeições no funcionamento dos mercados de energia. Hoogwijk et al. (2006) apontam que, em se tratando de fontes solar e eólica, a disponibilidade de fornecimento de energia está fora do controle dos operadores dos sistemas elétricos, o que traz consequências técnicas e econômicas. Ciupăgeanu et al. (2019) apontam que a grande presença de fontes renováveis pode trazer consequências negativas, principalmente em relação ao planejamento e segurança no abastecimento de energia.

Fontes de energia elétrica inflexíveis são prioritárias na geração de energia (HOOGWIJK et al., 2006), como por exemplo eólica, solar, usinas hidrelétricas a fio d'água e nuclear. A ordem de mérito de geração segue para usinas flexíveis, como hidrelétricas com reservatório, termelétricas a gás natural, ou a carvão. Ainda que cada uma possua capacidades distintas de aumento e decréscimo de geração, são estas as que permitem a operação do ONS, que com suas previsões diárias por patamar de carga, tentam atender à demanda garantindo estabilidade no sistema. Hoogwijk et al. (2006) apontam que participação significativa de fontes intermitentes como solar e eólica exigem que o sistema elétrico tenha capacidade de

alterar a demanda de energia em altas taxas de  $\text{MWmin}^{-1}$ , o que pode ser atendido por turbinas a gás ou diesel, ou ainda usinas hidrelétricas.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2022), a matriz elétrica brasileira é predominantemente baseada em fontes hidráulicas, com expressiva presença de termelétricas (a base de biocombustíveis, gás natural, diesel e carvão). Desta forma, a matriz possui fontes que são capazes de atender à volatilidade de fontes renováveis, mas considerando que a expansão se dá principalmente por fontes inflexíveis (ANEEL, 2022) é importante avaliar a capacidade do SIN de receber este acréscimo mantendo a confiabilidade de fornecimento. Castro et al. (2014) fazem importante contribuição ao destacarem que o aumento da oferta de renováveis reduz a produção das centrais termelétricas, o que prejudica o modelo de negócio dos geradores térmicos, funcionando por menos horas, remunerados a preços cadentes. Como resultado, paradoxalmente, pode-se culminar na redução desta importante ferramenta de estabilidade do sistema, em se tratando da capacidade de *ramp-up*, apontada por Kirby e Milligan (2008). Esta necessidade de capacidade de reserva que possa gerar energia de maneira a responder a inflexibilidades do sistema aumenta a complexidade da operação. Garantir flexibilidade operativa do sistema, não só globalmente, mas localmente, é importante aspecto a ser considerado nesta nova fase de expansão da matriz elétrica brasileira com base em fontes não despacháveis.

Fontes renováveis como solar centralizada e eólica são instaladas em locais de maior potencial de geração, o que gera uma concentração deste tipo de expansão. Ainda que, globalmente o sistema atenda à volatilidade deste crescimento, linhas de transmissão podem se sobrecarregar para escoar geração de energia por FERs. Chattopadhyay (2014) aponta que muitos países já vivem cenários com transmissão limitada em linhas elétricas importantes por conta da elevada intermitência de geração.

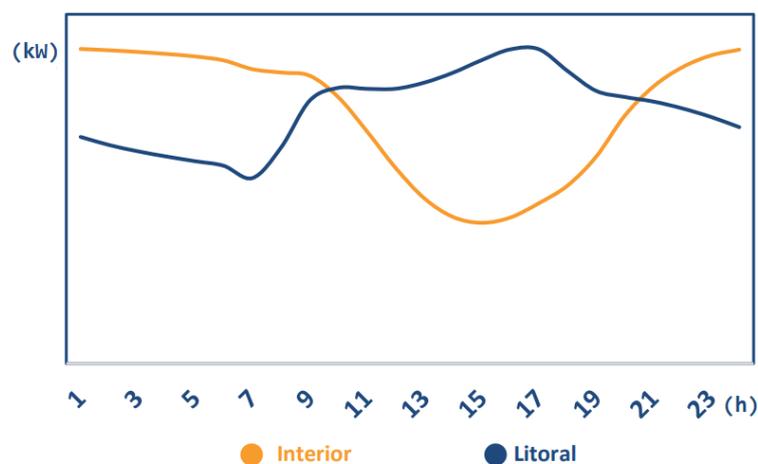
## 4.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO

O sistema elétrico brasileiro possui dimensões continentais. Deixando de lado alguns sistemas isolados, principalmente na região norte, o sistema é interligado por uma malha de transmissão de grande proporção. Segundo Loureiro (2021), a malha de transporte de energia elétrica do SIN possui 141.756 km. Conforme o ONS (2022b), o sistema de transmissão propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. Além desta diversidade de regimes, os diferentes subsistemas brasileiros possuem características distintas, tanto em relação ao

consumo quanto à geração. Enquanto fontes termelétricas são preferencialmente instaladas perto dos centros de carga, usinas eólicas são instaladas principalmente nas regiões nordeste e sul (ONS, 2022b) e usinas solares centralizadas são instaladas nas regiões sudeste e nordeste. As linhas de transmissão possuem importante papel de escoamento destas fontes dispersamente instaladas e de garantir segurança e economicidade ao longo de diferentes condições hidrológicas sazonais.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2021), mais de 750 parques eólicos estão em operação em território brasileiro, ultrapassando os 20 GW de capacidade instalada. Ainda segundo o órgão governamental, mais de 10 mil torres eólicas instaladas fazem o Brasil ocupar a sétima posição no ranking mundial de geração eólica. A maior parte da potência instalada está na região nordeste, com destaque às usinas: Ventos de Arapuá 1, 2 e 3 (Paraíba), Chafariz 4 (Paraíba), Filgueira II (Rio Grande do Norte) e Ventos de Santa Martina 11 (Rio Grande do Norte). O Ministério de Minas e Energia (2021) indica ainda que a expectativa é de que a geração eólica atinja a marca de 25 GW até 2023. Segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (2020), cerca de 90% da capacidade eólica está instalada na região nordeste do país, que apresenta variações de geração anual entre 10% e 20% em relação à média histórica. Quanto aos ciclos mensais de geração desta região, dois perfis principais são observados (litoral e interior), ambos com maior geração no segundo semestre do ano. Estes dois perfis principais também se diferenciam na geração ao longo do dia, podendo ser complementares, dependendo dos locais observados, conforme ilustrado pelo Gráfico 4.1 a seguir.

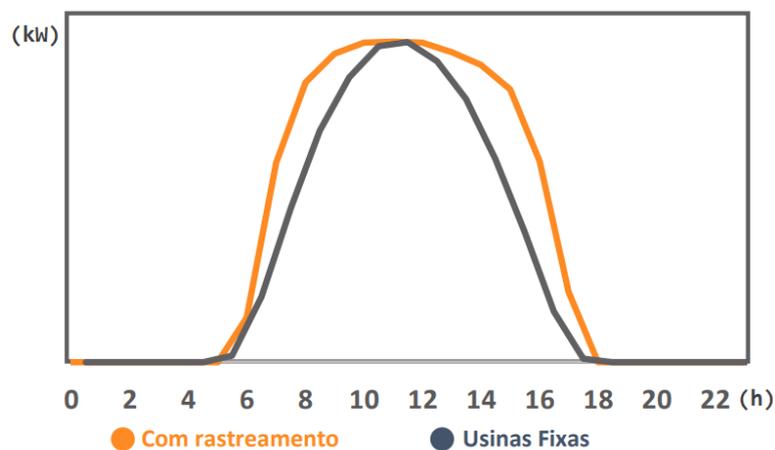
**Gráfico 4.1** - Geração horária dos dois perfis principais (interior e litoral) de gerador eólico na região nordeste.



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (2020).

Em relação à produção de energia elétrica proveniente de usinas fotovoltaicas centralizadas, a Empresa de Pesquisas Energéticas (2020) aponta que o Brasil possui mais de 2,9 GW em operação e 4,5 GW contratados até 2025. Os projetos mais recentes estão concentrados na região nordeste e norte do estado de Minas Gerais, por conta de valores de irradiação média favoráveis. Ainda segundo a EPE, a geração de energia fotovoltaica nestas regiões tem variabilidade interanual baixa, apresentando variação de geração anual de até 5% para mais ou para menos em relação à média. Quando analisamos os ciclos mensais da geração fotovoltaica, a sazonalidade depende da região em que a usina está localizada, influenciados por questões como nebulosidade ao longo do ano, duração do dia (a depender da latitude) e temperatura. Ainda segundo a EPE (2020), o perfil horário da geração de usinas fotovoltaicas possui maior volatilidade, sendo similar em todo país (com maior geração próximo do meio dia). Vale observar que sistemas fotovoltaicos fixos (em que os painéis são instalados na melhor posição possível) a curva é mais aguda, quando comparamos a usinas com rastreamento (em que a estrutura que fixa os módulos fotovoltaicos se movimenta buscando receber mais radiação solar ao longo dos dias), como ilustrado pela Gráfico 4.2 a seguir.

**Gráfico 4.2** - Perfil de horário médio de usinas fotovoltaicas fixas e com rastreamento.



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (2020).

A expansão da geração por meio de fontes solar e eólica traz o desafio de escoamento dessa energia. Conforme indicado anteriormente, a maior parte dos parques eólicos estão localizados na região nordeste do país, da mesma forma que a concentração de usinas centralizadas fotovoltaicas na região nordeste do país e norte de Minas Gerais. Segundo Loureiro (2021), a construção destes empreendimentos deve ser combinada com a implementação de linhas de transmissão capazes de transportar a energia gerada para os grandes centros consumidores, nas regiões sul e sudeste. Outro desafio na transmissão de

energia a partir destas fontes, ainda segundo o autor, é o baixo fator de capacidade (relação entre energia gerada e capacidade instalada), ou seja, um perfil de geração não constante pode fazer com que a capacidade de transmissão necessária para escoamento não seja utilizada boa parte do tempo. Esta característica, como apontam Deane, Driscoll e Gallachóir (2015), tende a provocar congestionamento em linhas de transmissão. Outra questão importante são as distâncias entre locais de geração e consumo, o que requer a construção de longas linhas de transmissão para os centros de carga, o que implica elevados investimentos.

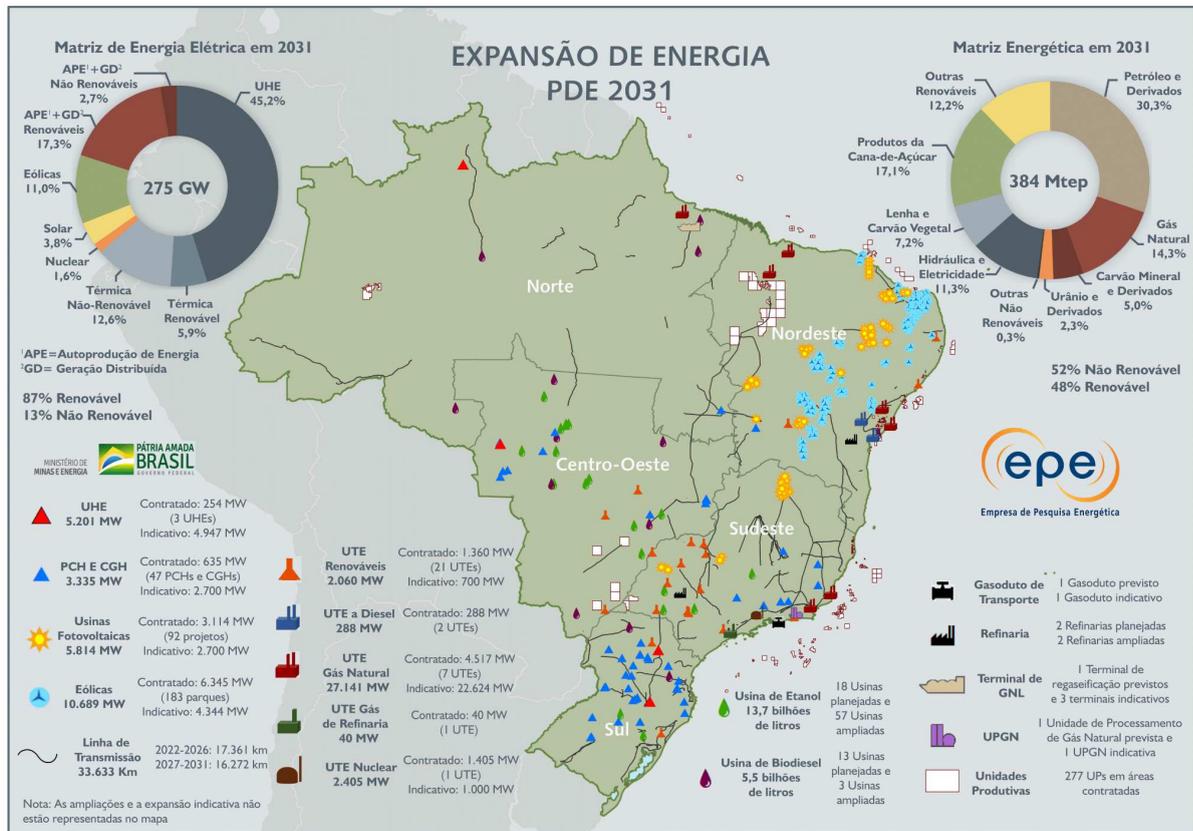
A confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade do atendimento estão intimamente ligados à expansão de linhas de transmissão (ONS, 2022c). Esta expansão é fruto de estudos conduzidos pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), instituída pela Lei 10.847, de 15 de Março de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, publicados sob a forma de Planos Decenais de Expansão de Energia, sendo que o último publicado tem o horizonte de até 2031. Segundo a EPE (2021) após a publicação da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, e da Portaria do MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020, que definiram critérios de segurança de suprimento do setor elétrico, o planejamento deve identificar de forma eficaz se o SIN se encontra em zona de operação segura ou não. Este critério já foi incluído no PDE 2030 e a última edição, PDE 2031, segue com aprimoramentos em relação à quantificação dos requisitos. Para complementar o PDE, segundo o ONS (2022c), um Plano de Ampliações e Reforços (PAR), análise anual, ocorre no horizonte de estudos da operação e propõe ampliações e reforços necessários para garantir qualidade e segurança no SIN. O MME promove ações de integração setorial, e é feita a compatibilização do PAR, elaborado pela ONS, com o Plano de Expansão da Transmissão (PET), elaborado pela EPE. Este documento, segundo o ONS (2022c), é denominado Consolidação das Obras da Rede Básica (PAR/PET), que subsidia o processo de outorga de obras de transmissão realizadas pela ANEEL, observando a Lei 8.987/1995.

O Plano Decenal da Expansão de Energia - 2031 destaca desafios relativos à escassez hídrica e seus impactos no setor elétrico brasileiro. Como forma de oferecer condições adequadas de fornecimento elétrico, diversos comitês elaboraram ações de curto prazo para garantir segurança, cabendo citar, por exemplo, aprovações dos despachos termelétricos fora da ordem de mérito econômico (mantendo armazenamento de reservatórios). Considerando o médio prazo, a expansão de oferta de energia a partir de fontes renováveis é uma forma de garantir esta segurança no suprimento, levando em conta previsões de novos parques eólicos (10.689 MW), usinas fotovoltaicas (5.814 MW), usinas hidrelétricas (5.201 MW), pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidráulicas (3.335 MW) e usinas termelétricas

renováveis (2.060 MW). A expansão de fontes não renováveis conta com usinas a gás natural (27.141 MW), usinas termelétricas nucleares (2.405 MW), usinas termelétricas a gás de refinaria (40 MW) e usinas termelétricas a Diesel (288 MW). O PDE considera também a construção de 33.633 km de linhas de transmissão, fortalecendo a capacidade de escoamento com a construção destes empreendimentos de geração.

Um mapa síntese do PDE 2031 é exibido na Figura 4.1 abaixo. Observa-se que muito da expansão de usinas fotovoltaicas (simbolizado por um ícone amarelo no mapa) e eólicas (simbolizado por um ícone azul claro no mapa) estão predominantemente posicionadas nas regiões nordeste e sudeste, locais com potencial de geração mais atrativos para os empreendimentos. O PDE 2031 destaca que a expressiva indicação de crescimento de fontes renováveis intermitentes, concentradas na região nordeste, reforça a necessidade da expansão de interligações regionais, oferecendo ao SIN maior flexibilidade na gestão de recursos globais e confiabilidade na operação e suprimento elétrico. Ainda segundo o estudo, considerando o horizonte até 2026, destaca-se expansão de 150% na capacidade de exportação de energia da região nordeste em comparação ao início da década.

**Figura 4.1 - Mapa Síntese do PDE 2031 - Expansão de energia.**



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE (2022).

A expansão de fontes renováveis a partir do Ambiente de Contratação Livre - ACL, como já abordado anteriormente, é outro fator relevante no planejamento da expansão de linhas de transmissão. Segundo o PDE 2031, esta expansão no ACL oferece mais dificuldade na gestão das informações relativas ao montante e localização da geração prospectada. Considerando incertezas no planejamento da expansão, bem como redução da flexibilidade do sistema devido ao aumento de fontes intermitentes, o PDE 2031, no sentido de agregar flexibilidade ao sistema, aponta que aplicação de tecnologias à rede, como dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e o armazenamento de energia pode contribuir para um controle maior do operador do sistema.

#### 4.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O aumento da presença de fontes renováveis intermitentes como solar e eólica podem gerar gargalos na transmissão por conta da distribuição geográfica dos geradores e redução da flexibilidade na operação do sistema (PURVINS et al., 2011). Kirby e Millian (2008) reforçam a importância de se considerar sistemas de apoio para usinas eólicas que podem aumentar a necessidade de capacidade de *'ramping up'*, ou seja, geração capaz de entrar em operação em curto prazo, principalmente por conta de erros de previsão de geração. O armazenamento de energia pode ser importante aliado nesta regularização do fornecimento, em diversas formas, como baterias, usinas hidrelétricas reversíveis, ou até mesmo outras formas de energia, como a análise realizada por Åberg et al. (2019) que investiga sobre o armazenamento na forma de calor para se amortecer os picos de geração de energia por fontes renováveis intermitentes na Alemanha.

Sistemas de armazenamento com baterias eletroquímicas ou capacitores eletroquímicos podem prestar diversos serviços à transmissão, como equilíbrio de carga, controle de frequência e controle de tensão (EPE, 2022). Chakraborty, Baeyens e Khargonekar (2017) destacam que este tipo de solução ainda possui custos elevados, mas a EPE (2022a) ressalta interessante vantagem destes dispositivos, a rápida velocidade de implantação, podendo ser uma solução de curto prazo para atrasos na construção de redes de transmissão, por exemplo. Zou et al. (2017) indicam que estes custos para garantir flexibilidade e segurança do fornecimento de energia podem fazer com que baixos custos operacionais de fontes renováveis não sejam integralmente refletidos na tarifa dos consumidores. Ainda conforme os autores, quando sistemas de armazenamento de energia em larga escala se tornarem mais viáveis, poderão substituir sistemas térmicos a combustíveis

fósseis que hoje são necessários para garantir a estabilidade do sistema, fontes essas com custos elevados e que gerem impactos ao meio ambiente.

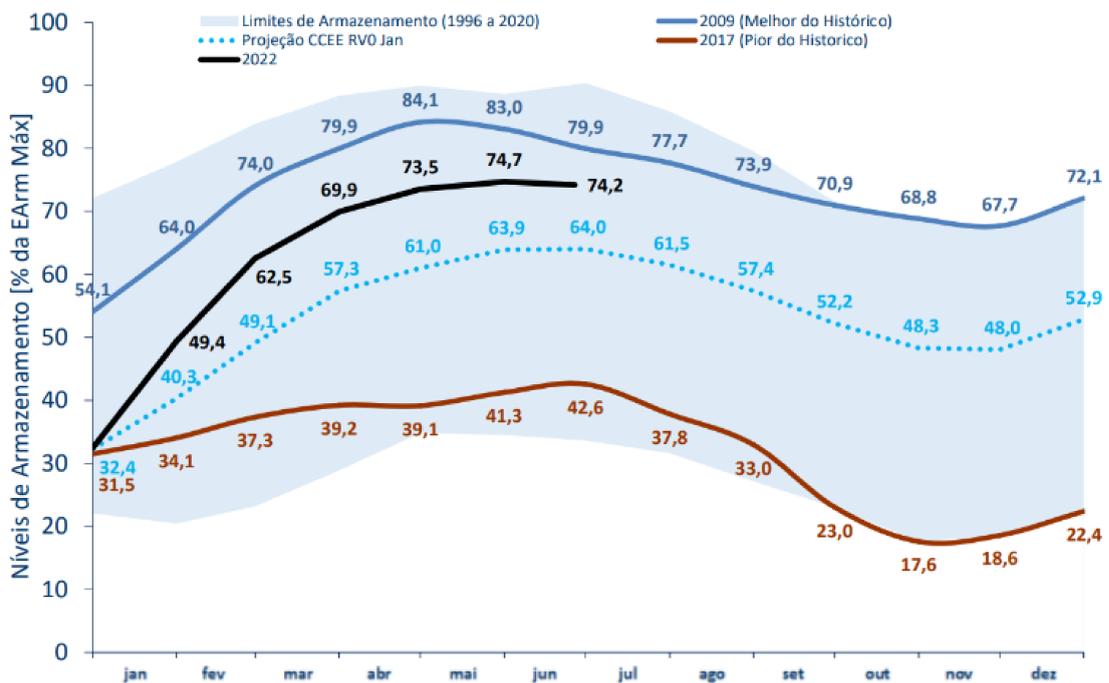
Zou et al. (2017) argumentam que o custo elevado de baterias para serem utilizadas em larga escala em sistemas elétricos inviabiliza o uso para garantir flexibilidade e segurança no abastecimento. Connolly, Lund e Mathiesen (2016) fazem importante consideração ao apontar que as baterias de veículos elétricos podem fornecer tal flexibilidade aos sistemas elétricos, o que permite que mais fontes intermitentes possam ser integradas. Ainda que a custos elevados, baterias são utilizadas como forma de armazenamento de energia em carros elétricos, cujo mercado cresce mundialmente. Segundo a IEA (2022b), as vendas de carros elétricos (incluindo totalmente elétricos e híbridos) dobraram em 2021 para um novo recorde de 6,6 milhões de veículos comercializados. Soares et al. (2022) destacam que carros elétricos permanecem conectados à rede por longos períodos (mais do que necessário para carga das baterias), o que permite utilizar estratégias para reduzir os congestionamentos na rede elétrica.

Veículos elétricos podem ser aliados à redução de emissão de gases do efeito estufa não somente pela substituição de automóveis a combustíveis fósseis, mas como aliados na penetração de fontes renováveis na matriz elétrica. A Associação Brasileira do Veículo Elétrico (2022) indica que a venda em território nacional de veículos eletrificados cresceu 78% no primeiro quadrimestre de 2022, em comparação com o mesmo período no ano anterior, o que reforça a expectativa de mais um ano positivo no desenvolvimento deste mercado. Ainda segundo a ABVE (2022), o Brasil possui cerca de 90 mil unidades em estoque total de veículos eletrificados. Esse número é inexpressivo, quando comparamos ao mercado de automóveis nacional, mas considerando que veículos a combustão apresentaram queda de 23% no mesmo período (primeiro trimestre de 2022 comparado ao ano anterior) é de se esperar que em um futuro não tão distante este mercado pode contribuir para a flexibilidade do sistema elétrico brasileiro.

Ela et al. (2016) propõe o que chama de resposta à demanda. Nesta abordagem, sugere que a demanda de energia se molde de acordo com a disponibilidade de geração. Neste caso, cargas variáveis no tempo seriam requisitos importantes, como o carregamento de carros elétricos (PURVINS et al., 2011), que podem ser realizados em momentos oportunos, geralmente à noite, quando existe um excesso de produção de energia eólica e demanda reduzida de energia. O mercado brasileiro ainda possui baixa expressividade de veículos elétricos para se considerar essa estratégia como funcional, mas a expectativa de crescimento do mercado propõe ambiente favorável para se apoiar o desenvolvimento de FERs.

O sistema elétrico brasileiro conta com grande capacidade de armazenamento de energia na forma dos reservatórios de usinas hidrelétricas. O território nacional é composto por 12 regiões hidrográficas, segundo instituído pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) na Resolução nº32 de 15 de outubro de 2003, e esta capacidade de armazenamento de usinas instaladas em diferentes regimes de sazonalidade garante redução do impacto de incertezas de aflúências, segundo Castro, Brandão e Dantas (2009). Ainda assim, o armazenamento total do sistema varia ao longo do ano, como ilustrado no Gráfico 4.3 a seguir. Ainda segundo Castro, Brandão e Dantas (2009), a maior parte da capacidade de armazenamento encontra-se na região Sudeste/Centro-Oeste (69,7%). Considerando que a expansão de energia solar e eólica, segundo o PDE 2031, está concentrada na região nordeste, a capacidade de armazenamento em reservatórios de usinas hidrelétricas não contribuirá diretamente no alívio do escoamento de energia gerada por fontes renováveis intermitentes.

**Gráfico 4.3 - Energia armazenada no SIN.**



Fonte - Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (2022).

A EPE, por meio da Nota Técnica 00602019, publicou estudo sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), uma tecnologia que pode garantir maior capacidade de armazenamento do sistema elétrico, utilizando infraestrutura já existente. Segundo o autor, desde as primeiras centrais reversíveis implantadas no século XX, as UHR desempenham diferentes papéis ao redor do mundo, destacando a relação com o desenvolvimento das usinas

nucleares entre os anos 1960 e 1980 e suporte à penetração de fontes renováveis intermitentes a partir dos anos 2000. Dwyer e Teske (2018) apontam que o aumento de fontes renováveis não regularizáveis, como solar e eólica, está aumentando o interesse mundial em expandir a capacidade de armazenamento dos sistemas elétricos. Ainda segundo os autores, no mundo, a fonte predominante de reserva de energia é em reservatórios de UHE, integrando cerca de 96% da capacidade de armazenamento de energia global. O interesse em utilizar esta infraestrutura para armazenamento por meio de UHR aumentou, com instalações na China, Portugal e Suíça.

A EPE (2019) aponta que o SIN tem a necessidade de buscar tecnologias voltadas ao atendimento à demanda e flexibilidade de operação do sistema, sendo a implantação de UHR uma das alternativas. O Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis, publicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas, constitui uma etapa inicial de uma sequência de estudos necessários para subsidiar a inserção de usinas reversíveis no SIN. Nesta primeira publicação, segundo o próprio autor, busca-se encontrar locais com potencial que sejam favoráveis à implantação de centrais reversíveis no estado do Rio de Janeiro, e, ainda conforme indicado pela EPE (2019), seguido de estudo a ser publicado sobre o estado de São Paulo, para posterior desenvolvimento nos demais estados brasileiros. O desenvolvimento desta tecnologia carece de regulamentação que ofereça normativa e procedimentos específicos destinados a desenvolver esta tecnologia no Brasil, mas já é abordado por importantes agentes institucionais.

Apesar da participação de fontes hidrelétricas, percentualmente, estar se reduzindo ao longo do tempo, é possível considerar contar com grande capacidade de armazenamento para dar suporte à penetração de fontes renováveis intermitentes, o que é uma vantagem operativa relevante. O PDE 2031 indica que a expansão de usinas por fonte solar e eólica estará concentrada na região nordeste. Ainda que não seja a região com maior capacidade de armazenamento em reservatórios, a região está em segundo lugar, representando 18,9% da energia armazenada máxima, como apontado por Castro, Brandão e Dantas (2009). Esta capacidade de armazenamento pode ter potencial para acomodar centrais reversíveis, importantes instrumentos para oferecer flexibilidade ao sistema nesta expansão da geração.

#### 4.4 CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro possui suas particularidades, principalmente em relação à matriz energética. A proeminência de hidrelétricas traz questões como valoração da água,

despacho centralizado e boa capacidade de armazenamento, esse último, importante aliado para acomodar fontes intermitentes como solar e eólica. No entanto, o início do século foi marcado pelo racionamento de energia justamente pela alta dependência de fontes hídricas para geração de energia, que, apesar de trazer capacidade de regularização, depende de fatores climáticos para garantir a segurança de abastecimento. Outra importante questão que deve ser levada em consideração é a dimensão continental do sistema elétrico brasileiro, o que traz desafios em relação ao escoamento da energia gerada.

É notável observar que a fonte de energia com maior contribuição para a expansão da oferta foi a geração distribuída. Se por um lado produz eletricidade nos centros de consumo, por outro, aumenta a complexidade dos fluxos de energia. Usinas solares e eólicas centralizadas também tiveram importante contribuição à expansão energética nos últimos anos, concentradas principalmente na região nordeste e no norte de Minas Gerais. Esta concentração traz desafios ao escoamento da energia, principalmente pela intermitência destas fontes, o que impacta em mudanças no fluxo de energia constantemente. Tal comportamento, considerando as limitações nas linhas de transmissão, obriga o operador a ter o que os autores chamam de *ramping up capacity*, ou fontes disponíveis para entrar rapidamente em operação e suprir déficits momentâneos de energia. Usinas hidrelétricas oferecem tal capacidade de reserva, mas nem sempre estão localizadas nos pontos que carecem deste incremento, cabendo a outras fontes como usinas termelétricas a gás natural. Apesar de serem flexíveis, na prática, limitações contratuais podem engessar a operação deste tipo de usina. O operador do sistema deve garantir a flexibilidade do sistema não somente de maneira global, mas se preocupar com este aspecto localmente em diferentes regiões do sistema interligado nacional.

Linhas de transmissão são importantes aliadas à expansão de fontes renováveis intermitentes, capazes de escoar energia de forma que aumente a flexibilidade global do sistema. O Brasil é um país de grandes dimensões, e desafios quanto à transmissão são enfrentados já há muitas décadas, com a expansão do sistema interligado nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança. No entanto, o baixo fator de capacidade de fontes de energia solar e eólica é um desafio que deve ser considerado, característica que reflete o comportamento em que a geração de energia ocorre de maneira não homogênea ao longo do tempo, concentrada em algumas horas do dia. O armazenamento é importante mecanismo para enfrentar este baixo fator de capacidade, amenizando os picos de geração, e aliviando os sistemas de transmissão.

O Brasil, por contar com considerável capacidade de armazenamento de energia no sistema elétrico, na forma dos reservatórios das hidrelétricas, pode utilizar deste potencial

para otimizar a operação do sistema. Neste formato, fontes não flexíveis possuem prioridade na geração de energia, fazendo com que hidrelétricas não gerem energia, e somente sejam acionadas nos momentos necessários. Considerando esta estratégia, o compartilhamento de estruturas é importante, com instalação de sistemas fotovoltaicos e eólicos próximos de hidrelétricas, e até mesmo usinas solares flutuantes nos reservatórios de água. Alguns estudos recentes estudam a viabilidade de se transformar usinas hidrelétricas existentes em reversíveis, ou seja, nos momentos em que as linhas de transmissão estiverem sobrecarregadas, a energia de fontes inflexíveis como solar e eólica seriam usadas para bombear água à montante, nos reservatórios de usinas hidrelétricas, acumulando energia para momentos mais favoráveis. Apesar destes estudos estarem em etapas iniciais, avaliando UHEs no estado do Rio de Janeiro, pode ser importante mecanismo para aumentar a capacidade de penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica.

Veículos elétricos podem ser soluções inteligentes para acomodar o aumento de fontes renováveis de energia. O mercado brasileiro ainda é incipiente, mas a venda de automóveis que não utilizam combustíveis fósseis tem crescido a uma velocidade considerável. Em um futuro próximo, podem ser importantes por trazerem flexibilidade ao sistema, não na geração, mas no consumo de energia. Considerando que veículos elétricos são normalmente carregados durante a noite, estes podem se adaptar à energia disponível na rede e garantir que linhas de transmissão trabalhem aliviadas, fenômeno esse que alguns autores chamam de ‘resposta à demanda’.

O sistema elétrico brasileiro oferece diversas soluções que podem favorecer o aumento de fontes intermitentes de energia, como boa capacidade de armazenamento, linhas de transmissão capazes de escoar energia e capacidade de resposta à volatilidade de fontes de energia solar e eólica. No entanto, é prudente lembrar que o setor enfrenta ainda um desafio da oferta de energia, tendo passado por racionamento de energia no começo do século. Um planejamento cuidadoso será importante para garantir segurança no abastecimento de energia, considerando a expressividade do aumento da participação de fontes intermitentes de energia, sendo responsáveis por grande parte da expansão energética nacional nos últimos anos. Investir na flexibilidade do sistema, como armazenamento de energia em reservatórios, veículos elétricos, hidrogênio verde e ampliação da malha de transmissão serão cruciais para garantir a confiança no abastecimento de energia no país.

## **CAPÍTULO 5 - PERSPECTIVAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E FONTES RENOVÁVEIS**

Este capítulo tem como objetivo abordar assuntos que vão além dos impactos na comercialização e operação do setor elétrico brasileiro. Como observado na revisão da literatura, compreender outras perspectivas da transição energética do setor elétrico nacional como acordos internacionais recentes, políticas públicas brasileiras que entrarão em vigor e estudos de agentes públicos sobre tendências no setor elétrico é crucial para o planejamento de aspectos que envolvem a comercialização e operação do sistema.

Como observado em discussões de outros autores, o preço do petróleo influencia no preço da energia, logo, impacta na viabilidade financeira de investimento em geração a partir de fontes renováveis. Desta forma, uma breve análise é conduzida sobre o preço do petróleo com o intuito de se mapear possíveis oportunidades e ameaças ao crescimento da participação de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro. Autores consideram que o preço do petróleo impacta diretamente no crescimento de fontes renováveis, e ignorar esta relação, seria deixar de lado importante faceta no desenvolvimento da energia solar e eólica no Brasil.

Políticas públicas e acordos internacionais também possuem sua parcela de influência no desenvolvimento de FERs no sistema elétrico nacional e são brevemente tratados neste capítulo. São discutidas também novas tecnologias que podem ser aliadas no aumento de fontes intermitentes no SIN, como usinas fotovoltaicas flutuantes. O intuito deste capítulo é abordar algumas questões paralelas ao tema proposto, mas que possuem forte relação com as discussões aqui conduzidas.

### **5.1 ACORDOS INTERNACIONAIS E POLÍTICAS PÚBLICAS**

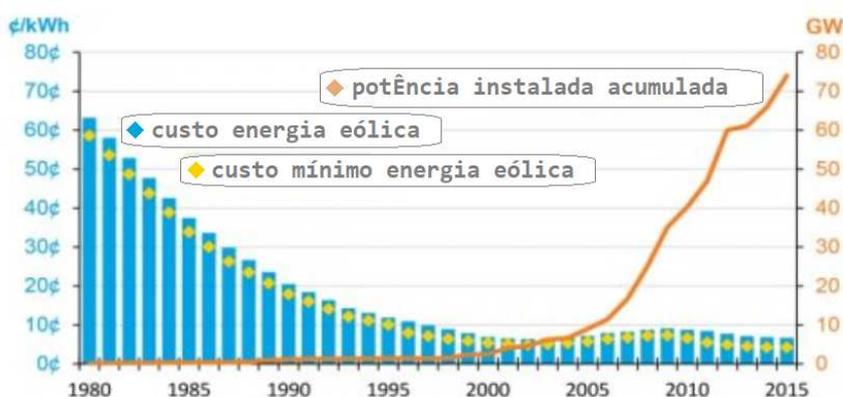
A descarbonização das matrizes energéticas é uma preocupação mundial que tem conquistado espaço nas discussões, tomando forma de compromissos e metas a serem alcançados. A COP1 (*Conference of Parties*), em 1995, Berlim, contou com representantes de 117 países para discutir sobre ações enérgicas para se mitigar o efeito estufa. Outras importantes edições valem ser destacadas, como a COP3, em Kyoto (culminando no Protocolo de Kyoto, acordo ambiental com compromissos mais rígidos) e a COP21, em Paris (que resultou no acordo de Paris, importante tratado mundial discutido por 195 representantes que substituiu os compromissos firmados no Protocolo de Kyoto). A última edição, COP26,

sediada em Glasgow, Escócia, em novembro de 2021, foi a última edição da conferência e resultou no Pacto de Glasgow.

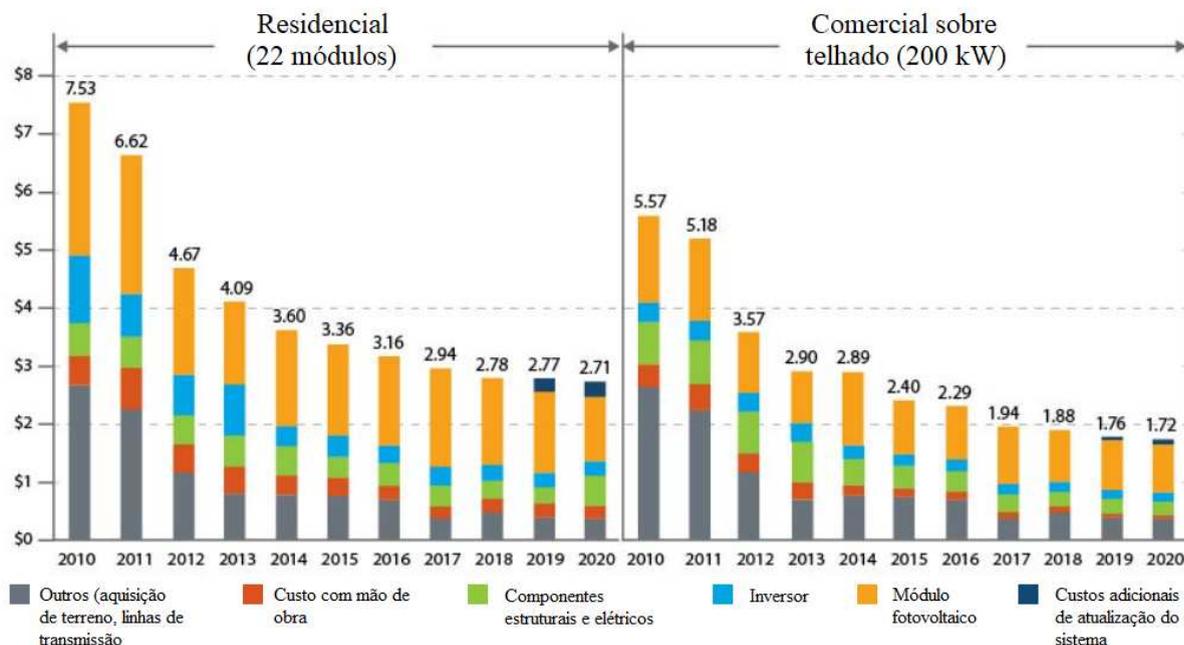
O Brasil possui umas das matrizes menos poluidoras e mais eficientes do mundo (CASTRO, et al., 2019), mas ainda assim assume importantes compromissos de redução de emissão de gases do efeito estufa, fomentando a geração de energia por fontes renováveis como solar e eólica. Genin e Frasson (2021) apontam que o país, durante a COP26, se comprometeu a mitigar 50% de suas emissões de gases do efeito estufa até 2030, em relação a 2005. Para o Brasil, tais metas não se tratam apenas de reduzir as emissões de dióxido de carbono, mas são importantes mecanismos para expandir a oferta de energia, com economicidade e segurança energética.

A matriz elétrica brasileira possui grande presença de fontes hidrelétricas, com expansão no Norte do país, região marcada por topografia suave e baixos desníveis. Como já apontado por Castro, Brandão de Dantas (2009), empreendimentos desta natureza esbarram em questões ambientais, além de não oferecerem ao sistema capacidade de regularização. Buscar novas fontes de energia para expandir a oferta ao sistema nacional é um desafio que deve considerar a segurança de abastecimento e economicidade, e utilizar combustíveis fósseis como o gás natural e o óleo diesel vai contra estes princípios (elevado custo variável unitário e dependência do mercado global). Castro et al. (2019) apontam que incentivar fontes como solar e eólica possuem objetivo explícito de aumentar a segurança energética nacional, por se tratar de recursos genuinamente nacionais (vento e sol). O desenvolvimento destas tecnológicas reduziu os custos de implementação, o que pode ser observado ao longo dos últimos anos, como ilustrado pelos gráficos a seguir.

**Gráfico 5.1** – Energia eólica nos Estados Unidos ao longo do tempo.



**Fonte:** Office of Energy Efficiency and Renewable Energy – United States, traduzido pelo autor (2016).

**Gráfico 5.2** - Custo da energia fotovoltaica nos Estados Unidos.

**Fonte:** National Renewable Energy Laboratory, traduzido pelo autor (2021).

Como apontado pelo Gráfico 5.2, os custos para implementação de sistemas fotovoltaicos vem reduzindo ao longo dos anos, nas diferentes parcelas que compõem uma central geradora. Custos com aquisição de locais para instalação e linhas de transmissão devem ser levados em consideração quando se pretende construir um empreendimento fotovoltaico. Neste sentido, a EPE (2020c) publicou estudo, considerando aspectos tecnológicos e ambientais, a respeito da instalação de usinas solares fotovoltaicas flutuantes, para atender a expansão da geração no Sistema Interligado Nacional. Sistemas desta natureza são instalados sobre plataformas flutuantes, fixadas por ancoragem e/ou amarração, podendo ser instalados em reservatórios de usinas hidrelétricas, permitindo economia com obtenção de terrenos e estruturas elétricas (a partir do compartilhamento de subestações e linhas de transmissão).

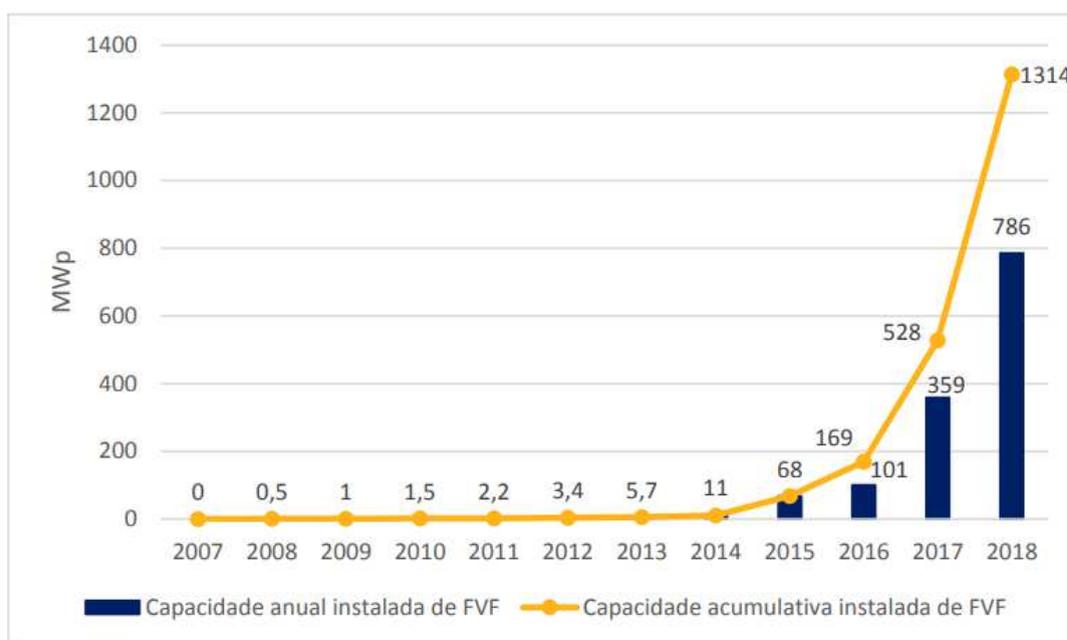
## 5.2 USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES

Segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (2020c), sistemas fotovoltaicos flutuantes oferecem diversas vantagens, como: permitir a utilização de *trackers* (plataformas flutuantes com propulsores que giram a estrutura buscando melhores condições de incidência solar); reduzidas perdas por sombreamento; redução da evaporação nos reservatórios; ganhos de eficiência por resfriamento; e menor acúmulo de sujeira. Apesar de trazerem alguns desafios como o impacto na vida aquática dos corpos d'água e maior complexidade na

limpeza dos módulos, pode ser importante instrumento de expansão da oferta de energia, considerando o potencial desta tecnologia pela quantidade de reservatórios de usinas hidrelétricas existentes no Brasil.

O compartilhamento de estruturas elétricas entre usinas hidrelétricas e sistemas fotovoltaicos flutuantes pode resultar na otimização de sistemas de distribuição/transmissão. Na prática, segundo a EPE (2020c), sistemas fotovoltaicos podem funcionar como “baterias virtuais”, considerando que a geração a partir de energia solar evitaria o despacho de energia hidrelétrica. Nos casos em que a usina for do tipo reversível, excessos de geração fotovoltaica podem ainda contribuir com energia para bombeamento de água. Este tipo de associação entre diferentes fontes de geração de energia tem aumentado nos últimos anos, podendo-se verificar um salto de 528 MWp em 2017, como apontado pelo Gráfico 5.3.

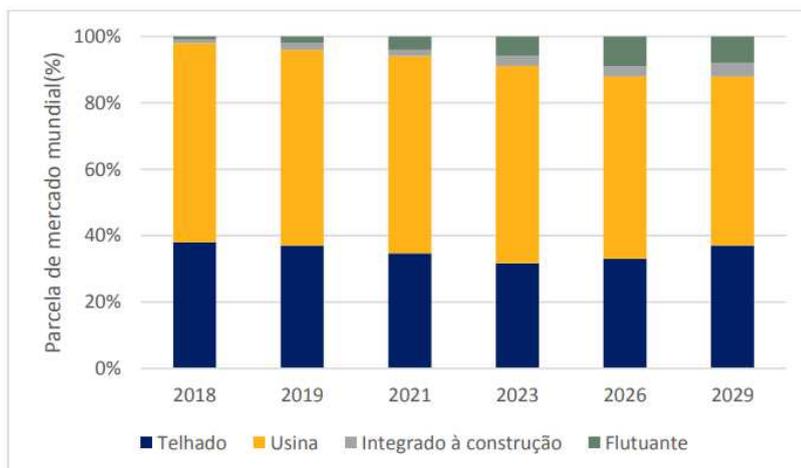
**Gráfico 5.3** - Sistemas fotovoltaicos flutuantes no mundo.



**Fonte:** Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (2020c).

As estimativas de crescimento mundial da Corporação de Energia Solar da Índia (*Solar Energy Corporation of India* - SECI) deste tipo de associação entre diferentes fontes de energia são positivas para os próximos anos (SECI, 2017), influenciado pela China e Coreia do Sul, que possuem metas agressivas de expansão energética por fontes renováveis e restrições de áreas disponíveis. Estima-se que, ao fim da década de 2020, cerca de 10% das instalações fotovoltaicas serão do tipo flutuante (ITRPV, 2019), cujas projeções anuais podem ser verificadas no Gráfico 5.4.

**Gráfico 5.4 -** Projeção da participação de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.



**Fonte:** Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (2020c).

### 5.3 PETRÓLEO E POLÍTICA INTERNACIONAL

Castro et al. (2019) reforçam que investir em fontes renováveis é uma questão de segurança nacional, por se tratarem de recursos genuinamente disponíveis internamente (sol e vento), e são importantes formas de se reduzir o custo para geração de energia elétrica (FREW et al., 2019). Dependendo de importações de gás natural e diesel é depender de questões internacionais que fogem do controle do planejamento energético dos operadores nacionais (como a crise financeira mundial de 2008, que levou o barril do petróleo acima dos \$140,00/Bbl; a pandemia causada pelo Covid-19, que derrubou o preço para valores abaixo \$20,02/Bbl; ou o conflito entre Rússia e Ucrânia que tem causado instabilidades no preço do barril e elevado a valores acima dos \$100,00/Bbl).

O conflito recente entre Rússia e Ucrânia tem causado crise de abastecimento de gás e petróleo na Europa, refletindo no preço mundial destes combustíveis. O barril de petróleo já ultrapassa valores acima dos \$100,00/Bbl, o que possivelmente vai influenciar no preço de combustíveis e de passagens aéreas, como indicado pelo diretor geral da Associação Internacional de Transportes Aéreos (*International Air Transport Association - IATA*) Willie Walsh (BBC, 2022). Ainda segundo o diretor geral da IATA, os saltos no preço do petróleo são consequência também da recuperação econômica da pandemia, além do conflito bélico.

**Gráfico 5.5** - Variação do preço do barril de petróleo, em dólares americanos (\$/Bbl).



**Fonte:** Trading Economics (2022).

Líderes de países da União Europeia anunciaram que a maior parte das importações de petróleo russo serão interrompidas até o fim de 2022 (BBC, 2022), o que reforça a importância de se depender cada vez menos de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. Outro mercado que é impactado por estas dinâmicas da política mundial é o setor automobilístico, sensível a variações no preço da gasolina. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2022), 9% do mercado de venda de automóveis foi de carros elétricos, com China e Europa batendo recordes de vendas em 2021. Ainda segundo a agência, a produção de baterias chegou a 160GWh em 2020 (crescimento de 33% em relação a 2019), e o custo médio das baterias reduziu em 13% para \$137/kWh. Ainda que a IEA (2022) aponte que novas tecnologias para armazenagem de energia precisam se tornar comercialmente viáveis entre 2025 e 2030 para atender a demanda crescente, o mercado cresce a uma velocidade relevante.

Purvins et al. (2011) indicam que veículos elétricos podem ser importantes aliados para acomodar o aumento de fontes intermitentes como solar e eólica na matriz elétrica, funcionando como cargas flexíveis que podem demandar energia em momentos de excesso de geração (pela redução na operabilidade deste tipo de gerador de eletricidade). O Brasil, mesmo a milhares de quilômetros do conflito entre Rússia e Ucrânia, é impactado pela variação no preço dos combustíveis. Mesmo que não significativamente, o preço da energia

elétrica pode ser incrementado pela participação de usinas termelétricas a diesel e gás natural. O mesmo movimento que causa o aumento do preço da energia, viabiliza a expansão de fontes renováveis, e movimentou o mercado de carros elétricos, que contribuiu para a gestão energética de uma matriz com mais fontes intermitentes.

#### 5.4 CONCLUSÕES SOBRE AS POLÍTICAS E COMPROMISSOS SUSTENTÁVEIS BRASILEIROS

O Brasil, apesar de possuir uma matriz elétrica predominantemente limpa, se compromete com metas internacionais de redução de emissão de dióxido de carbono. Se por um lado já apresenta pouca emissão, por outro, aumentar a participação de fontes de energia solar e eólica são importantes mecanismos para expandir a oferta de energia, garantindo a segurança no abastecimento. O fomento à cadeia produtiva de equipamentos e insumos para usinas renováveis, resultado desses acordos internacionais que aumentam a demanda mundial por esses produtos, afetam positivamente o mercado brasileiro. Nos últimos anos, o país viveu em um ecossistema cada vez mais favorável para implementação de usinas solares e eólicas, contando com aumento de capacitação e disponibilidade de mão de obra qualificada nacional e redução de preços de equipamentos importados e de fabricação nacional.

Novas tecnologias são incentivadas a partir deste desenvolvimento da indústria mundial, o que traz perspectivas de um crescimento ainda mais acelerado da participação destas fontes na matriz elétrica nacional. É importante que não só tecnologias de geração se desenvolvam, mas também auxiliares que possam apoiar esta expansão, como novas formas de armazenamento, equipamentos que promovam maior flexibilidade, IoT para auxiliar na operação cada vez mais complexa e outros horizontes ainda não explorados que possam garantir a segurança energética neste processo de transição. A guerra entre Rússia e Ucrânia trouxe à tona a importância de se reduzir a dependência de importação de combustíveis fósseis para geração de energia.

## CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO

O mundo está em constante transformação, e o setor elétrico não é diferente. Influências políticas, sociais, ambientais, tecnológicas e econômicas impactam de diferentes formas os sistemas elétricos, e cada país leva em consideração seu contexto para traçar o planejamento para um sistema que ofereça segurança de abastecimento ao menor custo possível. A descarbonização das matrizes, descentralização da geração de energia e a digitalização dos sistemas elétricos são *drivers* para as mudanças nos diferentes sistemas elétricos ao redor do mundo, e diferentes tecnologias influenciam em diferentes pesos nestas frentes da transição.

Fontes renováveis, como geradores solar e eólico, não utilizam combustíveis fósseis para gerar energia. Apesar de emitirem gases do efeito estufa na fabricação de equipamentos e instalação, não emitem dióxido de carbono na operação, o que os torna importantes aliados na descarbonização das matrizes elétricas mundiais. Este tipo de geração é inflexível, pois depende apenas de condições meteorológicas para gerar energia, o que reduz a operabilidade dos sistemas elétricos. Reforços nas linhas de transmissão, digitalização das malhas de escoamento de energia (otimizando fluxos energéticos), armazenamento de energia e flexibilização da demanda são necessários para acomodar parcelas cada vez maiores de fontes renováveis intermitentes.

O mercado de energia solar mundial cresceu expressivamente nas últimas décadas, o que viabilizou a instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos nos centros de consumo (residências, comércios e indústrias). Se, por um lado, reduz custos de transmissão por gerar energia próximos aos centros de consumo, por outro, torna a operação mais complexa pela descentralização da geração de energia. Gerenciar os fluxos energéticos que dependem de fatores meteorológicos voláteis e imprevisíveis faz com que a modernização de sistemas de distribuição seja necessária para uma operação mais eficiente e otimizada. Soluções como *Internet of Things (IoT)* para comunicação entre equipamentos de potência, ou *blockchain* para gestão de créditos de energia serão importantes ferramentas para uma nova realidade que se aproxima.

Aumento da capacidade de armazenamento de energia, por meio de usinas hidrelétricas reversíveis, desenvolvimento de tecnologias de baterias, hidrogênio verde e a popularização de carros elétricos (com demanda flexível) são importantes aliados para receber de forma segura o aumento de fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro. A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil não conta mais com bacias hidrográficas com grandes

desníveis, e questões ambientais impedem que a matriz elétrica brasileira incremente sua capacidade de abastecer a demanda crescente por energia como fez no século passado. Investir em fontes limpas como geração solar e eólica, que produzam energia a baixo custo e fortalecem a segurança nacional é uma estratégia interessante para a expansão energética nacional.

A geração distribuída é o tipo de fonte que mais contribuiu nos últimos anos para a expansão da oferta de energia no sistema interligado nacional. A popularização de sistemas fotovoltaicos em residências e comércios em todo o território nacional é fomentada por políticas públicas, e recebe financiamento do BNDES desde o início do século XXI. A participação na matriz ainda é incipiente, mas promete fazer parte do planejamento elétrico nas próximas décadas, o que trará desafios que ainda não conhecemos. Compreender como outros países trilharam este caminho da expansão de fontes renováveis na matriz, e buscar as melhores formas de acomodar o crescimento da participação de fontes renováveis intermitentes é o que este trabalho tenta analisar.

Um estudo da literatura a respeito do impacto do aumento de fontes renováveis na operação e comercialização de energia foi realizado. Buscou-se entender como estes estudos foram conduzidos, cujos tópicos abordados foram analisados e organizados. Em seguida, uma análise da expansão de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira foi feita, abordando os assuntos encontrados na literatura mundial. Tendências brasileiras foram avaliadas e comparadas às experiências mundiais, buscando contribuir para as discussões sobre este tema que é o aumento de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica nacional. Os impactos do aumento de fontes intermitentes são particulares a cada mercado, e o Brasil parece ter um sistema robusto o suficiente para acomodar esta expansão. As dimensões continentais oferecem vantagens operacionais e recursos abundantes para geração solar e eólica, contando com uma malha de transmissão capaz de escoar energia entre diferentes subsistemas. Em relação aos impactos na comercialização, o mercado brasileiro passa por um processo de liberalização, e a oferta de fontes renováveis é importante ferramenta para atender à demanda crescente de energia no ACL, ambiente mais econômico para os consumidores. Em poucas palavras, o Brasil se beneficia com o aumento de fontes renováveis principalmente para atender à expansão da oferta de energia, com economicidade e segurança de abastecimento.

Pela abrangência do assunto, é natural encontrar diversas lacunas não tratadas neste trabalho, como tecnologias ainda incipientes como o hidrogênio verde e outras fontes intermitentes de geração de energia (como a partir das marés e ondas). Importantes mecanismos para acomodar o aumento de fontes intermitentes estão nas fronteiras

tecnológicas, e prometem apoiar o desenvolvimento de fontes intermitentes, como *smart grid*, IoT (*Internet of Things*), *blockchain* ou FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission*), que são importantes formas de se ampliar a flexibilidade dos sistemas elétricos.

A liberalização do mercado brasileiro foi tratada em alguns capítulos, mas é extensa o suficiente para ser assunto exclusivo de um trabalho de dissertação. Ainda em processo de estudos, os próximos anos serão cruciais para se definir os moldes em que o mercado se abrirá, o que certamente impactará no incentivo de fontes renováveis de energia. Políticas de apoio a energias sustentáveis são importantes mecanismos de fomento, e são discutidas em diversas esferas governamentais. Neste trabalho, algumas das políticas e instrumentos públicos foram destacados e descritos, mas é natural pensar que muitos foram deixados de fora da discussão pela quantidade de normativas, resoluções, portarias, normas, estudos, e leis que tratam do setor elétrico brasileiro. Questões que envolvem política internacional como conflitos mundiais, a pandemia causada pelo COVID-19, importação de energia e posicionamento dos governos ao redor do mundo são extremamente importantes e impactam nas discussões conduzidas, mas são complexas o suficiente para serem abordadas em diferentes estudos. Esses tópicos e muitos outros não foram abarcados para que se pudesse focar nos pontos delimitados no objetivo desta dissertação e poder contribuir em questões que foram julgadas relevantes a partir do problema de pesquisa levantado. Impor limites a um estudo acaba por guiá-lo a seguir um caminho definido e cria-se a oportunidade de gerar discussões mais ricas sobre determinado assunto.

Não se busca esgotar todas as análises em cada uma destas facetas apontadas, mas elaborar um estudo que consiga compreender dinâmicas e relações, neste momento importante que vivemos da transição energética, não só no Brasil, mas no mundo. Momentos de transição e ruptura são momentos de discussões, decisões e mudanças, em que características sociais e políticas estão presentes. Desta forma, não é trivial abordar todos os aspectos do momento do nosso setor elétrico. Espero que este trabalho possa ter sido útil nesta discussão sem fim que é a transição elétrica mundial. As facetas que hoje conhecemos deste movimento logo tomarão outras formas que deverão ser estudadas, analisadas e compreendidas. A energia elétrica é um bem-estar social e zelar por uma matriz balanceada, limpa e a baixo custo é certamente o caminho que devemos trilhar.

## REFERÊNCIAS

ABBOTT, Malcolm; COHEN, Bruce. Maintaining the security of supply in the Australian national electricity Market with higher levels of renewable energy. *The Electricity Journal*, v. 32, n. 9, p. 106645, 2019.

ÅBERG, Magnus et al. Can electricity market prices control power-to-heat production for peak shaving of renewable power generation? The case of Sweden. *Energy*, v. 176, p. 1-14, 2019.

ABRACEEL - Associação Brasileira de Comercializadores de Energia, Boletim Abraceel de Energia Livre - Junho, 2022.

ABRADE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Tarifas de Energia. Disponível em <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/> Acesso: 01 jul. 2022.

ABRADE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2022), O TCU e o acerto de contas na Geração Distribuída, Wagner Ferreira. Disponível em <https://www.abradee.org.br/o-tcu-e-o-acerto-de-contas-na-geracao-distribuida-por-wagner-ferreira/> Acesso 01 jul. 2022.

ABVE - Associação Brasileira do Veículo Elétrico (2022), Mercado já optou pelo veículo sustentável. Disponível em <http://www.abve.org.br/mercado-ja-optou-pelo-veiculo-sustentavel/> Acesso: 27 jun. 2022.

ACEMOGLU, Daron; KAKHBOD, Ali; OZDAGLAR, Asuman. Competition in electricity markets with renewable energy sources. *The Energy Journal*, v. 38, n. KAPSARC Special Issue, 2017.

AHIDUZZAMAN, M. D.; ISLAM, AKM Sadrul. Greenhouse gas emission and renewable energy sources for sustainable development in Bangladesh. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 9, p. 4659-4666, 2011.

ANDRADE, Thompson Almeida; LOBÃO, Waldir Jesus Araújo. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. 1997.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2022). Geração Distribuída, Saiba mais sobre micro e minigeração distribuída. Publicado em 10/02/2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida> Acesso: 10 jun. 2022.

AQUILA, Giancarlo et al. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 137, p. 1100-1108, 2016.

ARAVENA, Ignacio; PAPAVALIIOU, Anthony. Renewable energy integration in zonal markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 2, p. 1334-1349, 2016.

ARCE - Agência Reguladora do Estado do Ceará (2015), Usina localizada em Tauá é pioneira na geração de energia fotovoltaica. Disponível em <https://www.arce.ce.gov.br/2015/10/16/usina-localizada-em-taua-e-pioneira-na-geracao-de-energia-fotovoltaica/> Acesso: 29 jun. 2022.

BADAKHSHAN, Sobhan et al. Impact of solar energy on the integrated operation of electricity-gas grids. *Energy*, v. 183, p. 844-853, 2019.

BALLESTER, Cristina; FURIÓ, Dolores. Effects of renewables on the stylized facts of electricity prices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, p. 1596-1609, 2015.

BBC – British Broadcasting Corporation (2022), Flights will be more expensive, says IATA's Willie Walsh. Disponível em <https://www.bbc.com/news/business-62112204> Acesso: 11 jul. 2022

BISTLINE, John; SANTEN, Nidhi; YOUNG, David. The economic geography of variable renewable energy and impacts of trade formulations for renewable mandates. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 106, p. 79-96, 2019.

BÖHRINGER, Christoph; LANDIS, Florian; REANOS, Miguel Angel Tovar. Economic impacts of renewable energy production in Germany. *The Energy Journal*, v. 38, n. KAPSARC Special Issue, 2017.

BONDARIK, Roberto; PILATTI, Luiz Alberto; HORST, Diogo José. Uma visão geral sobre o potencial de geração de energias renováveis no Brasil. *Interciencia*, v. 43, n. 10, p. 680-688, 2018.

BROUWER, Anne Sjoerd et al. Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 33, p. 443-466, 2014.

BYERS, Conleigh; LEVIN, Todd; BOTTERUD, Audun. Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves. *The Electricity Journal*, v. 31, n. 1, p. 65-74, 2018.

CABRAL, R. S.; SACCHI, R.; HANSEN, P.; LEME, H.; ROSA, L. F. S. D. C.; MACIEL. Gestão de risco na comercialização de energia: Situação atual e proposta de melhores práticas. XVIII Seminário de planejamento econômico-financeiro do setor elétrico, Rio de Janeiro. 2015.

CALABRIA, Felipe A.; SARAIVA, J. Tomé. Brazilian electricity market: Problems, dilemmas and a new market design aiming to enhance flexibility while ensuring the same level of efficiency and security of supply. *Econômica*, v. 16, n. 2, 2014.

CALDAS, A. V. S., & SANTANA, L. T. Deságios nos leilões de energia elétrica: Uma avaliação das fontes de energias renováveis, Congresso Internacional de Administração, Ponta Grossa, PR. 2021.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. O II PND e o processo de estatização da dívida externa:: a crise das estatais e a sua posterior privatização. *Raízes: Revista de Ciências Sociais e Econômicas*, n. 19, p. 49-64, 1999.

CASTRO, Nivalde J.; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, G. Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro. Rio de Janeiro. Brasil, 2009.

CASTRO, Nivalde et al. A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro. GESEL-IEUFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, Nivalde de; ALVES, André; CASTRO, Bianca; MASSENO, Luiza; SALLES, Diogo (2019). “A Transição Energética na lógica da Descarbonização: do carvão para o gás natural”. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 4 de setembro de 2019.

CASTRO, Nivalde José. Implicações da Transição Energética para a Matriz Elétrica no Brasil e no Mundo. A geopolítica da energia do século XXI. 2021.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2021), Com quem se relaciona: Instituições. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/ondeatuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_afLoop=39732937542208&\\_adf.ctrlstate=188dn9q7vx\\_1#!%40%40%3F\\_afrLoop%3D39732937542208%26\\_adf.ctrlstate%3D188dn9q7vx\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/ondeatuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=39732937542208&_adf.ctrlstate=188dn9q7vx_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D39732937542208%26_adf.ctrlstate%3D188dn9q7vx_5) Acesso: 15 set. 2021.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2021), Proposta conceitual para a Abertura do Mercado. Disponível em [https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=Este%20c%3%A1lculo%20%3%A9%20realizado%20por,Marginal%20de%20Opera%3%A7%3%A3o%20\(CMO\).&text=O%20Pre%3%A7o%20de%20Liquida%3%A7%3%A3o%20das%20Diferen%3%A7as%20\(PLD\)%20%3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado](https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=Este%20c%3%A1lculo%20%3%A9%20realizado%20por,Marginal%20de%20Opera%3%A7%3%A3o%20(CMO).&text=O%20Pre%3%A7o%20de%20Liquida%3%A7%3%A3o%20das%20Diferen%3%A7as%20(PLD)%20%3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado). Acesso: 06 jun. 2022.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2022), Conceitos de Preço. Disponível em <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos> Acesso: 01 set. 2022.

CHAKRABORTY, Pratyush; BAEYENS, Enrique; KHARGONEKAR, Pramod P. Cost causation based allocations of costs for market integration of renewable energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 1, p. 70-83, 2017.

CHATTOPADHYAY, Deb. Modelling renewable energy impact on the electricity market in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 31, p. 9-22, 2014.

CHO, Seolhee; KIM, Jiyong. Feasibility and impact analysis of a renewable energy source (RES)-based energy system in Korea. *Energy*, v. 85, p. 317-328, 2015.

CHOI, Chong Seok et al. Effects of revegetation on soil physical and chemical properties in solar photovoltaic infrastructure. *Frontiers in Environmental Science*, v. 8, p. 140, 2020.

CIUPĂGEANU, Dana-Alexandra; LĂZĂROIU, Gheorghe; BARELLI, Linda. Wind energy integration: Variability analysis and power system impact assessment. *Energy*, v. 185, p. 1183-1196, 2019.

COLE, Wesley; FRAZIER, A. Will. Impacts of increasing penetration of renewable energy on the operation of the power sector. *The Electricity Journal*, v. 31, n. 10, p. 24-31, 2018.

CONNOLLY, David; LUND, Henrik; MATHIESEN, Brian Vad. Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 60, p. 1634-1653, 2016.

CONSIDERA, C. M.; FRANCO, F. A. L.; PINHEIRO, M. C., ALMEIDA, C. B.; KUHN, E. L. Regulation and Competition Issues in the Electricity Sector, Ministério da Economia - Secretaria de Advocacia da Concorrência e Competitividade (SEAE), OCDE, sl 309. 2022.

COSTA, Paulo Moisés; MATOS, Manuel A. Capacity credit of microgeneration and microgrids. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 6330-6337, 2010.

DEANE, J. P.; DRISCOLL, A.; GALLACHÓIR, BP Ó. Quantifying the impacts of national renewable electricity ambitions using a North–West European electricity market model. *Renewable energy*, v. 80, p. 604-609, 2015.

DECKER, I. C. et al. Identificação da Viabilidade Prática de Modelos Loose-Pool em Sistemas Hidrotérmicos. 2003.

DENZIN, Norman K.; LINCOLN, Yvonna S. O planejamento da pesquisa qualitativa: teorias e abordagens. Artmed, 2006.

DILLIG, Marius; JUNG, Manuel; KARL, Jürgen. The impact of renewables on electricity prices in Germany—An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 7-15, 2016.

DJØRUP, Søren; THELLUFSEN, Jakob Zinck; SORKNÆS, Peter. The electricity market in a renewable energy system. *Energy*, v. 162, p. 148-157, 2018.

DOS SANTOS, LUIZ HENRIQUE PAIFFER. Uso de modelos autoregressivos e gráficos de controle para monitorar volatilidade de ativos financeiros. Trabalho de Graduação—Universidade de São Paulo: São Paulo, 2012.

DWYER, S.; TESKE, S. Renewables 2018 global status report. *Renewables 2018 Global Status Report*, 2018.

ELA, Erik et al. Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Incentivizing flexibility in system operations. *The Electricity Journal*, v. 29, n. 4, p. 51-60, 2016.

ELETROBRAS. PROCEL, Conservação de energia: eficiência energética de instalações e equipamentos. Itajubá, MG: FUPAI, 2001.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), Metodologia e resultados preliminares para o estado do Rio de Janeiro. Ministério de Minas e Energia. 2019

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Energia Solar Fotovoltaica no SIN - Variabilidade da produção fotovoltaica em usinas centralizadas. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/PublishingImages/Paginas/Forms/AllItems/Fact\\_sheet\\_FV.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/PublishingImages/Paginas/Forms/AllItems/Fact_sheet_FV.pdf). Acesso 01 jan. 2022. 2020.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Usina Híbridas. Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. (EPE-DEE-NT-011/2018-r0). 2018.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Energia Eólica no Nordeste - O papel do planejamento energético em períodos de menor geração eólica, disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/aceso-restrito/Documents/EPE\\_FactSheet\\_Eolica.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/aceso-restrito/Documents/EPE_FactSheet_Eolica.pdf). Acesso: 03 set. 2021. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. Solar Fotovoltaica Flutuante: Aspectos Tecnológicos e Ambientais Relevantes ao Planejamento, Expansão da Geração, Ministério de Minas e Energia (MME). 2020

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. 2031 - Plano Decenal de Expansão de Energia, Ministério de Minas e Energia (MME). 2022.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Leilão de energia nova A-4 DE 2022, Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores, Ministério de Minas e Energia. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Leilões de energia nova A-5 E A-6 de 2022, Informações sobre o Cadastramento dos Projetos e Diretrizes do Leilões, Ministério de Minas e Energia. 2022.

ESPINOSA, María Paz; PIZARRO-IRIZAR, Cristina. Is renewable energy a cost-effective mitigation resource? An application to the Spanish electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, p. 902-914, 2018.

FEHNER, B., Holl, J. United States Department of Energy: Energy History Series, Department of Energy, Human Resources and Administration, Executive Secretariat, History Division. 1994.

FREITAS, Wesley RS; JABBOUR, Charbel JC. Utilizando estudo de caso (s) como estratégia de pesquisa qualitativa: boas práticas e sugestões. *Revista Estudo & Debate*, v. 18, n. 2, 2011.

FREW, Bethany et al. Evaluating resource adequacy impacts on energy market prices across wind and solar penetration levels. *The Electricity Journal*, v. 32, n. 8, p. 106629, 2019.

FURTADO, M. Outorgas para UFVs disparam e 95% dos projetos são para o ACL, *Energia Hoje*. 2022.

GALDINO, Marco AE et al. O contexto das energias renováveis no Brasil. *Revista da DIRENG*, p. 17-25, 2000.

GENIN, C.; FRASSON, C. M. R. O saldo da COP26: o que a Conferência do Clima significou para o Brasil e o mundo, WEI Brasil, Programa Clima. Disponível em <https://wribrasil.org.br/noticias/o-saldo-da-cop26-o-que-conferencia-do-clima-significou-para-o-brasil-e-o-mundo> Acesso: 10 mai. 2022. 2021

GÖKGÖZ, Fazıl; GÜVERCİN, Mustafa Taylan. Energy security and renewable energy efficiency in EU. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 96, p. 226-239, 2018.

GUBA, Egon G. et al. Competing paradigms in qualitative research. *Handbook of qualitative research*, v. 2, n. 163-194, p. 105, 1994.

GUERRA, A. Mercado livre é responsável por 83% dos projetos de energia em construção no Brasil, diz associação, Setor Elétrico, EPBR.2022

HESLA, Erling. Electricity in Brazil-Part 1 [History]. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 17, n. 2, p. 8-12, 2011.

HOOGWIJK, Monique et al. Exploring the impact on cost and electricity production of high penetration levels of intermittent electricity in OECD Europe and the USA, results for wind energy. *Energy*, v. 32, n. 8, p. 1381-1402, 2007.

IEA - International Energy Agency. Electricity Feed-In Law of 1991 ("Stromeinspeisungsgesetz"), Disponível em <https://www.iea.org/policies/3477-electricity-feed-in-law-of-1991-stromeinspeisungsgesetz> acessado em 03/09/2021. Acesso: 11 dez. 2021. 2013.

IEA - International Energy Agency (2020), Electricity Information: Overview, Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview> . Acesso: 02 fev. 2021.

IEA - International Energy Agency (2022), Brazil, Disponível em: <https://www.iea.org/countries/brazil> . Acesso: 04 abr. 2022.

IEA - International Energy Agency (2022), Global electric car sales have continued their strong growth in 2022 after breaking records last year. Disponível em <https://www.iea.org/news/global-electric-car-sales-have-continued-their-strong-growth-in-2022-after-breaking-records-last-year> Acesso: 27 jun. 2022.

IRENA - International Renewable Energy Agency (2018), Country Rankings, Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. Acesso: 02 fev. 2022

ITRP - International Technology Roadmap for Photovoltaics. 2018 Results. [S.l.]. 2019.

JOHNSON, Erik Paul; OLIVER, Matthew E. Renewable generation capacity and wholesale electricity price variance. *The Energy Journal*, v. 40, n. 5, 2019.

KATINAS, Vladislovas; MARČIUKAITIS, Mantas; TAMAŠAUSKIENĖ, Marijona. Analysis of the wind turbine noise emissions and impact on the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 825-831, 2016.

KIRBY, Brendan; MILLIGAN, Michael. An examination of capacity and ramping impacts of wind energy on power systems. *The Electricity Journal*, v. 21, n. 7, p. 30-42, 2008.

KREISS, Jan; EHRHART, Karl-Martin; HAUFE, Marie-Christin. Appropriate design of auctions for renewable energy support—Prequalifications and penalties. *Energy Policy*, v. 101, p. 512-520, 2017.

LABBATE, Silvio. Italy and the development of European energy policy: from the dawn of the integration process to the 1973 oil crisis. *European Review of History: Revue europeenne d'histoire*, v. 20, n. 1, p. 67-93, 2013.

LI, Zhiyi et al. Blockchain for decentralized transactive energy management system in networked microgrids. *The Electricity Journal*, v. 32, n. 4, p. 58-72, 2019.

LORENZO, Helena Carvalho. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. *Perspectivas: Revista de Ciências Sociais*, 2001.

LOUREIRO, Gustavo Kaercher. *Contratos de energia no ambiente livre de comercialização: pressupostos de compreensão*. 2021.

LOVEI, Laszlo. *The single-buyer model: A dangerous path toward competitive electricity markets*. 2000.

MACEIRA, Maria Elvira Piñeiro; PENNA, Débora Dias Jardim; DAMÁZIO, Jorge Machado. Geração de cenários sintéticos de energia e vazão para o planejamento da operação energética. *Cadernos do IME-Série Estatística*, v. 21, n. 2, p. 11, 2006.

MAGALHAES, Gildo; TOMIYOSHI, Luiz. Electricity in Brazil—Part 2 [History]. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 17, n. 3, p. 8-69, 2011.

MARARAKANYE, Ndamulelo; BEKKER, Bernard. Renewable energy integration impacts within the context of generator type, penetration level and grid characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 108, p. 441-451, 2019.

MARTINS, Helder Henrique et al. *Criando uma nova fonte para o setor elétrico brasileiro: o papel das políticas públicas e dos drivers na promoção da bioeletricidade*. 2020.

MELO, A. C. G. et al. Dominant contracting strategies for hydropower projects considering inflow uncertainties-application to the Brazilian case. In: *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. IEEE, 2018. p. 1-6.

MILLER, Tricia A. et al. Assessing risk to birds from industrial wind energy development via paired resource selection models. *Conservation Biology*, v. 28, n. 3, p. 745-755, 2014.

MILLIGAN, Michael et al. Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Revenue sufficiency and long-term reliability. *The Electricity Journal*, v. 29, n. 2, p. 26-38, 2016.

MME - Ministério de Minas e Energia. Geração eólica ultrapassa os 20 GW de capacidade instalada no Brasil, publicado em 23/11/2021, disponível em <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/11/geracao-eolica-ult-rapassa-os-20-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil#:~:text=el%C3%A9trica%20no%20pa%C3%ADs.-,Mais%20de%20750%20parques%20e%C3%B3licos%20est%C3%A3o%20em%20opera%C3%A7%C3%A3o%20no%20territ%C3%B3rio,ranking%20mundial%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20e%C3%B3lica>. Acesso 07 abr. 2022. 2021.

MORENO, Blanca; LÓPEZ, Ana J.; GARCÍA-ÁLVAREZ, María Teresa. The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms. *Energy*, v. 48, n. 1, p. 307-313, 2012.

MULDER, Machiel; SCHOLTENS, Bert. The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable energy*, v. 57, p. 94-100, 2013.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Análise dos fatores de influência nas propostas ofertadas nos leilões de transmissão de energia elétrica. 2012.

NEWBERY, David et al. Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 695-707, 2018.

NIJHUIS, M.; GIBESCU, M.; COBBEN, J. F. G. Assessment of the impacts of the renewable energy and ICT driven energy transition on distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, p. 1003-1014, 2015.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. Photovoltaic Energy Program Overview: Fiscal Year 1994. 1994.

NUNES, Gérson dos Santos. O uso dos métodos arima e var-vec no estudo da demanda de energia elétrica no Rio Grande do Sul. 2019. Dissertação de Mestrado.

NUNES, Gérson et al. Avaliação da capacidade preditiva de modelos ARIMA e VAR-VEC: o caso da demanda por energia elétrica no Rio Grande do Sul. *Exacta*, v. 20, n. 2, p. 307-335, 2022.

NUNES, Luís Eduardo et al. Valoração de projetos de energia alternativa renovável (EAR) sob a ótica de opções reais. 2017.

OICS - Observatório de Inovação para Cidades Sustentáveis, Centro de Gestão de Estudos Estratégicos. Disponível em [https://oics.cgee.org.br/solucoes/geracao-de-energia-solar-distribuida-atraves-de-sistema-de-compactacao-energetica-net-metering\\_5c8a4af66c28dfa63ee894f7](https://oics.cgee.org.br/solucoes/geracao-de-energia-solar-distribuida-atraves-de-sistema-de-compactacao-energetica-net-metering_5c8a4af66c28dfa63ee894f7) Acesso 29 jun. 2022.

OLIVEIRA, A. M. S. Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica. 2003. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-RJ.

ONS - Operador Nacional do Sistema (2022). Programa Mensal da operação (PMO). Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao> Acesso: 19 jun. 2022

ONS - Operador Nacional do Sistema (2022). O Sistema Interligado Nacional. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> Acesso: 20 jun. 2022.

ONS - Operador Nacional do Sistema (2022). A Expansão da Transmissão. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/expansao#:~:text=O%20planejamento%20da%20expans%C3%A3o%20dos,%2C%20inclusive%2C%20as%20perdas%20el%C3%A9tricas>. Acesso: 20 jun. 2022.

PAIVA, Juliana Lopes Barroso Villas Boas Carvalho de. A Liberalização do mercado de energia elétrica brasileiro: regulação para promoção da concorrência no varejo ("full retail competition"). 2021. Tese de Doutorado.

PARKER, J. Vector autoregression and vector error-correction models. 2010.

PEÑA, Juan Ignacio; RODRÍGUEZ, Rosa. Are EU's Climate and Energy Package 20-20-20 targets achievable and compatible? Evidence from the impact of renewables on electricity prices. *Energy*, v. 183, p. 477-486, 2019.

POLLITT, Michael G.; ANAYA, Karim L. Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York. *The Energy Journal*, v. 37, n. Bollino-Madlener Special Issue, 2016.

PRAKASH, Ravi et al. Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 13, n. 9, p. 2716-2721, 2009.

PURVINS, Arturs et al. A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges. *Journal of Cleaner Production*, v. 19, n. 17-18, p. 1909-1916, 2011.

REDDY, S. Surender; BIJWE, P. R. Real time economic dispatch considering renewable energy resources. *Renewable Energy*, v. 83, p. 1215-1226, 2015.

REGO, Erik Eduardo et al. Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality. *Energy Policy*, v. 106, p. 266-277, 2017.

REGO, Erik Eduardo; DE OLIVEIRA RIBEIRO, Celma. Successful Brazilian experience for promoting wind energy generation. *The Electricity Journal*, v. 31, n. 2, p. 13-17, 2018.

REUTER, Wolf Heinrich et al. Renewable energy investment: Policy and market impacts. *Applied Energy*, v. 97, p. 249-254, 2012.

RITZENHOFEN, Ingmar; BIRGE, John R.; SPINLER, Stefan. The structural impact of renewable portfolio standards and feed-in tariffs on electricity markets. *European Journal of Operational Research*, v. 255, n. 1, p. 224-242, 2016.

ROBSON, Colin. *Real world research: A resource for social scientists and practitioner-researchers*. Wiley-Blackwell, 2002.

ROOS, Aleksandra; BOLKESJØ, Torjus Folsland. Value of demand flexibility on spot and reserve electricity markets in future power system with increased shares of variable renewable energy. *Energy*, v. 144, p. 207-217, 2018.

RUAS, M. *Análise PLD – MAIO/2020*. Ecom energia. 2020.

SANTILI, Marco Aurélio. *Métodos de previsão auto-regressivo aplicado a uma série de volume de produção de caminhões*. 2015.

SAUNDERS, Mark; LEWIS, Philip; THORNHILL, Adrian. Research methods for business students. Essex: Prentice Hall: Financial Times, 2003.

SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira; LIMA, Marcos AM. A demanda por energia elétrica no Brasil. Revista brasileira de economia, v. 58, p. 68-98, 2004.

SECI – Solar Energy Corporation of India. Expression of Interest (EOI) for development of about 10,000 MW Floating Solar PV (FSPV) Projects on Build, Own & Operate basis. New Delhi. 2017.

SEPÚLVEDA, Ana Margarida Queirós. Modelos Heterocedásticos-ARCH e GARCH. 2012.

SHAHAN, Z. (2014). History of Wind Turbines. Renewable Energy World. Disponível em <https://www.renewableenergyworld.com/storage/history-of-wind-turbines/#gref> Acesso: 07 ago. 2022.

SIANO, Pierluigi; MOKRYANI, Geev. Probabilistic assessment of the impact of wind energy integration into distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 4, p. 4209-4217, 2013.

SIMS, Christopher A. Macroeconomics and reality. Econometrica: journal of the Econometric Society, p. 1-48, 1980.

SOARES, João et al. Electric vehicles local flexibility strategies for congestion relief on distribution networks. Energy Reports, v. 8, p. 62-69, 2022.

SOROUDI, Alireza; EHSAN, Mehdi. A possibilistic–probabilistic tool for evaluating the impact of stochastic renewable and controllable power generation on energy losses in distribution networks—A case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 1, p. 794-800, 2011.

SUN, Xiaoyang et al. Sustainable energy transitions in China: Renewable options and impacts on the electricity system. Energies, v. 9, n. 12, p. 980, 2016.

TORRES FILHO, Ernani Teixeira. O gasoduto Brasil-Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado. 2002.

TRABER, Thure; KEMFERT, Claudia. Impacts of the German support for renewable energy on electricity prices, emissions, and firms. *The Energy Journal*, v. 30, n. 3, 2009.

VERGARA, Sylvia Constant. *Projetos e relatórios de pesquisa*. São Paulo: Atlas, 2006.

VICCHINI, Rafael Judar et al. Inteligência artificial aplicada sobre o problema de otimização do planejamento da operação hidrotérmica de médio prazo no Brasil. 2019.

WAGNER, Andreas. Residual demand modeling and application to electricity pricing. *The Energy Journal*, v. 35, n. 2, 2014.

WALVIS, Alida. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. 2014. Tese de Doutorado.

WOO, Chi-Keung et al. The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, v. 39, n. 7, p. 3939-3944, 2011.

WOZABAL, David; GRAF, Christoph; HIRSCHMANN, David. The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. *OR spectrum*, v. 38, n. 3, p. 687-709, 2016.

XINGANG, Zhao et al. The mechanism and policy on the electricity price of renewable energy in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 9, p. 4302-4309, 2011.

XU, Yan et al. Global status of recycling waste solar panels: A review. *Waste Management*, v. 75, p. 450-458, 2018.

ZIPP, Alexander. The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets—an empirical analysis. *Renewable Energy*, v. 113, p. 1111-1121, 2017.

ZOU, Peng et al. Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap. *Applied energy*, v. 185, p. 56-67, 2017.

## APÊNDICE A - Palavras-chave utilizadas na revisão da literatura

BASE DE DADOS	PALAVRAS-CHAVE	TÍTULOS ENCONTRADOS	ARTIGOS NÃO DISPONÍVEIS OU DUPLICADOS	ARTIGOS SELECIONADOS APÓS A LEITURA DOS RESUMOS	ARTIGOS SELECIONADOS APÓS A LEITURA
EBSCO	renewable energy AND price (título)	79	14	35	19
	renewable energy AND impact (título)	302	60	86	33
	renewable energy AND market (título)	258	55	105	30
	sustainable energy AND price (título)	4	0	2	0
	sustainable energy AND impact (título)	37	11	4	1
	sustainable energy AND market (título)	15	4	6	1
	wind energy AND impact (título)	161	39	53	10
	wind energy AND price (título)	14	2	9	2
	wind energy AND market (título)	122	36	31	4
	eolic energy AND impact (título)	0	0	0	0
	eolic energy AND price (título)	0	0	0	0
	eolic energy AND market (título)	0	0	0	0
	solar energy AND price (título)	13	2	1	1
	solar energy AND impact (título)	123	24	6	4
	solar energy AND market (título)	58	13	5	2
	electricity AND renewable AND impact (título)	62	7	25	22
	electricity AND renewable AND price (título)	42	7	22	20
	electricity AND renewable AND market (título)	154	35	48	36
	electricity AND sustainable AND impact (título)	2	0	1	1
	electricity AND sustainable AND price (título)	2	0	0	0
electricity AND sustainable AND market (título)	4	0	0	0	
CAPES	energia renovável AND preço (título)	0	0	0	0
	energia renovável AND impacto (título)	0	0	0	0
	energia renovável AND mercado (título)	0	0	0	0
	energia sustentável AND preço (título)	2	0	1	0
	energia sustentável AND impacto (título)	0	0	0	0
	energia sustentável AND mercado (título)	0	0	0	0
	energia vento AND impacto (título)	0	0	0	0
	energia vento AND preço (título)	1	0	0	0
	energia vento AND mercado (título)	0	0	0	0
	energia eólica AND impacto (título)	3	0	0	0
	energia eólica AND preço (título)	3	0	1	0
	energia eólica AND mercado (título)	2	0	0	0
	energia solar AND preço (título)	0	0	0	0
	energia solar AND impacto (título)	1	0	1	1
	energia solar AND mercado (título)	0	0	0	0
	eletricidade AND renovável AND impacto (título)	0	0	0	0
	eletricidade AND renovável AND preço (título)	0	0	0	0
	eletricidade AND renovável AND mercado (título)	0	0	0	0
	eletricidade AND sustentável AND impacto (título)	0	0	0	0
	eletricidade AND sustentável AND preço (título)	0	0	0	0
eletricidade AND sustentável AND mercado (título)	0	0	0	0	
<b>TOTAL</b>		<b>1464</b>	<b>309</b>	<b>442</b>	<b>187</b>

## APÊNDICE B - Artigos selecionados para análise bibliográfica

Artigo	Ano	Filosofia	Lógica	Abordagem	Objetivos	Estratégia	Horizonte de tempo	Objeto de estudo
1	2011	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
2	2011	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Transversal	Setor público
3	2008	Pós-positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Transversal	Setor público
4	2019	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
5	2015	Pós-positivismo	Dedutiva	Qualitativa	Descritiva	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
6	2016	Pós-positivismo	Indutiva	Qualitativa	Descritiva	Ex-post-facto	Longitudinal	Setor público
7	2019	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Transversal	Setor público
8	2018	Pós-positivismo	Dedutiva	Qualitativa	Descritiva	Documental	Transversal	Setor público
9	2017	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Transversal	Setores público e privado
10	2019	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Transversal	Setor público
11	2017	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Transversal	Setores público e privado
12	2017	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
13	2015	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
14	2017	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
15	2009	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
16	2019	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Transversal	Setor público
17	2007	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
18	2015	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
19	2019	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Transversal	Setor público
20	2018	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Descritiva	Experimental	Longitudinal	Setor público
21	2014	Positivismo	Indutiva	Multimétodo	Descritiva	Levantamento	Transversal	Setores público e privado
22	2009	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
23	2018	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setor público
24	2019	Pós-positivismo	Indutiva	Qualitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setor público
25	2018	Pós-positivismo	Indutiva	Qualitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setores público e privado
26	2014	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setores público e privado
27	2013	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
28	2015	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setor público
29	2019	Positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setor público
30	2016	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setor público
31	2012	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Transversal	Setor público
32	2019	Pós-positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Transversal	Setor privado
33	2016	Pós-positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setores público e privado
34	2016	Pós-positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
35	2019	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
36	2016	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Longitudinal	Setores público e privado
37	2018	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setores público e privado
38	2012	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setor público
39	2013	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
40	2016	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Levantamento	Longitudinal	Setores público e privado
41	2017	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
42	2011	Pós-positivismo	Indutiva	Mista	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
43	2016	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setor público
44	2018	Pós-positivismo	Indutiva	Quantitativa	Descritiva	Estudo de caso	Longitudinal	Setores público e privado
45	2016	Pós-positivismo	Indutiva	Mista	Exploratória	Levantamento	Transversal	Setor público
46	2016	Pós-positivismo	Indutiva	Mista	Exploratória	Estudo de caso	Transversal	Setor público
47	2019	Positivismo	Dedutiva	Quantitativa	Explicativa	Experimental	Transversal	Setores público e privado

1. Purvins, A., Wilkening, H., Fulli, G., Tzimas, E., Celli, G., Mocci, S., ... & Tedde, S. (2011). A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges. *Journal of Cleaner Production*, 19(17-18), 1909-1916.

2. Soroudi, A., & Ehsan, M. (2011). A possibilistic–probabilistic tool for evaluating the impact of stochastic renewable and controllable power generation on energy losses in distribution networks—a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 794-800.
3. Kirby, B., & Milligan, M. (2008). An examination of capacity and ramping impacts of wind energy on power systems. *The Electricity Journal*, 21(7), 30-42.
4. Peña, J. I., & Rodríguez, R. (2019). Are EU's Climate and Energy Package 20-20-20 targets achievable and compatible? Evidence from the impact of renewables on electricity prices. *Energy*, 183, 477-486.
5. Nijhuis, M., Gibescu, M., & Cobben, J. F. G. (2015). Assessment of the impacts of the renewable energy and ICT driven energy transition on distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1003-1014.
6. Pollitt, M. G., & Anaya, K. L. (2016). Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York. *The Energy Journal*, 37(Bollino-Madlener Special Issue).
7. Åberg, M., Lingfors, D., Olauson, J., & Widén, J. (2019). Can electricity market prices control power-to-heat production for peak shaving of renewable power generation? The case of Sweden. *Energy*, 176, 1-14.
8. Byers, C., Levin, T., & Botterud, A. (2018). Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves. *The Electricity Journal*, 31(1), 65-74.
9. Acemoglu, D., Kakhbod, A., & Ozdaglar, A. (2017). Competition in electricity markets with renewable energy sources. *The Energy Journal*, 38(KAPSARC Special Issue).
10. Corrigendum to "Can electricity market prices control power-to-heat production for peak shaving of renewable power generation? The case of Sweden" [*Energy* 176 (2019) 1–14].
11. Chakraborty, P., Baeyens, E., & Khargonekar, P. P. (2017). Cost causation based allocations of costs for market integration of renewable energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 70-83.
12. Böhringer, C., Landis, F., & Reanos, M. A. T. (2017). Economic Impacts of Renewable Energy Production in Germany. *The Energy Journal*, 38(KAPSARC Special Issue).
13. Ballester, C., & Furió, D. (2015). Effects of renewables on the stylized facts of electricity prices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1596-1609.
14. Zou, P., Chen, Q., Yu, Y., Xia, Q., & Kang, C. (2017). Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap. *Applied energy*, 185, 56-67.

15. Prakash, R., & Bhat, I. K. (2009). Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(9), 2716-2721.
16. Frew, B., Stephen, G., Sigler, D., Lau, J., Jones, W. B., & Bloom, A. (2019). Evaluating resource adequacy impacts on energy market prices across wind and solar penetration levels. *The Electricity Journal*, 32(8), 106629.
17. Hoogwijk, M., Van Vuuren, D., de Vries, B., & Turkenburg, W. (2007). Exploring the impact on cost and electricity production of high penetration levels of intermittent electricity in OECD Europe and the USA, results for wind energy. *Energy*, 32(8), 1381-1402.
18. Cho, S., & Kim, J. (2015). Feasibility and impact analysis of a renewable energy source (RES)-based energy system in Korea. *Energy*, 85, 317-328.
19. Badakhshan, S., Hajibandeh, N., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2019). Impact of solar energy on the integrated operation of electricity-gas grids. *Energy*, 183, 844-853.
20. Cole, W., & Frazier, A. W. (2018). Impacts of increasing penetration of renewable energy on the operation of the power sector. *The Electricity Journal*, 31(10), 24-31.
21. Brouwer, A. S., Van Den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. (2014). Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 443-466.
22. Traber, T., & Kemfert, C. (2009). Impacts of the German support for renewable energy on electricity prices, emissions, and firms. *The Energy Journal*, 30(3).
23. Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2018). Is renewable energy a cost-effective mitigation resource? An application to the Spanish electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 902-914.
24. Abbott, M., & Cohen, B. (2019). Maintaining the security of supply in the Australian national electricity Market with higher levels of renewable energy. *The Electricity Journal*, 32(9), 106645.
25. Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., & Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 695-707.
26. Chattopadhyay, D. (2014). Modelling renewable energy impact on the electricity market in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 9-22.
27. Siano, P., & Mokryani, G. (2013). Probabilistic assessment of the impact of wind energy integration into distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 4209-4217.

28. Deane, J. P., Driscoll, A., & Gallachóir, B. Ó. (2015). Quantifying the impacts of national renewable electricity ambitions using a North–West European electricity market model. *Renewable energy*, 80, 604-609.
29. Mararakanye, N., & Bekker, B. (2019). Renewable energy integration impacts within the context of generator type, penetration level and grid characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108, 441-451.
30. Aravena, I., & Papavasiliou, A. (2016). Renewable energy integration in zonal markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1334-1349.
31. Reuter, W. H., Szolgayová, J., Fuss, S., & Obersteiner, M. (2012). Renewable energy investment: Policy and market impacts. *Applied Energy*, 97, 249-254.
32. Johnson, E. P., & Oliver, M. E. (2019). Renewable Generation Capacity and Wholesale Electricity Price Variance. *The Energy Journal*, 40(5).
33. Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2016). Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1634-1653.
34. Sun, X., Zhang, B., Tang, X., McLellan, B. C., & Höök, M. (2016). Sustainable energy transitions in China: Renewable options and impacts on the electricity system. *Energies*, 9(12), 980.
35. Bistline, J., Santen, N., & Young, D. (2019). The economic geography of variable renewable energy and impacts of trade formulations for renewable mandates. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 106, 79-96.
36. Wozabal, D., Graf, C., & Hirschmann, D. (2016). The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. *OR spectrum*, 38(3), 687-709.
37. Djørup, S., Thellufsen, J. Z., & Sorknæs, P. (2018). The electricity market in a renewable energy system. *Energy*, 162, 148-157.
38. Moreno, B., López, A. J., & García-Álvarez, M. T. (2012). The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms. *Energy*, 48(1), 307-313.
39. Mulder, M., & Scholtens, B. (2013). The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable energy*, 57, 94-100.
40. The impact of renewables on electricity prices in Germany – An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013.

41. The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis.
42. Xingang, Z., Xiaomeng, L., Pingkuo, L., & Tiantian, F. (2011). The mechanism and policy on the electricity price of renewable energy in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4302-4309.
43. Ritzenhofen, I., Birge, J. R., & Spinler, S. (2016). The structural impact of renewable portfolio standards and feed-in tariffs on electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 255(1), 224-242.
44. Roos, A., & Bolkesjø, T. F. (2018). Value of demand flexibility on spot and reserve electricity markets in future power system with increased shares of variable renewable energy. *Energy*, 144, 207-217.
45. Ela, E., Milligan, M., Bloom, A., Botterud, A., Townsend, A., Levin, T., & Frew, B. A. (2016). Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Incentivizing flexibility in system operations. *The Electricity Journal*, 29(4), 51-60.
46. Milligan, M., Frew, B. A., Bloom, A., Ela, E., Botterud, A., Townsend, A., & Levin, T. (2016). Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Revenue sufficiency and long-term reliability. *The Electricity Journal*, 29(2), 26-38.
47. Ciupăgeanu, D. A., Lăzăroiu, G., & Barelli, L. (2019). Wind energy integration: Variability analysis and power system impact assessment. *Energy*, 185, 1183-1196.