

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

LEONARDO BATISTA DE SANTANA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS NA RESERVA OPERATIVA**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2023

LEONARDO BATISTA DE SANTANA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS NA RESERVA OPERATIVA**

**Assessment of the Impact of inserting renewable energies in the operating
reserve**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia.

Orientador: Prof^o Dr. Paulo Cicero Fritzen

CURITIBA
2023



Esta licença permite que outros façam download dos trabalhos e os compartilhem desde que atribuam crédito aos autores, mas sem que possam alterá-los de nenhuma forma ou utilizá-los para fins comerciais.



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Curitiba



LEONARDO BATISTA DE SANTANA

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA RESERVA OPERATIVA

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 31 de Julho de 2023

Dr. Paulo Cicero Fritzen, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Eduardo Machado Dos Santos, Doutorado - Fundação Universidade Federal do Pampa - Unipampa (Unipampa)

Dr. Jair Urbanetz Junior, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 31/07/2023.

À família e amigos.

E em especial aos meus pais: meu pai Gumercindo Batista de Santana (*in memoriam*), e minha mãe Tânia de Jesus Cabral.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos amigos e à família por ter ajudado e feito este trabalho acontecer, e pela compreensão nos momentos de ausência.

À minha namorada Larissa, meu grande amor, por ter me apoiado sempre nessa caminhada pelo conhecimento que tanto busco.

Aos meus irmãos, Maria Cláudia e Anísio Alfredo, por me ajudarem durante a jornada do estudo. À minha mãe, Tânia, por todo carinho e preocupação.

Ao meu orientador e amigo, Prof^o Dr. Eng Paulo Cicero Fritzen, por toda a paciência e confiança, e principalmente por me confiar um pouco de seu conhecimento.

Ao Programa de Pós Graduação em Sistema de Energia - PPGSE, por todo o apoio e estrutura ofertada para este trabalho.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, por todo o suporte e ferramentas disponibilizadas em minha formação.

“Os que se encantam com a prática sem a ciência são como os timoneiros que entram no navio sem timão nem bússola, nunca tendo certeza do seu destino”.

(Leonardo da Vinci)

RESUMO

DE SANTANA, L.B.. **Avaliação do Impacto da inserção de energias renováveis na reserva operativa**. 2023. 134 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2023.

Com a constante necessidade de expandir as fontes energéticas do país, o setor elétrico vem explorando diversas opções. Entretanto, a economia brasileira tem um histórico de baixo custo operacional e alta confiabilidade e disponibilidade. Este trabalho visa estudar o impacto da crescente inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, e alertar sobre os possíveis resultados que tal incentivo pode trazer para a economia nacional. Embora a maior parcela da energia gerada no país provenha de fontes hídricas, uma importante parte das novas energias adicionadas à matriz energética tem sido proveniente de outras fontes, como a energia eólica e solar, que possuem custo operacional e de implantação menores do que as hidrelétricas de grande porte. Tal fato coloca em risco os investimentos em empreendimentos hidráulicos não renováveis e a confiabilidade do setor elétrico brasileiro. Para o crescimento de gerações provenientes de fontes renováveis, é necessário incentivar outras propostas, como gerações provenientes de recursos despacháveis, implantação de metodologias de modicidade tarifária, ampliação do emprego da tração elétrica, entre outras. Antes da diversificação da matriz energética, o país pode explorar de forma otimizável as fontes já consagradas, a fim de aperfeiçoar seu uso e domínio, ou buscar fontes com menor pegada de carbono, mas com controle de geração a nível de despacho. Este trabalho mostra que a alta penetração de energias renováveis na matriz elétrica do país traz incertezas na operação, podendo reduzir a confiabilidade do sistema. Isso ocorre devido à necessidade de aumentar a reserva operativa do sistema. O planejamento energético brasileiro precisa incorporar novos métodos e conceitos para levar em conta variáveis que são desprezadas atualmente. Somente assim será possível ter um projeto de longo prazo coerente, que não coloque em risco a segurança econômica do país, o nível de conforto e saúde alcançados e o desenvolvimento social necessário. É necessário ter políticas públicas alinhadas com um planejamento energético que busque a segurança energética sustentável.

Palavras-chave: Segurança Energética, Planejamento Energético, Políticas Públicas, Gerações Renováveis, Geração de Energia Elétrica.

ABSTRACT

DE SANTANA, L.B.. **Assessment of the Impact of inserting renewable energies in the operating reserve**. 2023. 134 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2023.

With the constant need to expand the country's energy sources, the electricity sector has been exploring several options. However, the Brazilian economy has a history of low operating costs and high reliability and availability. This work aims to study the impact of the growing insertion of renewable sources in the Brazilian electricity matrix, and to warn about the possible results that such an incentive can bring to the national economy. Although most of the energy generated in the country comes from water sources, an important part of the new energies added to the energy matrix has come from other sources, such as wind and solar energy, which have lower operational and implementation costs than hydroelectric plants. large-sized. This fact puts investments in non-renewable hydraulic projects and the reliability of the Brazilian electricity sector at risk. For the growth of generations from renewable sources, it is necessary to encourage other proposals, such as generations from dispatchable resources, implementation of low tariff methodologies, expansion of the use of electric traction, among others. Before the diversification of the energy matrix, the country can optimally exploit already established sources, in order to improve their use and control, or seek sources with a lower carbon footprint, but with generation control at the dispatch level. This work shows that the high penetration of renewable energies in the country's electricity matrix brings uncertainties in the operation, which may reduce the reliability of the system. This is due to the need to increase the operating reserve of the system. Brazilian energy planning needs to incorporate new methods and concepts to take into account variables that are currently neglected. Only then will it be possible to have a coherent long-term project that does not jeopardize the country's economic security, the level of comfort and health achieved, and the necessary social development. It is necessary to have public policies aligned with energy planning that seeks sustainable energy security.

Keywords: Energy Security, Energy Planning, Public Policies, Renewable Generations, Electric Energy Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável	16
Figura 2	– Composição da Geração Distribuída no Brasil até 2021	18
Figura 3	– Matéria sobre o possível impacto da implantação de gerações fotovoltaicas	19
Figura 4	– Composição da Energia gerada em 2022	23
Figura 5	– Capacidade instalada de Geração Elétrica (em GW)	33
Figura 6	– Descompasso entre oferta e demanda de energia elétrica	36
Figura 7	– Variação da participação na matriz elétrica, em função da fonte de energia	37
Figura 8	– Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos	40
Figura 9	– Novo desenho institucional após a reforma de 2004	42
Figura 10	– Projeções de demanda e carga de energia elétrica: 2017 – 2026	43
Figura 11	– Evolução da Capacidade Instalada no Brasil, entre 2012 – 2032, em TWh	44
Figura 12	– Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração	45
Figura 13	– Relação entre crescimento do mercado de energia x energia armazenável máxima: 2015 – 2024 (em MW médios)	46
Figura 14	– Energias afluentes médias entre 2012 e 2021 (em MW médio)	47
Figura 15	– Participação das fontes na matriz (em %)	48
Figura 16	– Sazonalidade inversa Hídrica x Eólica: 2000 – 2008 (em percentual de energia armazenada e da potência instalada)	49
Figura 17	– Atendimento à demanda máxima no SIN	51
Figura 18	– Custo incremental da Confiabilidade	54
Figura 19	– Modelo de barramento único para avaliação do NH1	55
Figura 20	– Modelo para avaliação da capacidade de Geração	56
Figura 21	– Quantidade anual de conexões de GD com a rede elétrica no Brasil	61
Figura 22	– Os ambientes de contratação de energia elétrica existentes no SEB	63
Figura 23	– Modalidades de leilão no ACR	64
Figura 24	– Potência total instalada no mundo até 2021	69
Figura 25	– Modelo conceitual da circulação global atmosférica	70
Figura 26	– Crescimento da capacidade de renováveis por tipo	71
Figura 27	– Porcentagem da capacidade instalada mundial evidenciando os países com maior capacidade	72
Figura 28	– Evolução da capacidade instalada no Brasil, em MW	73
Figura 29	– Geração média brasileira por mês, em GW	74
Figura 30	– Posicionamento variável da ZCAS	75
Figura 31	– Quantidade média anual de passagens de frentes frias de 1979 a 2005	76
Figura 32	– Resultado leilão de energia em 2019 para A-4	86
Figura 33	– Variação do custo da energia fotovoltaica contratada via leilão	87
Figura 34	– Modelo de Markov com Dois Estados	97
Figura 35	– Modelo do sistema para análises Well-being	100
Figura 36	– Dilema do planejador numa matriz com geração distribuída	104
Figura 37	– Cadeia de Modelos do Cepel	105
Figura 38	– Interface entre Expansão e Operação	106
Figura 39	– Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR	

	10% CMO	108
Figura 40 –	Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 1% ENS	109
Figura 41 –	Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 5% PNS e LOLP	109
Figura 42 –	Descrição do modelo CONFINT	110
Figura 43 –	Ferramenta de Balanço de Potência, desenvolvido pela EPE	110
Figura 44 –	Profundidade de Deficit – CVaR Mensal, limite de 5%	111
Figura 45 –	Risco de Deficit (LOLP), limite de 5%	112
Figura 46 –	Etapas da MACINE	113
Figura 47 –	Etapas da atual forma de inserção de novas energias	114
Figura 48 –	Dispêndio ótimo em qualidade	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Capacidade de Geração do Brasil - Empreendimentos em Operação	21
Tabela 2	–	Comparativo entre fontes de geração – 2019 e 2023	22
Tabela 3	–	Novos critério de planejamento da expansão energética	108

LISTA DE SIGLAS

ONU	Organização das Nações Unidas
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
ANP	Agência Nacional do Petróleo
GD	Geração Distribuída
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
UFV	Usinas Fotovoltaicas
SIN	Sistema Interligado Nacional
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
MME	Ministério de Minas e Energia
Chesf	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
Copel	Companhia Paranaense de Energia
PND	Plano Nacional de Desestatização
NH1	Nível hierarquico 1
NH2	Nível hierarquico 2
NH3	Nível hierarquico 3
NH0	Nível hierarquico 0
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
ONS	Operador Nacional do Sistema
EAR	Energia Armazenável do Sistema
PDE	Plano Decenal de Energia
UHE	Usinas Hidrelétricas
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
UCs	Unidades Consumidoras
GEE	Gases de Efeito Estufa
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
OEI	Oferta de Energia Interna
PROINFA	Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ZCAS	Zona de Convergência do Atlântico Sul

CMO	Custos Marginais de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
GT	Grupos de Trabalho
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ENS	Energia Não Suprida
PNS	Potência Não Suprida
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MACINE	Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
CCEEARs	Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MRGF	Mecanismo de Redução de Garantia Física
MRA	Mecanismo de Redução de Energia Assegurada

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔCI	Custo da Variação do Investimento
ΔC	Custo da Variação da Confiabilidade

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	16
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA	19
1.2.1 Energia Renovável e o Brasil	20
1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS	23
1.3.1 A Previsão das Renováveis frente ao Problema de Gestão do Sistema	24
1.3.2 A Previsão das Renováveis e a Reserva Operativa	26
1.4 OBJETIVOS	28
1.4.1 Objetivo Geral	28
1.4.2 Objetivos Específicos	28
1.5 JUSTIFICATIVA	28
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	29
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	29
1.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	30
2 BRASIL E A ENERGIA ELÉTRICA	31
2.1 INTRODUÇÃO	31
2.2 A CRISE ENERGÉTICA	34
2.3 A REFORMULAÇÃO DO SETOR: ADEQUAÇÃO VS SEGURANÇA DE UM SISTEMA DE ENERGIA	37
2.3.1 Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos	39
2.4 O PERFIL DA GERAÇÃO	43
2.4.1 Perspectivas para o parque hídrico brasileiro	45
2.4.2 Aumento da difusão de fontes renováveis alternativas	48
2.4.3 Necessidade da contratação de fontes controláveis e as possíveis alternativas para o atendimento à ponta	50
2.4.4 Contratação de fontes de geração complementar	51
2.4.5 Atuação pelo lado da demanda	52
2.4.6 Confiabilidade Energética	53
2.5 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (A ABORDAGEM TRADICIONAL DA TEORIA ECONÔMICA DA REGULAÇÃO)	57
2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	59
2.7 O RISCO ENERGÉTICO (OS LEILÕES A-6)	62
2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
3 ENERGIA RENOVÁVEL E SUAS CARACTERÍSTICAS	67
3.1 ENERGIA RENOVÁVEL	67
3.1.1 Energia Solar	67
3.1.2 Energia Eólica	69
3.1.3 Energia hídrica (CGH e PCH)	74
3.2 POLÍTICAS PÚBLICAS	77
3.2.1 Políticas públicas e seu uso pelo estado	77

3.2.2	Considerações sobre a Teoria da Regulação	78
3.2.3	Teoria do interesse público	79
3.2.4	Teoria da Captura	80
3.2.5	Teoria do Grupo de Interesses	81
3.2.6	Contribuição de George Stigler	82
3.2.7	Políticas públicas no setor elétrico	83
3.2.8	Planejamento da operação e o despacho por ordem de mérito	83
3.3	CAPACIDADE DE GERAÇÃO	84
3.3.1	Fator de capacidade	85
3.4	O CUSTO DA ENERGIA (O CRESCIMENTO DA ENERGIA SOLAR E EÓLICA)	85
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	87
4	PROPOSTA DE METODOLOGIA DE ANÁLISE DA INSERÇÃO DE ENERGIA NOVA, CONSIDERANDO O ELEVADO GRAU DE PENETRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS	89
4.1	INTRODUÇÃO	89
4.2	RESERVA ENERGÉTICA: A OBSERVAÇÃO ATRAVÉS DA CONFIABILIDADE	89
4.2.1	Fase de Planejamento	90
4.2.2	Fase de Operação	93
4.2.3	Confiabilidade de Gerações Renováveis	94
4.2.4	Conceitos de Avaliação da Reserva de Geração	96
4.2.5	Índices de Confiabilidade para Geração	99
4.3	PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE CONDICIONAL DE INSERÇÃO DE NOVAS ENERGIAS (MACINE)	101
4.3.1	Modelos matemáticos para o SEB	104
4.3.2	Requisitos de Energia e Potência	107
4.3.3	Estrutura da Metodologia	112
4.3.4	Considerações Finais sobre o Método	114
4.4	CONCLUSÕES SOBRE O CAPÍTULO	115
5	DISCUSSÕES E ASPECTOS COMPLEMENTARES	116
5.1	PONDERAÇÕES INICIAIS	116
5.2	PROBLEMÁTICA ATUAL	117
5.2.1	Regulação na qualidade no setor elétrico brasileiro	119
5.3	EXPECTATIVAS QUANTO A MACINE	122
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	122
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	123
6.1	INTRODUÇÃO	123
6.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	124
	REFERÊNCIAS	126

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo aborda-se os tópicos iniciais que embasam este estudo, assim como suas motivações e objetivos primários. Ao longo deste, são apresentado as motivações iniciais, assim como as premissas que serão seguidas.

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) lançou os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), composto por 17 metas destinadas a solucionar os problemas enfrentados pelo mundo moderno (KUNZ et al., 2018). O sétimo objetivo, intitulado "Energia Limpa e Acessível", tem como meta reduzir significativamente a geração de energia a partir de fontes fósseis e proporcionar acesso à energia limpa e de qualidade para todos. A figura 1 apresenta um panorama resumido dos objetivos estabelecidos.

Figura 1 – Os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável



Fonte: (KUNZ et al., 2018)

A partir deste momento, o mundo se compromete a mudar o rumo do futuro da humanidade, uma vez que este está ameaçado pelos efeitos do aquecimento global causados pelos impactos ambientais resultantes do consumo excessivo de combustíveis fósseis. A geração de energia é um dos principais processos que utilizam tais recursos.

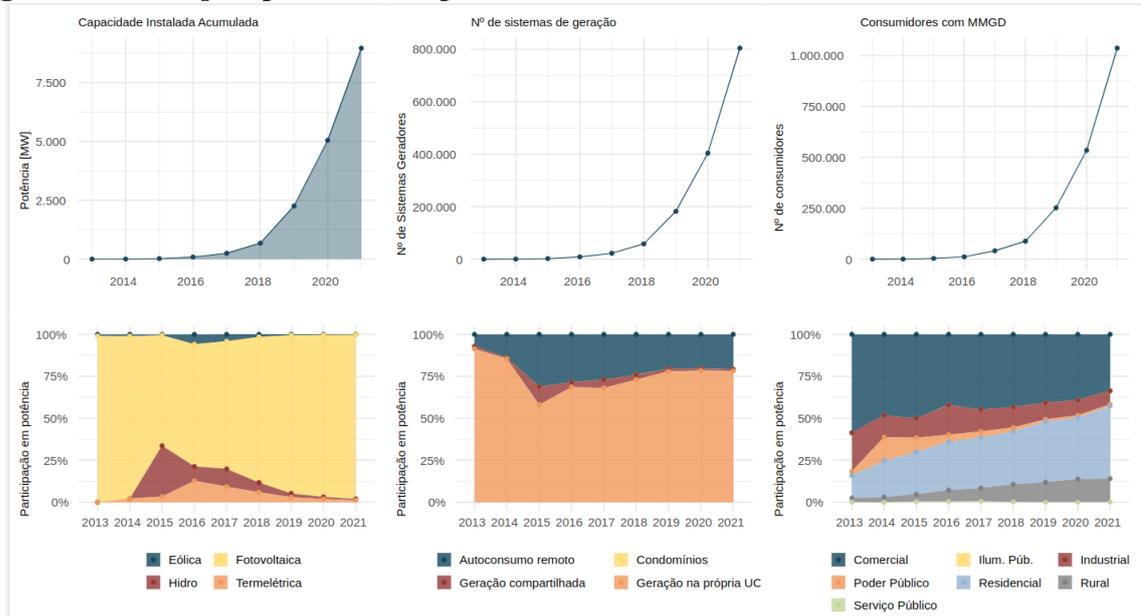
No entanto, cada país tem uma estratégia diferente para atender ao objetivo, pois cada nação possui uma matriz energética individual.

Muitos países estão fazendo das energias renováveis uma realidade cada vez mais presente em todo o mundo por meio de programas de incentivo, políticas governamentais e preocupações ambientais (CASTRO et al., 2010). O Brasil possui uma diversidade energética que poucos países possuem e tem sido uma aliada do país em questões como economia, defesa e desenvolvimento social. Uma das principais características atrativas do país para o capital estrangeiro é sua segurança energética, na qual o Brasil possui bons indicadores de qualidade de energia e estabilidade no fornecimento, quando comparado a outros países como EUA e União Europeia (ERBER, 2011).

No entanto, a principal ferramenta que o Estado tem para garantir seus interesses são as políticas públicas, visando carregar o interesse público através do mercado como forma de não tirar a liberdade comercial, mas sem deixar de atender aos anseios da população. No entanto, o uso deste tipo de mecanismo sem o planejamento adequado pode gerar resultados inesperados, trazendo assim novos problemas a serem enfrentados.

No que diz respeito às políticas públicas voltadas para o planejamento energético, pode-se considerar como ponto de partida a Lei nº 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) (BRASIL, 1997b). Em seguida, têm-se a Lei nº 10.295/01, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia (BRASIL, 2001). Esses foram os primeiros marcos na história do país que visavam trazer o planejamento energético como política de estado. No que se refere especificamente às Energias Renováveis, há as Resoluções Aneel nº 482/12 e nº 687/15 e, mais recentemente, a Resolução Aneel nº 1000/21, que define as regras da relação Distribuidora x Gerador Distribuído. Ainda, como forma de trazer segurança jurídica para o setor de geração distribuída, todos estes regramentos foram organizados através da Lei nº 14.300/22. Vale ressaltar que, no Brasil, a Geração Distribuída (GD) basicamente teve expressão com a geração de fonte solar, representando em 2021, 98% das unidades consumidoras geradoras de energia (EPE, 2023). A seguir, está apresentado um panorama da composição da GD até o ano de 2021, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Figura 2 – Composição da Geração Distribuída no Brasil até 2021



Fonte: (EPE, 2023)

De fato, a crescente participação das fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, na matriz energética brasileira traz desafios para a confiabilidade do sistema elétrico. A intermitência da geração de energia solar, por exemplo, pode causar instabilidade no sistema elétrico e afetar a qualidade e segurança do fornecimento de energia. Além disso, a falta de capacidade de armazenamento de energia renovável ainda é um desafio a ser superado para garantir a segurança energética.

No entanto, o Brasil tem adotado medidas para lidar com esses desafios. Uma das soluções é a implementação de sistemas de armazenamento de energia, que permitem armazenar a energia gerada em momentos de alta produção e usar em momentos de baixa produção, aumentando a confiabilidade do sistema. Além disso, o país tem investido em tecnologias de previsão meteorológica, que permitem prever a quantidade de energia que será gerada pelas fontes renováveis, e assim ajustar a oferta de energia de acordo com a demanda.

Portanto, embora a geração de energia renovável possa trazer desafios para a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, o país tem adotado medidas para lidar com esses desafios e garantir a segurança energética no longo prazo.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Em uma matéria para o jornal Poder 360, o economista Adriano Pires discorre sobre o risco que tais incentivos podem trazer para o país. A seguir, na figura 3, está apresentando um recorte da matéria em questão.

Figura 3 – Matéria sobre o possível impacto da implantação de gerações fotovoltaicas

PODER
360

“opinião

Até onde vamos com a expansão sem critério das renováveis?

Novo governo precisa adotar critérios econômicos e regulatórios para o avanço de fontes eólica e solar, escreve Adriano Pires



Painéis solares: aumento da geração distribuída deve ser feito levando em consideração os seus atributos específicos

ADRIANO PIRES
8.nov.2022 (terça-feira) - 5h51

O crescimento das fontes solar e eólica na geração de energia elétrica, não levando em consideração os seus verdadeiros atributos, podem levar o Brasil a uma situação complicada e que precisa ser pensada pelo novo governo. O objetivo deste artigo é alertar que a expansão sem critérios econômicos e regulatórios – e sem a realização de leilões que criem condições para a presença de térmicas a gás flexíveis e inflexíveis na matriz elétrica – vai acabar levando a uma ingovernabilidade da operação do sistema elétrico no Brasil por parte do ONS. E as consequências principais são a continuidade do crescimento das tarifas e um aumento da probabilidade de ocorrência de apagões e racionamentos.

Hoje, essa “*corrida do ouro*” para a construção de geração distribuída solar está sendo

Fonte: (PIRES, 2022)

No texto, Adriano diz: “*O crescimento das fontes solar e eólica na geração de energia elétrica, não levando em consideração os seus verdadeiros atributos, podem levar*

o Brasil a uma situação complicada e que precisa ser pensada pelo novo governo.”

A partir deste pensamento, fica entendido que há um risco na forma como está sendo inserido este tipo de geração no sistema elétrico brasileiro, até então conhecido pela sua matriz limpa, contudo com bons coeficientes de confiabilidade. Em seguida, Adriano informa: *“Hoje, essa “corrida do ouro” para a construção de geração distribuída solar está sendo feita de forma que ninguém tem controle e ninguém sabe exatamente o atual volume de geração distribuída no Brasil. Diante disso, a operação do sistema vai se complicar cada vez mais, fazendo com que se perca a confiabilidade energética no país.”* Neste ponto, o autor expõe uma realidade na qual fica declarado que há risco para o sistema elétrico com o ingresso das fontes renováveis de energia. Por fim, o Adriano Pires expõe mais alguns gargalos criados por essa inserção, como a necessidade demasiada de linhas de transmissão, assim como de geradores síncronos para compensação da intermitência de geração.

Pode-se dizer que o problema apresentado anteriormente é fruto de uma política energética, que aparentemente não vislumbrou possíveis novos problemas que estas trariam. As bases teóricas para regulação são fundamentadas em conceitos datados do final do século XIX, e são o ponto de partida deste estudo.

No entanto o principal foco deste trabalho, é formular um possível cenário causado pela inserção massiva de fontes geradoras provenientes de matrizes intermitentes, como eólica ou solar, e assim avaliar o real impacto que estas trarão para o setor elétrico.

1.2.1 Energia Renovável e o Brasil

A diversificação da matriz energética, através da adoção de fontes alternativas de energia, é uma estratégia viável para preservar os níveis de reservatórios em períodos de estiagem, evitando a exaustão deste recurso vital. Além disso, durante períodos de abundância de recursos como sol, vento ou matéria orgânica para as biomassas, os reservatórios hídricos podem ser utilizados como armazenamento energético, o que aumenta indiretamente a capacidade de armazenamento de energia e contribui para a segurança energética do país (NOGUEIRA, 2011).

Um exemplo desta estratégia é a associação de usinas eólicas ou solares com usinas hidrelétricas reversíveis. Durante os períodos de oferta de vento ou sol, a energia excedente pode ser utilizada para bombear água para um reservatório superior, que, posteriormente, pode ser utilizado para a geração hídrica em momentos oportunos (NETO et al., 2012).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Brasil possui uma capacidade instalada de geração elétrica de 189,96 GW, proveniente de diversas formas e fontes de energia, das quais 20,62% são de fontes renováveis, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Usinas Fotovoltaicas (UFV) e Usinas Eólicas (ANEEL, 2023b). No entanto, cabe ressaltar que a agência não separa as gerações térmicas por biomassa de gerações a partir de combustíveis fósseis, o que impede a contabilização conjunta dessas fontes de energia. Na tabela 1, está indicado a composição da matriz elétrica brasileira.

Tabela 1 – Capacidade de Geração do Brasil - Empreendimentos em Operação

Tipo	Quant.	%Total	Potência Instalada (kW)	%Total
Usina Hidrelétrica de Energia	215,0	0,92%	103.195,36	54,34%
Pequena Central Hidrelétrica	427,0	1,83%	5.700,72	3,00%
Central Geradora Hidrelétrica	715,0	3,06%	862,77	0,45%
Usina Termelétrica de Energia	3.009,0	12,89%	45.563,33	23,99%
Usina Termonuclear	2,0	0,01%	1.990,00	1,05%
Central Geradora Eólica	907,0	3,89%	24.805,72	13,06%
Usina Fotovoltaica	18.065,0	77,40%	7.800,65	4,11%
Total	23.340,0	100,0%	189.918,55	100,0%

Fonte: (ANEEL, 2023b)

A partir de um estudo feito por (SANTOS, 2019), é possível observar a variação e o crescimento das fontes de geração no país. Na tabela 2, está apresentado esta variação.

Tabela 2 – Comparativo entre fontes de geração – 2019 e 2023

Tipo	Quant. 2019	Quant. 2023	Potência Instalada(kW) - 2019	Potência Instalada (kW) - 2023
Usina Hidrelétrica de Energia	217,0	215,0	98.698,21	103.195,36
Pequena Central Hidrelétrica	425,0	427,0	5.179,26	5.700,72
Central Geradora Hidrelétrica	699,0	715,0	710,85	862,77
Usina Termelétrica de Energia	3.006,0	3.009,0	40.401,76	45.563,33
Usina Termonuclear	2,0	2,0	1.990,00	1.990,00
Central Geradora Eólica	611,0	907,0	14.988,36	24.805,72
Usina Fotovoltaica	2.469,0	18.065,0	2.074,00	7.800,65
Central Geradora Undi- Elétrica	1,0	0,0	50,00	7.800,65
Total	7.430,0	23.340,0	164.092,44	189.918,55

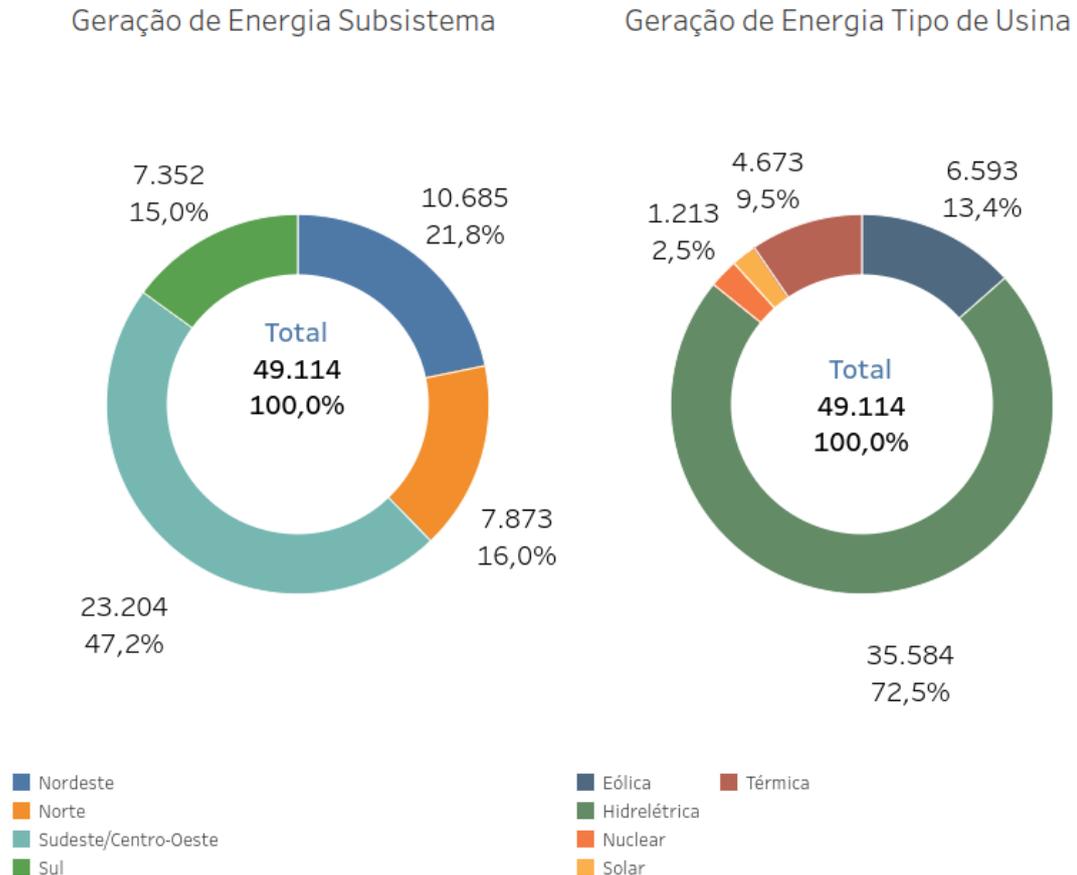
Fonte: (ANEEL, 2023b)

Os dados demonstram um expressivo aumento na utilização de fontes renováveis de energia, especialmente eólica e solar, que tiveram um aumento considerável de 611 para 907 e 2.469 para 18.065, respectivamente. Esse crescimento é refletido na potência instalada, com a eólica variando de 14,99 GW para 24,81 GW, enquanto a solar variou de 2,07 GW para 7,8 GW.

Contudo, é importante destacar que há um desequilíbrio entre o aumento das energias renováveis conectadas à rede básica e a transmissão de energia, tornando a transmissão um recurso escasso. Nesse sentido, o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN) propõe um plano de Transmissão e Expansão de Renováveis na Matriz Elétrica. No entanto, tal plano aborda apenas os valores relacionados à eólica e solar, que são as únicas fontes que acessam a rede básica e apresentam crescimento acentuado, como mencionado anteriormente. Em termos de montantes de energia injetada, essas duas fontes já representam uma parcela significativa

da carga. A figura 4 apresenta a composição da energia gerada no ano de 2022.

Figura 4 – Composição da Energia gerada em 2022



Fonte: (ONS, 2023)

Verifica-se que dentre toda a energia gerada no período avaliado, correspondente a 49.114 GWh, as fontes de energia eólica representaram 6.593 GWh (13,4%) e as fotovoltaicas 1.049 GWh (2,1%). Devido ao expressivo crescimento dessas fontes de energia renovável, que são o objeto principal deste estudo.

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

O presente estudo visa investigar as preocupações levantadas acerca dos possíveis riscos associados à integração de fontes de energia renovável na matriz energética brasileira. A operação intermitente dessas fontes pode ameaçar a segurança energética e a economia do país como um todo, tornando necessário avaliar o potencial impacto da incorporação de fontes renováveis, com destaque para as fontes eólica e solar, no setor elétrico nacional, e na economia brasileira.

É incontestável que a contínua utilização de recursos fósseis não é mais sustentável, contudo, faz-se imprescindível avaliar se a adoção de fontes de energia renovável pode acarretar consequências indesejáveis, dada a dependência da indústria em relação a um fornecimento energético confiável e contínuo.

1.3.1 A Previsão das Renováveis frente ao Problema de Gestão do Sistema

A utilização de fontes renováveis de energia para a geração de eletricidade é uma tecnologia amplamente estudada e desenvolvida em várias regiões do mundo, incluindo o Brasil. A integração de pequenos geradores de energia elétrica em um sistema interligado convencional geralmente não apresenta problemas significativos de gerenciamento da rede elétrica. No entanto, quando os geradores renováveis fornecem grandes volumes de energia elétrica ao sistema, têm-se uma necessidade maior de controle, operação e proteção do sistema em questão.

Os operadores de sistemas de energia elétrica geralmente adotam uma abordagem conservadora no gerenciamento da operação. Quando há uma grande integração de geradores renováveis, é difícil estabelecer o pré-despacho e o despacho econômico das unidades geradoras convencionais devido às flutuações na potência elétrica gerada pelas fontes renováveis. Esse efeito pode ser minimizado por meio de um sistema de previsão capaz de prever a potência fornecida pelas fontes renováveis, como energia solar e eólica, e seu potencial de integração no sistema elétrico.

No entanto, a incerteza varia de acordo com a fonte renovável utilizada, uma vez que alguns recursos são mais previsíveis do que outros. Portanto, modelos com alta penetração de fontes renováveis devem incorporar uma avaliação de risco e restrições de segurança em comparação com sistemas que utilizam principalmente geração despachável.

Devido à variabilidade e limitação dos recursos energéticos dos sistemas de energia elétrica, é necessário planejar a operação para definir uma estratégia de operação por subsistema. O planejamento da operação deve ser dimensionado considerando a utilização de fontes renováveis e incluir a avaliação de risco e restrições de segurança, conforme a seguir:

1. considerar as variações sazonais destes recursos;
2. atender à demanda de carga com critérios de garantia adequados;
3. atender aos vários propósitos destes recursos;

4. considerar as restrições operacionais dos sistemas de geração e transmissão;

O problema em questão apresenta complexidade elevada, devido à presença de incertezas relacionadas aos fatores (1) e (2), além de possuir características multiobjetivo em relação a (3), e restrições operacionais de acordo com (4).

Para lidar com essas complexidades, o planejamento da operação é dividido em três etapas, de acordo com o horizonte de estudo e planejamento: planejamento de longo prazo, planejamento de médio prazo e planejamento de curto prazo, também conhecido como programação da operação. Essas etapas formam a Cadeia de Planejamento.

A programação da operação consiste em definir uma estratégia de operação que indique quais unidades geradoras devem ser utilizadas e qual quantidade de energia elétrica deve ser entregue por hora. Esse problema pode ser dividido em dois subproblemas:

- Pré-despacho: considerando a presença de N unidades aptas a gerarem energia, e deve-se determinar a combinação ótima horária, definindo o estado de cada unidade (ligada/desligada) que atenda as restrições do sistema de energia elétrica;
- Despacho econômico: diante do plano de programação obtido, deve-se determinar a potência de saída de cada unidade geradora para que minimize os custos associados à geração.

A diferença entre os subproblemas é a questão relacionada à variação da demanda ao longo do tempo.

O problema do despacho econômico visa determinar unicamente a potência de saída de cada unidade de geração, portanto não decide sobre quais unidades devem estar em operação e quando isso deve ocorrer. A variação da curva de carga ao longo do tempo, resulta no acionamento e/ou desligamento de determinadas unidades geradoras, o que envolve novos custos e restrições aumentando a complexidade do problema. Quanto às escalas de tempo envolvidas, a programação diária cobre o escopo das decisões de operação do sistema de potência a cada hora, dentro do horizonte de um dia ou até de semanas (da Silva Junior, 2008).

O modelo de pré-despacho e de despacho econômico a ser utilizado pelo operador, além de incluir as incertezas oriundas das afluições hídricas e dos erros associados à previsão da demanda, necessita interagir com modelos de previsão de recursos naturais e as margens de incerteza que lhe estão associadas.

Intuitivamente, de uma forma direta, a potência renovável é incluída no modelo do problema de pré-despacho e despacho econômico por meio das previsões efetuadas. Em alguns modelos, o valor previsto para a potência renovável disponível em determinado período é compensado diretamente na potência da carga e o pré-despacho das máquinas térmicas é realizado em função desse novo valor, podendo-se afirmar que a potência renovável funciona como uma carga negativa (CUNHA et al., 2011). Nesse tipo de modelo, à incerteza da carga é acrescida a incerteza do vento.

Considerando um sistema de energia elétrica em que não possível mobilizar geradores suplentes, torna-se necessário garantir que as máquinas térmicas escaladas possuam capacidade máxima suficiente para compensar um valor de potência renovável inferior previsto, evitando situações de corte de carga. Por outro lado, as máquinas térmicas uma vez ligadas, possuem valores mínimos de geração, que conciliado com uma potência renovável superior à prevista, poderá originar situações em que haja excedente de geração, levando ao desperdício de energia renovável. A solução ótima é aquela que não apresente corte de carga, que não proporcione excessos de geração frente ao consumo e minimize os encargos econômicos da operação (MEIRINHOS et al., 2010). Os níveis atuais de erros de previsão de fontes renováveis não permitem esta teorização em busca do ótimo.

Pode-se dizer que o principal problema está relacionado com a regulação da reserva girante de energia a ser limitada, uma vez que para sistemas de geração com base térmica, na qual existem unidades com limites mínimos de geração, podem haver desperdícios de geração renovável cada vez maiores, à medida que cresce a potência das gerações renováveis instaladas. Assim, a reserva necessária para compensar variações da potência renovável disponível no sistema, deve ser preservada para garantir a confiabilidade operacional e minimizar os custos que possam estar relacionados com as variações de geração renovável (MEIRINHOS et al., 2010).

1.3.2 A Previsão das Renováveis e a Reserva Operativa

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é altamente dependente das condições climáticas, o que torna crucial o conhecimento do comportamento do clima e do desempenho dos geradores ao longo de diferentes regiões. A previsão antecipada dos padrões de comportamento dos recursos naturais permite a quantificação das variações bruscas de potência e a identificação dos principais fatores que influenciam nos erros de previsão, diminuindo o nível de incertezas e aumentando a

confiabilidade do sistema.

Durante a operação de sistemas de energia elétrica, é necessário programar uma quantidade de geração capaz de atender à demanda e, ao mesmo tempo, garantir uma reserva operativa suficiente para suportar perdas de capacidade de geração ou aumentos súbitos de demanda, evitando interrupções no fornecimento de energia. O projeto de sistemas de geração com elevada penetração de energias renováveis é mais complexo devido à flutuação de capacidade dessas fontes, o que aumenta o nível de incerteza na alocação de unidades e torna desafiadora a definição dos níveis de reserva operativa.

Os métodos probabilísticos para avaliação de reserva foram propostos para permitir uma avaliação considerando a incerteza dos requisitos dos sistemas de energia elétrica. Esses métodos baseiam-se na probabilidade de a capacidade sincronizada de geração não ser suficiente para satisfazer a demanda para um dado período de tempo. A modelagem estocástica dos componentes do sistema elétrico permite a inclusão adequada de incertezas no problema.

Na avaliação da reserva operativa de curto prazo, utiliza-se tradicionalmente o método Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), que calcula o risco de não atendimento da demanda em um curto período de tempo. O operador deve saber com antecedência quais unidades geradoras estão disponíveis para atender à máxima demanda. Já na avaliação de longo prazo, o operador não sabe exatamente quais unidades estarão disponíveis em cada ano futuro, mas deve garantir configurações de geração mais robustas e flexíveis, levando em consideração a evolução cronológica do sistema.

A natureza variável e volátil dos recursos renováveis resulta na inconstância da geração, o que gera flutuações nos montantes de energia entregues ao sistema. Para contornar esse efeito, o operador deve manter uma capacidade de reserva na programação do pré-despacho e despacho econômico, garantindo o equilíbrio entre a carga e a geração de energia. Para reduzir a capacidade e os custos com a reserva da geração, o operador necessita do conhecimento antecipado do padrão de comportamento do recurso eólico e de sua conversão em geração de energia elétrica.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

Elaborar um estudo que analise o potencial risco do incentivo das fontes renováveis de energia elétrica, além de alertar quanto ao possível impacto no setor elétrico e na economia brasileira. Ainda, visa propor uma metodologia de análise condicional para inserção de energias renováveis no sistema elétrico brasileiro, visando definir critérios para tal.

1.4.2 Objetivos Específicos

Este trabalho abordará os seguintes objetivos de forma mais aprofundada:

- O histórico do setor elétrico brasileiro, e o surgimento das energias renováveis;
- O crescimento das fontes renováveis e seu potencial;
- As motivações para o uso de Políticas Públicas no setor elétrico;
- O impacto do valor da energia elétrica proveniente de fonte hídrica e seu risco como empreendimento;
- A análise através da ótica econômica e social do caso.

1.5 JUSTIFICATIVA

Ao analisar a convergência da política energética em direção às fontes renováveis, é possível notar que um cenário está sendo criado, no qual somente essas fontes teriam benefícios e vantagens no sistema. O aumento da participação das fontes renováveis, conforme indicado pela EPE em 2017b, implica em um aumento na participação da matriz elétrica brasileira, de 24% em 2020 para 30% em 2026. Essa tendência tem implicações profundas no paradigma operacional, o que requer a contratação de fontes controláveis, conforme mencionado por (ALVES, 2018).

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A pesquisa foi inicialmente conduzida por uma abordagem teórica, com o objetivo de investigar o histórico do setor elétrico brasileiro e identificar as motivações que levaram à introdução massiva de fontes renováveis de energia. Em seguida, foi realizada uma análise do impacto da integração de gerações de energia eólica e solar na confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

A metodologia empregada nesta pesquisa baseou-se, principalmente, em uma revisão bibliográfica de temas relacionados à regulação econômica e sua aplicação no setor elétrico brasileiro. Os princípios básicos da teoria da regulação foram analisados a partir de uma perspectiva institucional. Com relação à parte específica que trata do setor elétrico brasileiro, foram utilizadas diversas referências para compreender a evolução do setor, seu estado atual e suas perspectivas futuras, especialmente no que se refere à expansão do sistema e às necessidades futuras de geração de energia e segurança energética.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação foi escrita com a seguinte estrutura:

- Capítulo 1: Introdução à proposta do trabalho.
- Capítulo 2: Brasil e a Energia Elétrica, que traz uma retrospectiva dos principais acontecimentos no setor elétrico brasileiro, o que trouxe o planejamento brasileiro à mesa das energias renováveis.
- Capítulo 3: Energias renováveis e suas características, no qual são abordados os aspectos das principais fontes de energias renováveis presentes na matriz brasileira.
- Capítulo 4: Proposta de Metodologia de Análise da Inserção de Energia Nova, considerando o elevado grau de penetração das energias renováveis.
- Capítulo 5: Discussões e Aspectos Complementares.
- Capítulo 6: Conclusões e Proposta de trabalhos futuros.

1.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram abordados os tópicos que serão discutidos ao longo do trabalho, assim como a delimitação do objeto de estudo. Este trabalho tem como proposta um formato de dissertação de mestrado, buscando apresentar o estado da arte mais atual até o presente momento, quanto à área do saber de Planejamento Energético.

2 BRASIL E A ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados uma breve explanação sobre o sistema elétrico brasileiro, sua estrutura e organização de competências, assim como alguns históricos ao longo de tempo, a fim de apresentar um pouco do passado do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Este capítulo visa trazer os estudos e dados mais recente quanto ao objeto de estudo, que é o risco no Planejamento Energético brasileiro, gerado pela falta de critério na inserção das renováveis.

2.1 INTRODUÇÃO

Historicamente, a expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil foi baseada na construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenamento, permitindo a regulação da oferta hídrica ao longo do ano. As usinas termelétricas entravam em operação apenas em momentos de escassez hídrica, desempenhando um papel secundário no sistema elétrico.

No entanto, nas últimas duas décadas, tem havido uma tendência de mudança no paradigma operacional do sistema elétrico brasileiro, com a redução da participação relativa da geração hídrica e a expansão da geração a partir de usinas termelétricas e fontes alternativas. De acordo com projeções da EPE, essa tendência deverá continuar, embora a geração hídrica deva permanecer predominante na matriz energética brasileira.

As perspectivas de expansão das fontes renováveis alternativas de energia, como pequenas centrais hidroelétricas, centrais de biomassa, usinas eólicas e usinas solares, indicam que sua participação na capacidade instalada de geração no país tende a aumentar significativamente. No entanto, é importante destacar que essas fontes alternativas são intermitentes, o que significa que sua geração pode ser interrompida devido a condições climáticas adversas.

No caso das novas usinas hidrelétricas a serem construídas, a ausência de grandes reservatórios em função da imposição de restrições ambientais faz com que estas também não contribuam para o aumento da capacidade de armazenamento do sistema elétrico brasileiro.

Diante da crescente vulnerabilidade do sistema elétrico brasileiro em relação

à oferta hídrica, a expansão das fontes alternativas de geração de energia traz um novo paradigma para o setor e implicações significativas em relação à operação do sistema. É necessário adotar medidas que garantam a segurança do suprimento de energia, especialmente durante períodos de demanda elevada e hidrologia desfavorável. Nesse sentido, a incorporação de fontes controláveis, como usinas termelétricas, é crucial para complementar a geração intermitente das fontes renováveis. Além de sua função complementar, as usinas termelétricas podem atuar na base da curva de carga, mas requerem um arcabouço regulatório adequado para garantir sua operação de forma consistente e eficiente. As Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04 introduziram os leilões como um mecanismo de contratação e remuneração de geração de energia, mas suas inadequações em relação ao novo paradigma de geração devem ser analisadas e aperfeiçoadas (BRASIL, 1997a).

O Leilão de Energia Nova A-6, realizado em dezembro de 2017, ganha relevância por permitir a contratação de usinas térmicas voltadas para o atendimento à base da curva de carga. As modificações introduzidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no edital desse certame são importantes para a análise das inadequações regulatórias e dos possíveis aperfeiçoamentos necessários para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica no país.

A partir dos anos 30, o Brasil adotou um modelo de desenvolvimento que enfatizava a industrialização e a urbanização, o que afetou o sistema elétrico do país. Isso se deveu à intervenção significativa do Estado e à estratégia de substituição de importações, que impulsionaram o crescimento da indústria nacional e, conseqüentemente, aumentaram a demanda por energia elétrica.

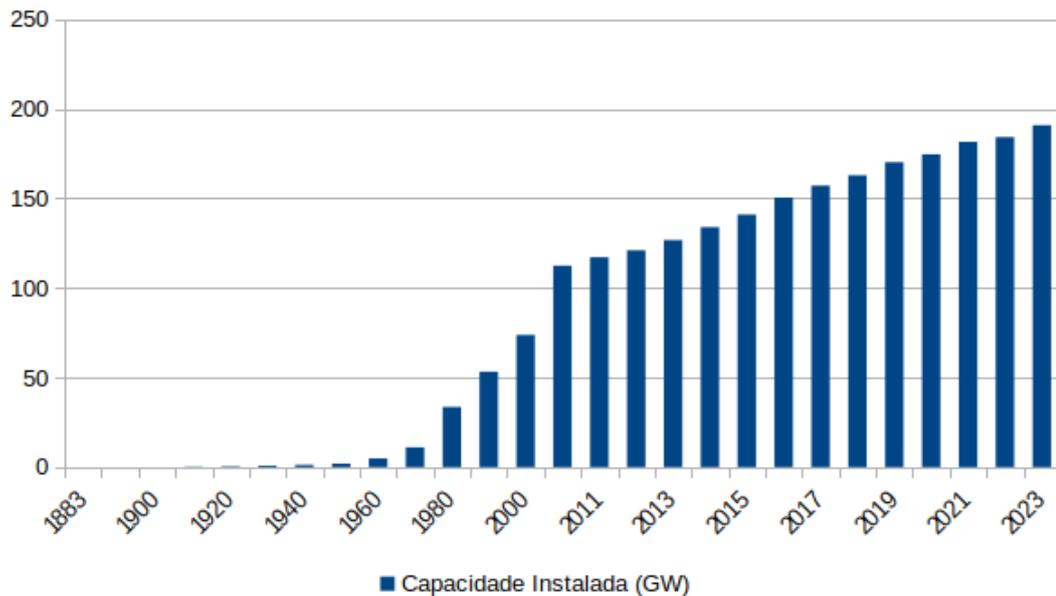
No entanto, apesar da forte presença das grandes empresas estrangeiras no setor elétrico brasileiro, a crise dos anos 30 e a segunda guerra mundial levaram o Estado a ampliar sua participação na geração de energia elétrica no país. O objetivo era atender às necessidades de expansão da atividade produtiva e dos novos padrões de consumo, em consonância com o modelo de desenvolvimento adotado. Assim, o Estado se tornou um importante agente no setor elétrico, atuando como planejador, investidor e regulador, conforme destacado por Castro e Rosental (2016).

Em resposta à crescente demanda por energia elétrica e à forte intervenção estatal no setor elétrico, o Projeto Canambra foi lançado em 1963. Este projeto envolveu uma série de estudos sobre o potencial hidrelétrico do Brasil e foi decisivo para a decisão de construir usinas hidrelétricas com grandes reservatórios. De acordo com Carvalho (2015),

esta opção foi vantajosa, já que esses empreendimentos apresentam vida útil extensa e baixos custos de geração, operação e manutenção. Como resultado, o planejamento do setor elétrico brasileiro foi moldado por essas características.

Além do mais, é importante destacar que a escolha da geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas torna o Brasil menos vulnerável às flutuações de preços de combustíveis, o que é especialmente relevante diante do contexto de instabilidade geopolítica do petróleo. Outra característica significativa é a presença de grandes reservatórios que permite que o sistema elétrico possa regularizar as variações de afluência do sistema elétrico como um todo. Em resumo, durante o período que compreende o pós-guerra até o início dos anos 70, ocorreu um aumento significativo da capacidade de geração de energia elétrica no país, como pode ser observado no gráfico 5, que foi alcançado por meio da construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios.

Figura 5 – Capacidade instalada de Geração Elétrica (em GW)



Fonte: adaptado de (ANEEL, 2023b)

É importante ressaltar a extensa participação do Estado brasileiro no setor elétrico, por meio da realização de significativos investimentos em unidades de geração de energia. Dentre as empresas estatais criadas, destacam-se a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), em 1945, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), em 1946, e a Companhia Paranaense de Energia (Copel), em 1954. Todavia, a intervenção estatal atinge seu apogeu com a criação da Eletrobras, em 1962, a qual adotou uma estrutura verticalmente integrada, abrangendo os segmentos de geração e transmissão de energia. Tal empreendimento centralizou-se no modelo de desenvolvimento do setor

elétrico brasileiro, implementado pelo governo. Importa mencionar que, na década de 70, tiveram início a construção das usinas hidrelétricas de Itaipu e Tucuruí, atualmente figurando entre as cinco maiores hidrelétricas do mundo.

Assim, o modelo institucional vigente permitiu a ampliação do parque gerador por meio do monopólio estatal. Entretanto, a partir dos anos 1980, verificou-se a deterioração do modelo de desenvolvimento baseado no Estado e o início de um novo vetor de desenvolvimento para o setor elétrico (CARVALHO, 2015). Esse processo teve início com a crise da dívida externa latino-americana de 1982, que levantou questionamentos sobre a capacidade do Estado em conduzir o processo de desenvolvimento, e ganhou força com a redução da participação das empresas estatais em investimentos em infraestrutura.

Essa mudança no papel do Estado no setor elétrico é evidenciada pela dificuldade de financiamento da expansão do setor, o que motivou profundas alterações em seu desenho institucional e deu origem a uma nova estrutura de mercado em que o setor privado passou a assumir o papel de protagonista. Em resumo, a crise internacional da década de 80 foi determinante para o declínio do modelo de desenvolvimento do setor elétrico baseado no Estado, assim como ocorrido em outros setores da economia do país (CARVALHO, 2015).

2.2 A CRISE ENERGÉTICA

De acordo com Carvalho (2015), a crise financeira e econômica enfrentada pelo Estado brasileiro no final dos anos 80 e início dos anos 90 ameaçou o financiamento da expansão do setor elétrico no país. Nesse contexto, houve uma revisão do papel do Estado, que passou a atuar de forma mais voltada para a fiscalização e regulação da atividade privada. Dessa forma, foram implementadas iniciativas de privatização de empresas estatais do setor elétrico, além da criação da Aneel. Essa reforma se deu por meio de três grandes vetores: venda de ativos para gerar receita ao Estado, restauração de investimento e aumento da eficiência das empresas do setor energético. Essa mudança segue a tendência de difusão do modelo baseado em agências reguladoras independentes.

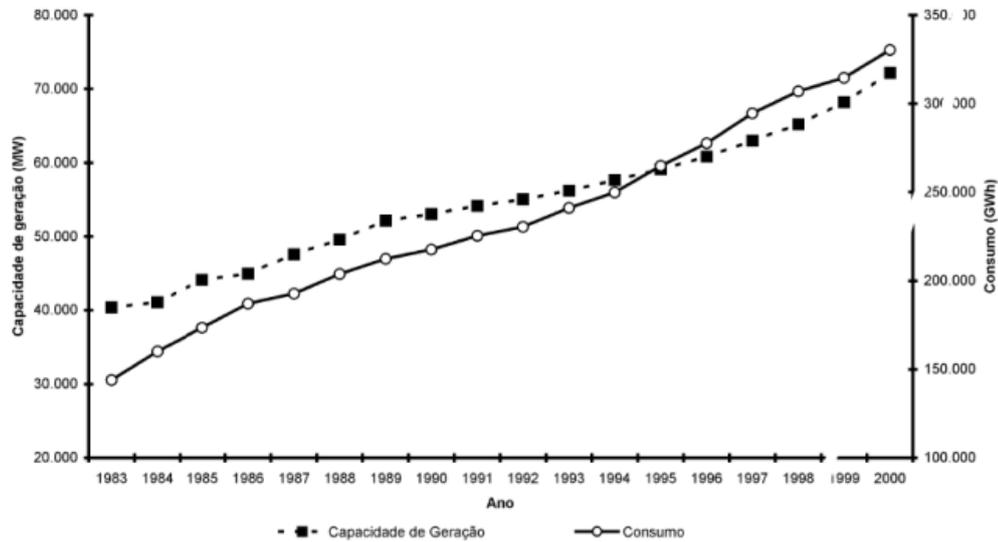
No que se refere à estrutura do mercado de energia elétrica, o segmento de distribuição continua a ser considerado um caso de monopólio natural regulado, com espaço para atuação de agentes privados por meio de contratos de concessão firmados com o governo. O mesmo ocorre com o segmento de transmissão de energia elétrica, que sempre foi considerado monopólio natural regulado. Por outro lado, o segmento de

geração de energia elétrica sofreu maiores modificações na estrutura de mercado, com a introdução de mecanismos de livre concorrência.

É relevante observar a mudança no perfil de atuação dos agentes após o encerramento deste ciclo e como eles se reorganizaram diante do novo panorama de mercado, que se delineou a partir das modificações introduzidas ao longo dos anos 1990, com destaque para o modelo baseado na figura de agências reguladoras independentes. Neste contexto, a ampla reformulação pela qual passou o setor elétrico deu ao Estado o papel de regulador, configurando assim o novo vetor de desenvolvimento do setor elétrico, que se baseia, sobretudo, na atuação de agentes privados. O novo arcabouço regulatório implementado tem implicações para os investimentos na expansão do parque gerador, na medida em que favorece a compra de ativos de geração em oposição à expansão do parque gerador até então existente (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

De acordo com Castro e Rosental (2016), o governo partiu do princípio de que os mecanismos de mercado, por meio do estímulo à competição, seriam adequados para garantir a expansão do parque gerador brasileiro. Como consequência do perfil dos investimentos realizados no âmbito do Plano Nacional de Desestatização (PND), verificou-se um descompasso entre o crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica, como ilustrado na figura 6. A combinação entre a falta de investimentos em novos ativos de geração com a crise hídrica de 2001 e a consequente redução no nível dos reservatórios ilustra a chamada “crise do apagão”, que obrigou o governo a implementar medidas de racionamento de energia elétrica como forma de controlar a carga em função da geração disponível.

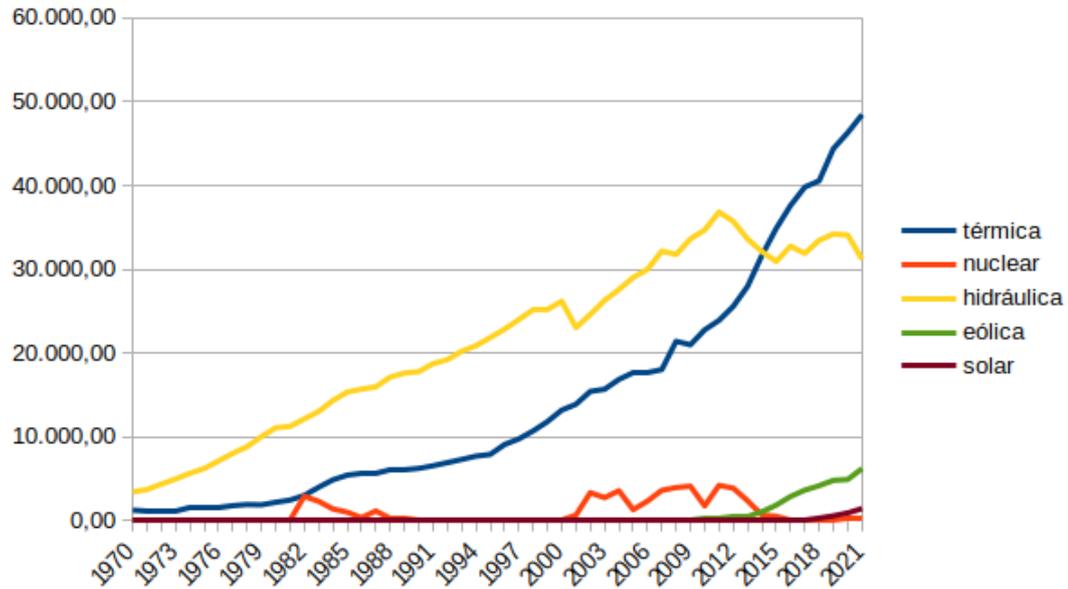
Figura 6 – Descompasso entre oferta e demanda de energia elétrica



Fonte: (de Araújo, 1997)

A consolidação do desenho institucional do setor elétrico nos anos de 1990 apresentou falhas em relação à segurança do suprimento de energia elétrica. Tal falha pode ser atribuída ao arcabouço regulatório vigente, que desestimulou o investimento em novos projetos de geração de energia elétrica. Como resultado, houve uma mudança significativa na estrutura da matriz elétrica brasileira a partir dos anos 2000, caracterizada pela redução da participação relativa da fonte hídrica na matriz elétrica do país, conforme apresentado na figura 7.

Figura 7 – Variação da participação na matriz elétrica, em função da fonte de energia



Fonte: adaptado de (EPE, 2022c)

De fato, a mudança na estrutura da matriz elétrica brasileira é resultado do modelo de investimento adotado na década de 1990, que favoreceu a privatização das empresas estatais de energia elétrica e o incentivo à concorrência entre os agentes privados no setor. Como resultado, houve uma redução na expansão do parque gerador e uma maior dependência da geração termelétrica para suprir a demanda de energia elétrica do país. Isso ficou evidente durante a crise do racionamento de 2001, quando a falta de chuvas e a redução do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas levaram o governo a implementar medidas de racionamento e a incentivar a geração termelétrica para garantir o suprimento de energia elétrica.

2.3 A REFORMULAÇÃO DO SETOR: ADEQUAÇÃO VS SEGURANÇA DE UM SISTEMA DE ENERGIA

A confiabilidade é comumente definida como a habilidade de um sistema para executar suas funções planejadas em condições normais de operação durante um período determinado. Em sistemas de energia, a avaliação da confiabilidade é tradicionalmente dividida em dois conceitos: adequação e segurança (BILLINTON; ALLAN, 1996; BILLINTON; LI, 1994; REI et al., 2000).

A responsabilidade da adequação é fornecer os recursos necessários para atender às demandas do sistema e seus requisitos operacionais, incluindo equipamentos de geração,

distribuição e transmissão necessários para fornecer energia elétrica aos consumidores. A avaliação da adequação está associada às condições estáticas e não leva em consideração a dinâmica do sistema e sua resposta às perturbações transitórias. Um estado do sistema é considerado "bem-sucedido" se, após a avaliação, todos os requisitos operacionais forem atendidos, incluindo a carga, as tensões nas barras e os limites de carregamento dos circuitos de transmissão e unidades geradoras. Se qualquer uma dessas restrições for violada, o sistema deve ser corrigido; por exemplo, pode ser necessário o redespacho de unidades geradoras, o ajuste de potência reativa ou pontos de ajuste de tensão na barra, entre outros. O corte de carga pode ocorrer como consequência da aplicação dos requisitos operacionais, e somente nessa condição o sistema é classificado como "falho".

A avaliação de segurança se concentra na capacidade do sistema de energia elétrica de retornar às condições de operação estável após uma perturbação transitória e visa o controle de perturbações que podem levar a transitórios, instabilidades de tensão ou frequência, e até mesmo a falhas em cascata de equipamentos. Estudos completos de avaliação de segurança incluem representações detalhadas para os sistemas de proteção, ações de controle e processos de restauração, considerando o comportamento dinâmico do sistema, e utilizando métodos numéricos, como o método de Runge-Kutta (PRESS, 2007), para resolver as equações diferenciais no domínio do tempo. Dada a natureza altamente complexa dos estudos de avaliação da segurança, eles geralmente são realizados para um número predeterminado de cenários aceitáveis de operação e perturbações. Ao mesmo tempo, os parâmetros que influenciam esses estudos têm um comportamento estocástico intrínseco que só pode ser modelado com precisão sob uma abordagem probabilística.

A avaliação probabilística da segurança tem sido considerada um problema desafiador devido ao alto nível de detalhe exigido para os modelos dos componentes, a fim de reproduzir com precisão a sequência aleatória de eventos após uma perturbação (REI et al., 2000). Além disso, a capacidade computacional necessária nas simulações desses estudos é uma barreira para uma análise probabilística minuciosa da segurança. Técnicas de reconhecimento de padrões têm sido propostas para reproduzir o esforço computacional e ajudar a detectar rapidamente se os estados do sistema são seguros ou inseguros para um dado problema de segurança (BISHOP; NASRABADI, 2006; VASCONCELOS; LOPES, 2006; KALYANI; SWARUP, 2010).

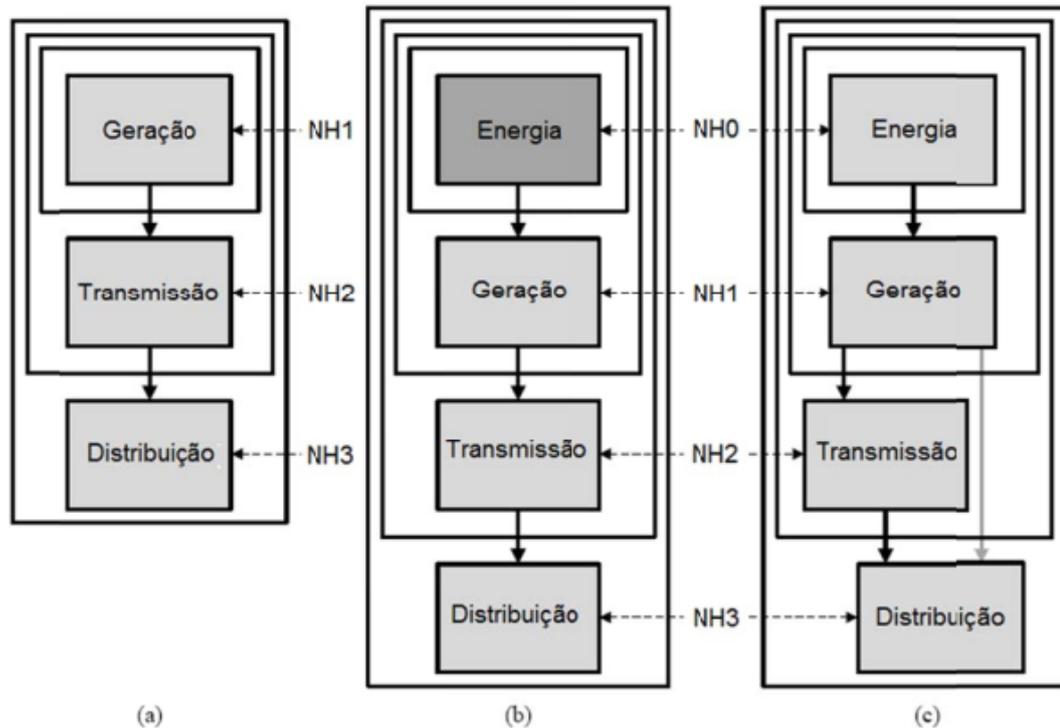
2.3.1 Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos

Os sistemas de energia elétrica modernos são altamente complexos e grandes. Dependendo do nível de detalhe necessário para representar esses sistemas e da capacidade computacional disponível, diferentes modelos e técnicas matemáticas podem ser usados para os estudos de avaliação da adequação. Para lidar com essa multiplicidade de modelos e técnicas, é necessário classificar o sistema de energia elétrica em zonas funcionais.

A primeira classificação proposta por Billinton e Allan (1996) separou os sistemas de energia em três zonas funcionais, conforme mostrado na Figura 8. No entanto, mais recentemente, da Silva et al. (2002) apresentou uma estrutura relacionada aos recursos energéticos, adicionando à estrutura inicial. Esta nova zona de modelo é responsável pela variabilidade intrínseca ou intermitente dos recursos energéticos primários, que é muito comum em recursos renováveis. Ela visa obter uma representação mais precisa da capacidade de geração disponível em cada período.

As zonas funcionais do sistema elétrico são combinadas para formar os níveis hierárquicos, onde os estudos de avaliação da adequação são realizados. O Nível hierárquico 1 (NH1) se refere à capacidade das instalações de geração de suprir a carga do sistema. Já as avaliações do Nível hierárquico 2 (NH2) incluem modelos para os componentes da geração e transmissão, visando determinar a capacidade do sistema para suprir os pontos de consumo. O Nível hierárquico 3 (NH3) abrange todas as zonas funcionais e busca garantir um fornecimento contínuo a cada um dos consumidores. Os estudos do NH3 são normalmente realizados com modelos aproximados para os componentes das zonas de Energia, Geração e Transmissão, uma vez que simulações detalhadas poderiam tornar o problema impraticável devido à grande dimensão e ao alto poder de processamento necessário (da Silva et al., 2002).

Figura 8 – Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos



Fonte: (da Rosa, 2009)

Com a recente reorganização dos sistemas de energia, ocorreu a separação, descentralização e privatização das atividades do setor elétrico, criando-se as áreas de geração, transmissão e distribuição. Além disso, as inovações tecnológicas modernas renovaram e intensificaram o interesse na GD. Como resultado, tem sido promovida a integração desse tipo de geração na rede de distribuição. Por conseguinte, o arranjo em uso se torna obsoleto, sendo necessário um que contemple a geração no nível da rede de distribuição, conforme ilustrado em (c) da figura 8 (da Rosa, 2009). Este estudo, visa aplicar seus esforços no Nível hierárquico 0 (NH0).

A partir da crise energética ocorrida em 2001, as falhas do modelo vigente foram evidenciadas, demandando um redesenho institucional do setor elétrico. Esse novo modelo, implementado em 2004, teve como objetivo minimizar os riscos de uma nova crise energética, bem como garantir a confiabilidade no suprimento de energia, modicidade tarifária, universalização do acesso à energia elétrica e estabilidade regulatória. Esses pilares foram fundamentais para a criação de condições que permitissem o desenvolvimento do setor elétrico de forma mais sustentável e adequada às necessidades do país.

O novo modelo de comercialização de energia elétrica, implementado em 2004, apresenta como principal inovação os mecanismos que priorizam o investimento em novos

ativos de geração e transmissão, em detrimento da transferência da propriedade de ativos já existentes. Esse modelo está em consonância com o Plano Nacional de Desenvolvimento (PND) e visa a garantir a oferta de energia elétrica, bem como proporcionar maior previsibilidade à expansão da capacidade instalada de geração, por meio da realização de leilões de energia para novos projetos de geração. Nesse sentido, a Lei nº 10.848/04 determina que as concessionárias de distribuição devem garantir o atendimento total do seu mercado por meio da contratação regulada, evidenciando um dos principais objetivos da reforma do modelo de comercialização de energia.

Os novos mecanismos de comercialização de energia introduzidos pelo novo modelo institucional do setor elétrico, implementado em 2004, são providos por meio de leilões de energia que visam estimular a competição entre os concorrentes para garantir a expansão do setor e a modicidade tarifária, em conformidade com o artigo 6º da Lei nº 8.987/95. Os contratos resultantes desses leilões são utilizados como garantia para obter financiamentos de longo prazo junto a instituições financeiras. É importante destacar o papel das empresas estatais na formação de consórcios e o papel do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no financiamento desses empreendimentos. Além disso, em consonância com as novas regras de comercialização, a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi fundamental, pois é responsável pelo registro dos contratos de compra e venda de energia e pela liquidação financeira das diferenças nos contratos de curto prazo, tornando-se uma peça-chave no funcionamento do segmento de comercialização de energia elétrica.

Dentro da CCEE, foram estabelecidos dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que incluem as distribuidoras e concessionárias, conhecidos como consumidores cativos. No ACR, eles fazem projeções de crescimento da demanda em horizontes de três e cinco anos, orientando a realização de leilões. Os vencedores dos leilões celebram contratos que historicamente foram utilizados como garantias para obtenção de financiamentos de longo prazo junto ao BNDES e com taxas menores que as praticadas no mercado (CASTRO; ROSENAL, 2016).

O modelo de 2004 marcou a adoção de um padrão de financiamento de longo prazo baseado em leilões e contratos de longo prazo. Com o amadurecimento desse modelo, observou-se um processo de fusão e aquisição de empresas do setor, acompanhado pela diminuição da necessidade de empresas estatais atuarem como catalisadoras nos leilões de geração, o que explica a relativa estabilidade institucional do setor, especialmente no

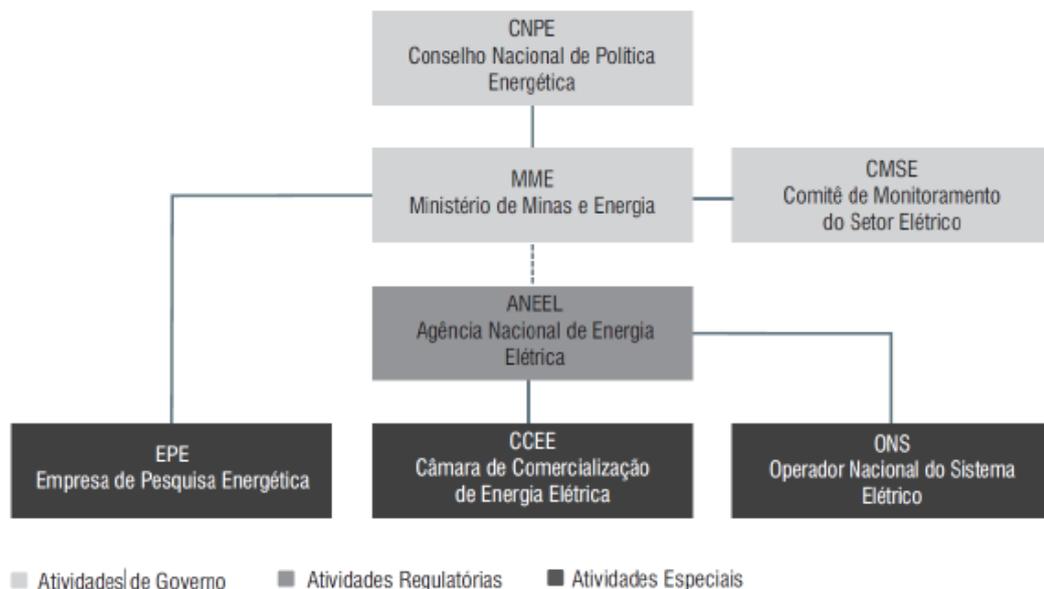
âmbito regulatório. O papel do Estado neste contexto mudou, ampliando sua participação como planejador e regulador e, portanto, reduzindo sua atuação na produção de energia (CASTRO; ROSENAL, 2016).

O modelo implementado em 2004 trouxe um novo desenho institucional, marcado pela preocupação do governo com a questão do abastecimento e do planejamento do setor. Além da criação da CCEE, destacam-se outras instituições, tais como:

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela Lei nº 10.848/04, com a incumbência de acompanhar questões relacionadas ao suprimento de energia elétrica em todo o território nacional;
- Operador Nacional do Sistema (ONS), criado pela Lei nº 10.847/04, responsável pelo controle e operação do SIN.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ainda criada pela mesma Lei nº 10.847/04, com o objetivo de realizar estudos e pesquisas de modo a subsidiar o planejamento do setor energético.

A figura 9 representa o novo organograma institucional do setor elétrico brasileiro após a reforma de 2004.

Figura 9 – Novo desenho institucional após a reforma de 2004



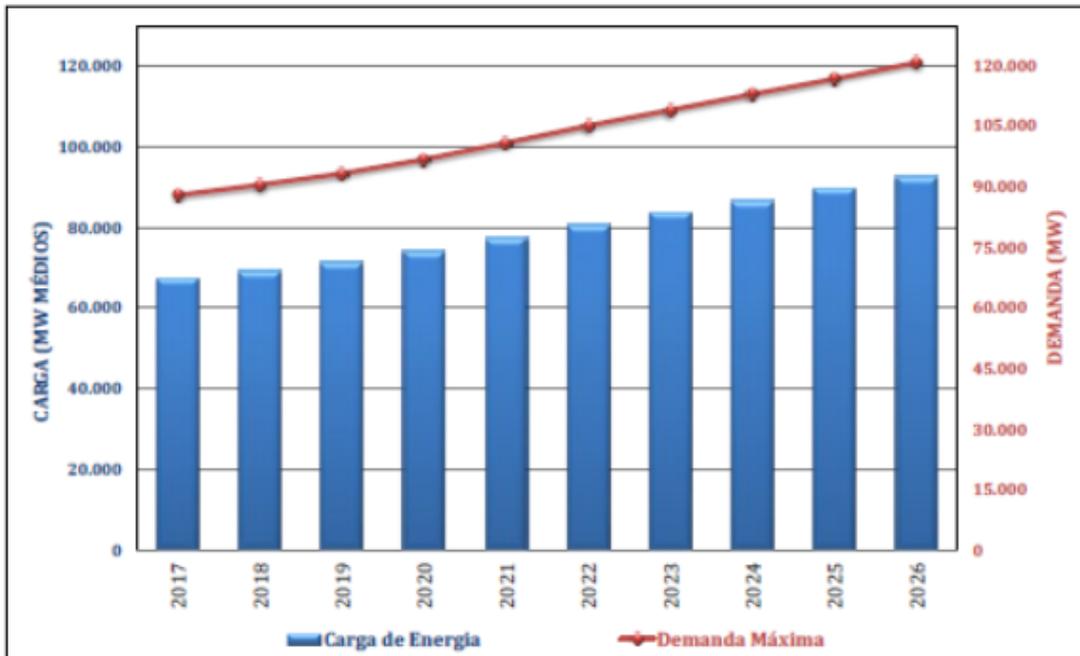
Fonte: (TOLMASQUIM, 2011)

O modelo institucional e regulatório atual representa uma evolução em relação ao anterior, pois interrompe as privatizações e prioriza os investimentos em novos ativos de geração e transmissão, com a participação das empresas públicas. O novo modelo incentiva a competição por meio de leilões reversos, como já ocorria com o segmento de transmissão, onde vence o agente que ofertar o menor preço, promovendo a expansão do sistema e garantindo a modicidade tarifária. Além disso, os mecanismos de comercialização implementados ganham importância, especialmente em relação às formas de contratação de fontes termelétricas e suas inadequações. (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

2.4 O PERFIL DA GERAÇÃO

Segundo a (EPE, 2017b), a projeção leva em consideração o aumento da oferta necessária para atender ao crescimento da demanda. Para isso, o estudo analisa as possíveis alternativas de expansão da oferta. A EPE elabora as projeções de aumento da demanda utilizando modelos de representações econômicas para o período de referência. A figura 10 apresenta os resultados considerando a projeção de demanda média (carga de energia) e de ponta do sistema (demanda máxima).

Figura 10 – Projeções de demanda e carga de energia elétrica: 2017 – 2026



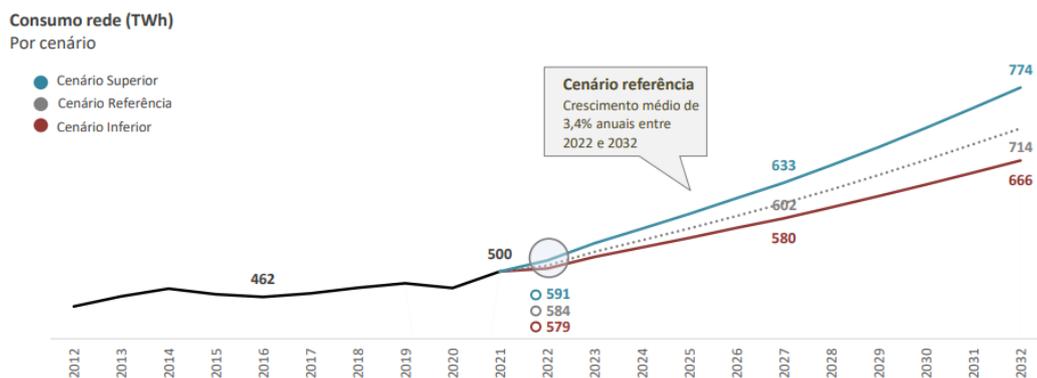
Fonte: (EPE, 2017b)

A figura 10 apresentado pela EPE em 2017 demonstra que a carga do sistema elétrico brasileiro deve ter um crescimento anual médio de 3,5%, correspondendo a cerca

de 2,7 GW médios. Além disso, a demanda máxima apresenta uma taxa semelhante de crescimento da carga de energia, o que indica que a expansão da demanda por energia elétrica no país deve ocorrer ao longo dos próximos anos, com uma necessidade particular de atendimento à ponta do sistema.

Nesse contexto, é importante analisar as perspectivas de expansão da oferta de energia, a fim de verificar as condições e as alternativas para o atendimento à demanda e evitar possíveis déficits energéticos. Com base nisso, a figura 11 apresenta as projeções de evolução da capacidade instalada no período entre 2012 e 2032, de acordo com a (EPE, 2022c). Essas projeções são fundamentais para orientar as decisões de investimento no setor elétrico e garantir a segurança energética do país nos próximos anos.

Figura 11 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil, entre 2012 – 2032, em TWh



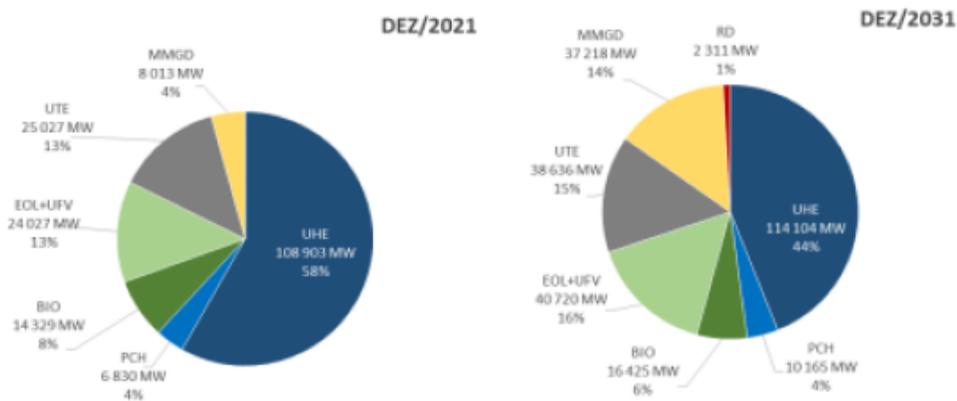
Fonte: (EPE, 2022c)

De acordo com as projeções da EPE, a matriz elétrica brasileira passará por uma transformação significativa nos próximos anos. A expansão de capacidade instalada prevista aponta para o fim da predominância das grandes hidrelétricas com reservatórios, que historicamente têm sido a principal fonte de energia elétrica do país. Em contrapartida, a projeção aponta para um aumento da participação de fontes renováveis alternativas, que possuem características de intermitência, como a solar e a eólica.

A figura 12 ilustra essa transição, apresentando a composição da matriz elétrica existente em 2022 e a matriz projetada para 2031. É possível observar que, em 2022, a grande maioria da energia elétrica produzida no país ainda é proveniente de hidrelétricas, seguida pela energia gerada a partir de usinas termelétricas e eólicas. Por outro lado, a projeção para 2031 aponta para uma participação significativamente maior de fontes renováveis alternativas, com destaque para a energia eólica, que deve assumir a segunda posição na composição da matriz elétrica.

Essa mudança na composição da matriz elétrica brasileira reflete a necessidade de diversificação da matriz energética, buscando aumentar a segurança energética do país e reduzir a dependência de fontes de energia mais tradicionais. Além disso, a expansão das fontes renováveis também contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, colaborando para o cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris (MCTI, 2015).

Figura 12 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração



Fonte: (EPE, 2022c)

Os dados da figura 12 indicam a estagnação da participação das hídricas, em detrimento do aumento da participação das fontes renováveis. Este cenário faz com que seja necessária a adoção de medidas que garantam a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

2.4.1 Perspectivas para o parque hídrico brasileiro

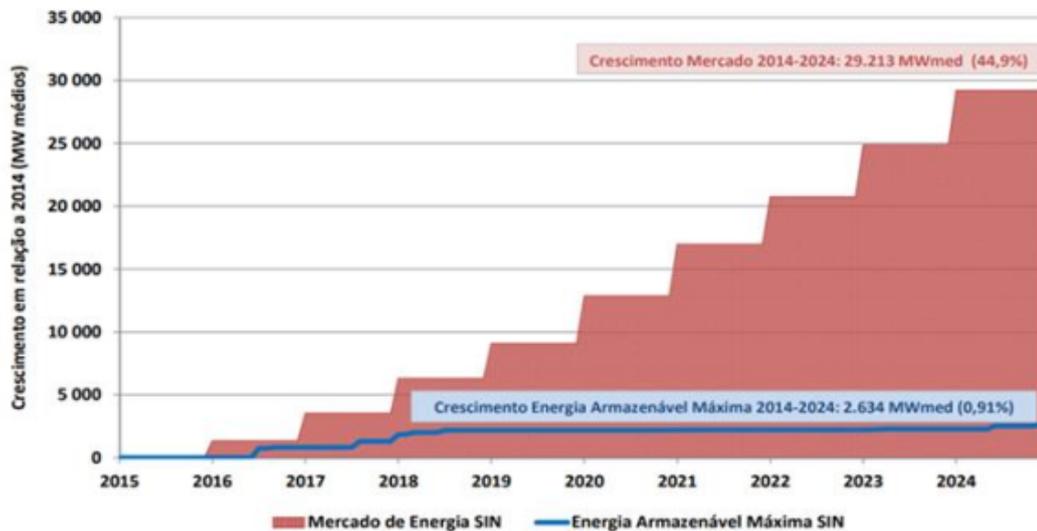
O setor elétrico brasileiro tem como paradigma a presença de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, que possibilitam a regulação da oferta de energia por meio do armazenamento de água. Essas usinas possuem capacidade de estocar energia para abastecer o mercado durante períodos de estiagem, enquanto as usinas termelétricas entram em operação somente em momentos de escassez hídrica, atuando como plantas de backup (d'Araújo, 2009).

Nos próximos anos, é esperada uma tendência de alteração na composição da matriz elétrica, mesmo com a participação hidrelétrica ainda predominante (EPE, 2017b). Essa tendência pode ser explicada pela contratação de usinas hidrelétricas caracterizadas pela ausência de grandes reservatórios de acumulação, conhecidas como

rio d'água. A construção dessas usinas é justificada pelo fato de que a capacidade hidrelétrica remanescente está localizada na Região Norte do país, onde as características topográficas não favorecem a construção de usinas com grandes reservatórios (CASTRO et al., 2018). Além disso, é importante destacar que a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais, o que dificultou a construção de reservatórios com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada (CASTRO et al., 2010).

Considerando o atual contexto do setor elétrico brasileiro, é possível notar a tendência de construção de hidrelétricas com elevada capacidade instalada, mas com menor geração de energia em períodos de hidrologia desfavorável, decorrente da ausência de grandes reservatórios de armazenamento. Como consequência, a energia armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas já existentes deverá representar uma parcela cada vez menor da demanda por energia, reduzindo a capacidade de regularização da oferta. Essa situação pode ser observada na figura 13, que apresenta a relação entre o crescimento do mercado de energia no SIN e a Energia Armazenável do Sistema (EAR).

Figura 13 – Relação entre crescimento do mercado de energia x energia armazenável máxima: 2015 – 2024 (em MW médios)



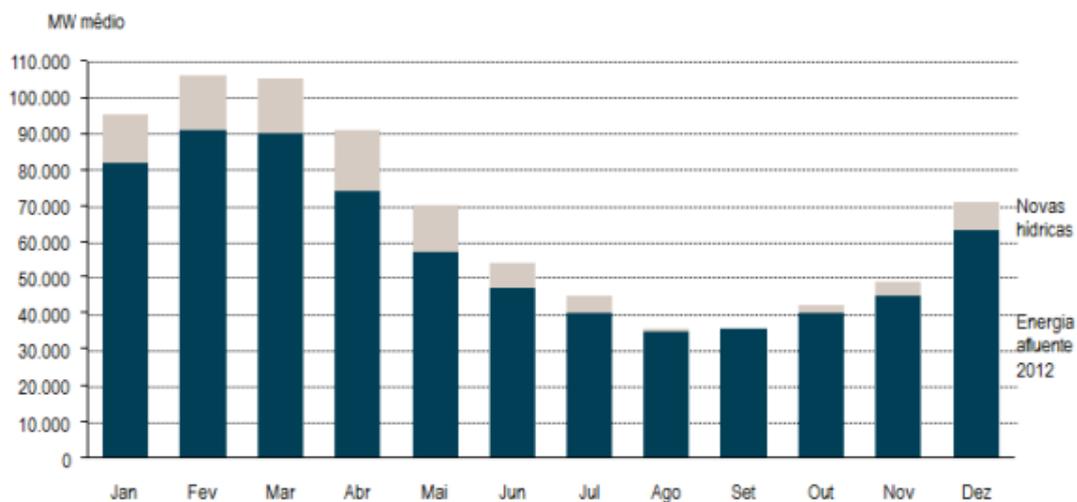
Fonte: (TOLMASQUIM, 2011)

A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é utilizada como um indicador pela EPE para avaliar a segurança do sistema elétrico durante o horizonte de planejamento. O Plano Decenal de Energia (PDE) 2031 da EPE prevê uma expansão da capacidade de geração hídrica de cerca de 8.536 MW, considerando Usinas Hidrelétricas (UHE), PCH e CGH de forma conjunta. Entretanto, a previsão de crescimento dos

reservatórios hídricos é de apenas 2,6 GW de energia armazenável. Esses números explicam, de forma clara, o novo padrão de matriz elétrica.

A perda de capacidade de armazenamento do sistema elétrico traz como consequência o aumento da sazonalidade na geração de energia hídrica. Esse fenômeno pode ser justificado pela concentração da geração no período úmido, quando as novas usinas a fio d'água estarão em operação. A figura 14, apresentado a seguir, busca ilustrar tal fenômeno por meio da comparação das energias afluentes médias dos anos de 2012 a 2021.

Figura 14 – Energias afluentes médias entre 2012 e 2021 (em MW médio)



Fonte: (CASTRO et al., 2018)

A partir da análise do gráfico 14, é possível observar que as energias afluentes médias têm uma distribuição concentrada no período úmido, que compreende os meses entre novembro e abril. O cenário projetado para o ano de 2021 indica um aumento do diferencial entre as energias afluentes no período seco e úmido, uma vez que a geração prospectada para esse ano ocorrerá principalmente por meio de usinas fio d'água, que geram eletricidade associada às chuvas, concentrando-se no período úmido.

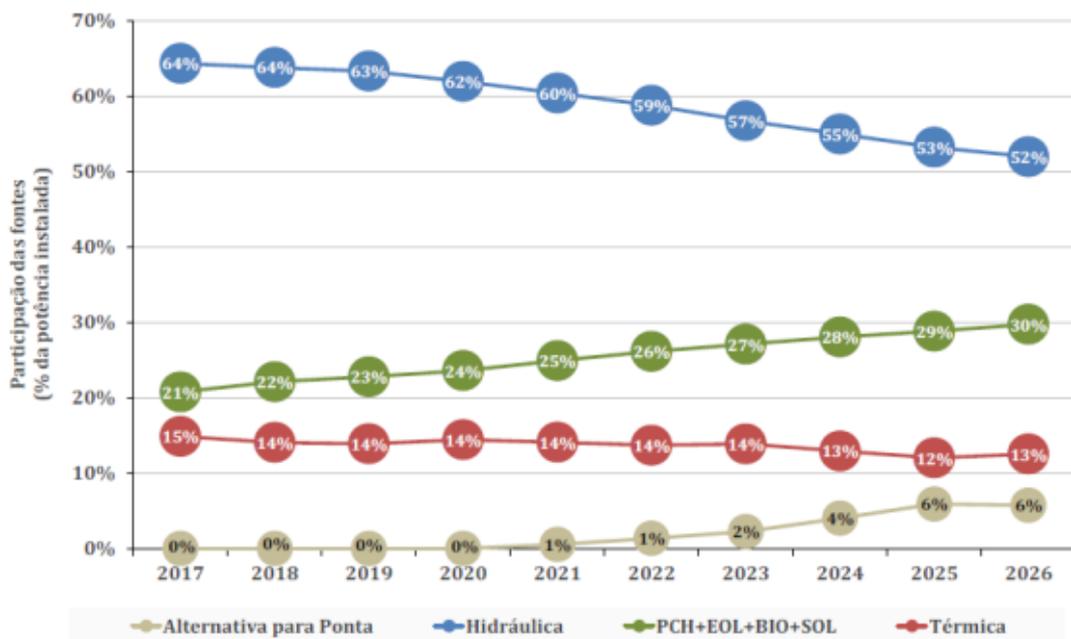
O cenário de diminuição da capacidade de armazenamento de energia e de concentração da geração hidrelétrica em um determinado período do ano indica a necessidade de recorrer a outras fontes de energia para evitar possíveis déficits na geração de eletricidade, especialmente em períodos de hidrologia desfavorável. Em situações em que a afluência às hidrelétricas é reduzida ou em que a geração de fontes intermitentes é inferior ao esperado, é necessário utilizar fontes controláveis, principalmente hidrelétricas com grandes reservatórios. A decisão de utilizar a energia armazenada nos reservatórios

ou acionar termelétricas, que possuem custo mais elevado, tem impactos nos custos e na garantia do atendimento à demanda (EPE, 2016).

2.4.2 Aumento da difusão de fontes renováveis alternativas

Além da mudança do perfil das usinas, outra tendência que contribuirá para a alteração da matriz elétrica nos próximos anos é o aumento da participação das fontes renováveis alternativas, como pequenas centrais hidroelétricas, centrais de biomassa, plantas solares e usinas eólicas, com maior ênfase nestas duas últimas (EPE, 2017b). Entretanto, o cenário projetado resultará no aumento da participação das fontes renováveis alternativas na capacidade instalada de fontes renováveis em 24% em 2020 e 30% em 2026, conforme indicado na figura 15. Tal tendência também trará implicações profundas para o paradigma operacional, exigindo a contratação de fontes controláveis.

Figura 15 – Participação das fontes na matriz (em %)



Fonte: (EPE, 2017a)

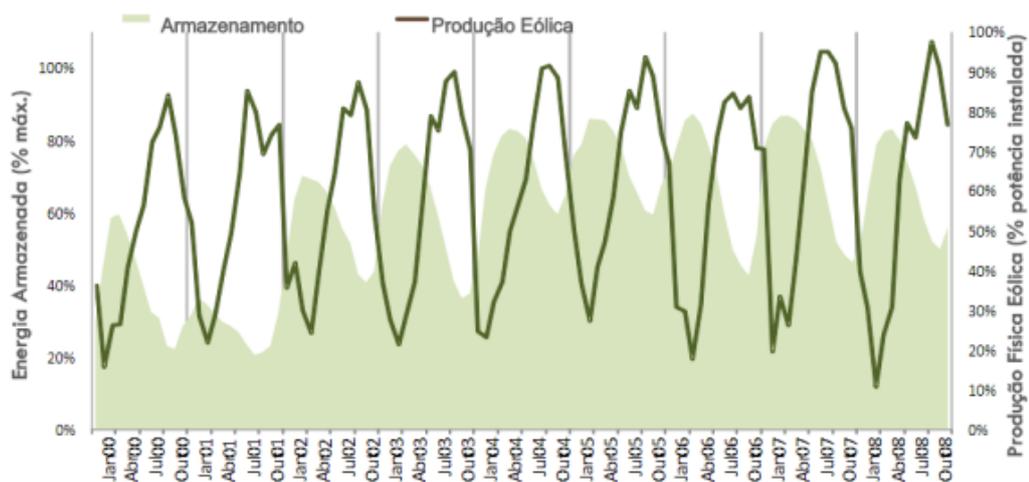
Entre as fontes renováveis alternativas, a energia eólica é a mais relevante para a matriz elétrica do Brasil, de acordo com as projeções da EPE presentes no PDE 2026. Espera-se que a participação da energia eólica na capacidade instalada de geração de energia elétrica do país em 2026 corresponda a 13,4%, praticamente dobrando sua capacidade em relação a 2016.

Uma característica importante da energia eólica no Brasil é sua sazonalidade e

complementaridade em relação aos recursos hídricos. O vento mais favorável à geração eólica ocorre entre os meses de junho e novembro, justamente o período em que a hidrologia é desfavorável. Por isso, a introdução da energia eólica na matriz elétrica ajudará a reduzir a rapidez do esgotamento dos reservatórios durante os períodos de hidrologia desfavorável (LOPES, 2013 apud CASTRO et al., 2018).

O fenômeno da correlação inversa entre os parques hídrico e eólico é demonstrado na figura 16, que registra o percentual de energia armazenada e a geração eólica no período de 2000 a 2008.

Figura 16 – Sazonalidade inversa Hídrica x Eólica: 2000 – 2008 (em percentual de energia armazenada e da potência instalada)



Fonte: (ABEEÓLICA, 2008)

A fonte eólica apresenta como característica técnica relevante a intermitência, que pode resultar em interrupções na geração de energia devido a fatores meteorológicos. Assim, a implementação em grande escala dessa fonte na matriz elétrica brasileira pode gerar problemas de confiabilidade no fornecimento de energia, especialmente durante os horários de pico de demanda, conhecidos como "atendimento à ponta". É importante salientar que, apesar da complementariedade entre as fontes eólica e hidráulica no Brasil, devido a razões geográficas, a intermitência da energia eólica representa uma ameaça crescente para o fornecimento de energia no país.

Quanto à energia solar, merece destaque a resolução nº 482/2012, a resolução nº 687/2015 e a resolução nº 1.000/2021 da Aneel. Essas resoluções estabelecem as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Essas medidas regulatórias criam um ambiente favorável ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica

no país, permitindo que os consumidores troquem energia com as distribuidoras locais e reduzam o valor de suas faturas de energia elétrica.

No que se refere aos projetos fotovoltaicos nos leilões de energia, entre 2014 e meados de 2018, foi contratada uma capacidade total de 3.459,442 MW. Além das resoluções mencionadas, a criação de linhas de financiamento, tanto por bancos públicos quanto privados, voltadas especificamente para a aquisição de sistemas fotovoltaicos, também merece destaque (ALVES, 2018).

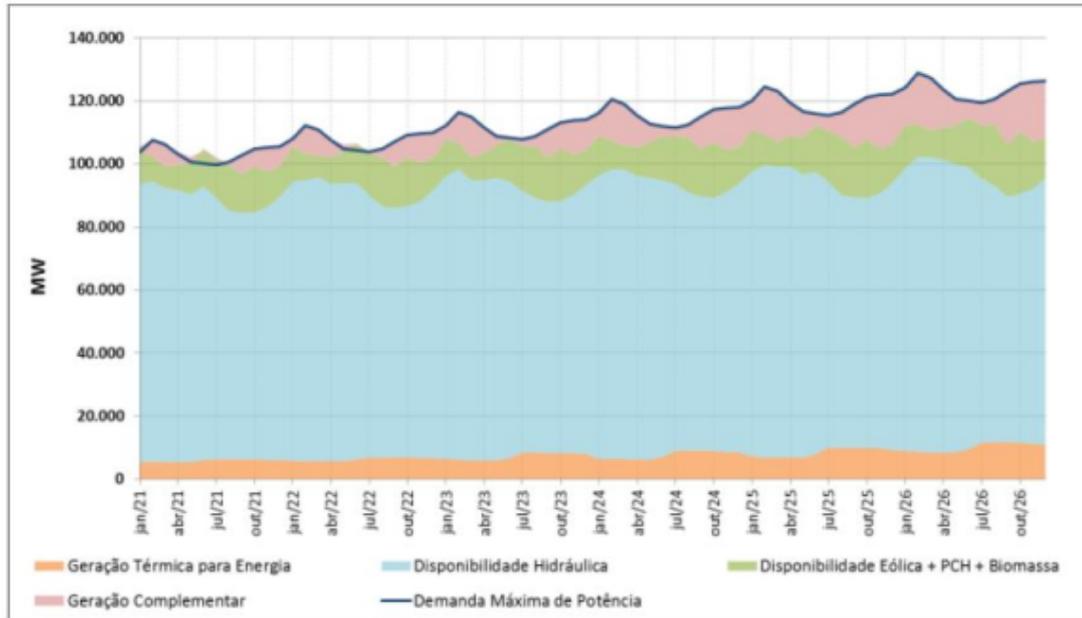
De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2031, em 2021, a capacidade instalada de geração centralizada solar no país era de 4,42 MW. As projeções para os próximos dez anos apontam para um aumento da capacidade instalada para 10,38 MW em 2031, representando cerca de 2,07% da capacidade total instalada de geração centralizada no país (EPE, 2021).

A energia solar fotovoltaica apresenta uma característica atraente para a sua incorporação na matriz elétrica brasileira: a complementariedade em relação à energia eólica. Nesse sentido, destaca-se a Região Nordeste do Brasil, que apresenta um grande potencial tanto para a geração eólica quanto para a geração solar. No entanto, é preciso lembrar que, mesmo explorando a complementariedade entre essas fontes, a energia solar ainda é afetada pela intermitência, o que não permite a solução completa do problema de suprimento de energia durante os horários de pico (CASTRO et al., 2018).

2.4.3 Necessidade da contratação de fontes controláveis e as possíveis alternativas para o atendimento à ponta

Considerando a exaustão do potencial para a construção de usinas hidrelétricas com reservatório e o aumento da utilização de fontes de geração intermitentes na matriz elétrica brasileira, a operação do sistema elétrico enfrenta desafios em relação à capacidade de atendimento da demanda em horários de pico durante o período seco. Nesse sentido, é fundamental a adoção de medidas para manter a confiabilidade do suprimento de energia. De acordo com as projeções da EPE, apresentadas na figura 17, é necessária a contratação de fontes de geração complementares para garantir o atendimento à demanda.

Figura 17 – Atendimento à demanda máxima no SIN



Fonte: (EPE, 2017a)

Com base na previsão de aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos e na crescente penetração de fontes renováveis alternativas, como a energia eólica e a biomassa, surge um desafio em termos de operação do sistema elétrico, em particular no atendimento à demanda durante os horários de pico no período seco, dada a exaustão do potencial para construção de hidrelétricas com reservatório. Assim, medidas devem ser adotadas para preservar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. A figura 17 apresenta as projeções da EPE quanto à necessidade de contratação de fontes de geração complementares para garantir o atendimento à demanda.

O relatório do PDE de 2026 reforça a necessidade de contratação de fontes de geração complementares de energia, não apenas por meio de fontes controláveis de energia, mas também por meio de uma gestão diferenciada dos reservatórios, gerenciamento de demanda de energia elétrica ou uma combinação dessas medidas.

2.4.4 Contratação de fontes de geração complementar

Considerando a necessidade de lidar com a mudança no perfil da matriz elétrica brasileira, a contratação de novas fontes de geração de energia elétrica é considerada como a principal alternativa para expandir a oferta de energia no país. No entanto, é importante destacar que essas novas fontes de geração devem ser controláveis a fim de garantir a confiabilidade do suprimento de energia.

Com base no PDE 2026, esta seção realizará uma análise breve de algumas alternativas para o atendimento à crescente demanda de energia elétrica, tais como:

1. usinas termelétricas de partida rápida;
2. repotenciação de usinas hidrelétricas existentes;
3. usinas hidrelétricas reversíveis;
4. armazenamento de energia por meio de baterias; e
5. usinas heliotérmicas.

Essas alternativas são possíveis opções para atender a crescente demanda de energia elétrica, mas a análise da entrada dessas fontes na matriz deve levar em consideração fatores econômicos e regulatórios, bem como a variabilidade da geração dessas fontes, especialmente durante os horários de pico do sistema.

2.4.5 Atuação pelo lado da demanda

Uma outra abordagem para lidar com o desafio da transformação do perfil da matriz energética é a intervenção na demanda por energia elétrica. Essa estratégia consiste em distribuir o consumo de energia elétrica ao longo do dia de forma mais equilibrada, evitando picos de carga. Em contraste com as opções avaliadas anteriormente, essa abordagem foca na intervenção da demanda em vez da oferta de energia.

Limaye (apud CAMPOS, 2004) propõe um programa de gerenciamento da demanda que contempla as fases de planejamento, análise e implementação de atividades com o objetivo de alterar o padrão de consumo dos usuários e, assim, modificar sua curva de carga. A adoção desse programa implica na utilização de recursos de forma mais eficiente, resultando em redução de custos tanto para a empresa elétrica quanto para o consumidor. O autor destaca que as técnicas e abordagens do gerenciamento da demanda exigem uma parceria entre empresas e consumidores para maximizar os benefícios mútuos.

Conforme mencionado pela EPE (2017b), estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda podem incluir a implementação de tarifas dinâmicas e a adoção de medidores inteligentes para o desenvolvimento de *Smart Grids*. De acordo com Muller (2016), o gerenciamento de demanda é atualmente adotado em diversos países em seus

planejamentos energéticos integrados de longo prazo, estabelecendo-se como um fator relevante na definição da expansão do mercado de energia nos próximos anos.

As tarifas dinâmicas compreendem medidas que visam alterar o padrão de consumo dos usuários ao cobrar preços diferenciados ao longo do dia pelo consumo de energia elétrica. A proposta é aplicar preços mais elevados em momentos de pico de demanda para incentivar os consumidores a realocarem seu consumo para períodos de menor demanda e tarifas mais baixas. Em 2018, a tarifa branca foi implementada no país como um primeiro passo em direção a essa iniciativa.

Conforme ressaltado pela EPE (2017a), o gerenciamento da demanda pode ser realizado através de diversas medidas, incluindo a tarifação dinâmica e a adoção de Smart Grids com medidores inteligentes. A utilização de tarifas dinâmicas é uma estratégia que visa incentivar mudanças no padrão de consumo dos usuários, cobrando preços mais elevados durante os períodos de pico e preços mais baixos em outros momentos do dia. Essa medida foi implementada no Brasil em 2018, através da tarifa branca.

As *Smart Grids*, por sua vez, são consideradas uma inovação disruptiva para o setor elétrico, uma vez que mudam o papel tradicional do consumidor, permitindo que ele se torne um participante ativo no sistema. A adoção de medidores inteligentes possibilita ao consumidor a produção de energia elétrica e sua inserção na rede, tornando-o um ofertante de energia, além de demandante. Essa mudança pode ter um impacto significativo no planejamento do setor elétrico, uma vez que a oferta e a demanda de energia podem ser gerenciadas de forma mais eficiente.

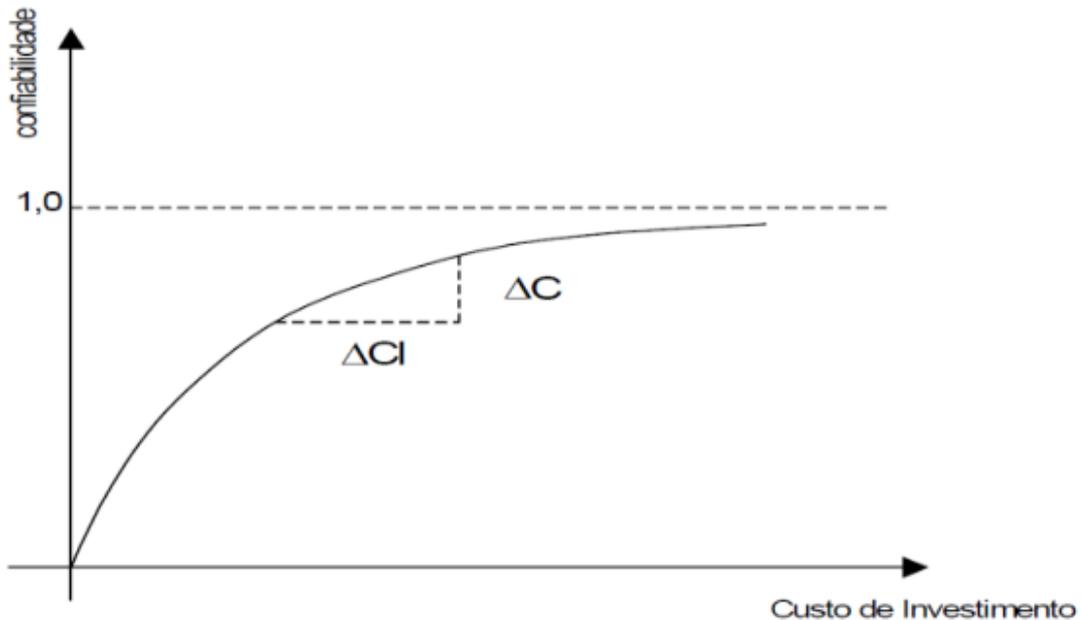
Entretanto, é importante destacar que a implementação dessas medidas depende da difusão de medidores inteligentes de energia, o que ainda não é uma realidade no Brasil. Apesar disso, a adoção da tarifa branca e o crescente uso de sistemas de geração distribuída indicam uma tendência para o setor elétrico brasileiro, e é provável que essas medidas tenham um impacto significativo no planejamento de longo prazo do setor.

2.4.6 Confiabilidade Energética

Considerando que a principal finalidade do sistema de potência é prover energia elétrica de maneira econômica a todos os consumidores, com um nível adequado de continuidade e qualidade, a etapa de planejamento da operação do sistema desempenha um papel vital na manutenção da confiabilidade do sistema a um custo de implementação viável. De acordo com Billinton e Allan (1996), o aspecto financeiro das instalações

elétricas desempenha um papel crucial na tomada de decisões, sendo clara a relação entre as restrições econômicas e as restrições de confiabilidade, o que dificulta as decisões gerenciais tanto no planejamento quanto na operação. A figura 18 ilustra a relação entre a confiabilidade de um sistema e os custos de investimento.

Figura 18 – Custo incremental da Confiabilidade



Fonte: (BILLINTON; ALLAN, 1992)

O custo da variação do investimento é representado por ΔCI , enquanto o custo da variação da confiabilidade é representado por ΔC . A figura ilustra como um aumento na confiabilidade do sistema requer um aumento no investimento.

É amplamente reconhecida a natureza estocástica e probabilística do comportamento do Sistema Elétrico de Potência (SEP), abrangendo o sistema em si, a demanda e as falhas dos componentes. Conforme mencionado anteriormente, a introdução de novas tecnologias de geração disponíveis aumenta o número de variáveis aleatórias e torna o sistema ainda mais complexo, tornando necessário considerar o uso de metodologias probabilísticas para avaliar a adequação do sistema de geração.

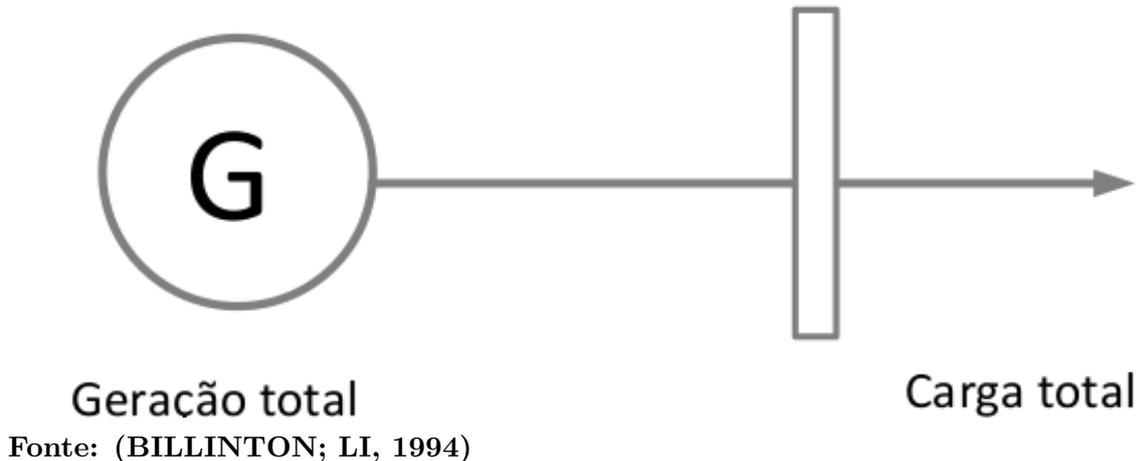
Uma estratégia para melhorar a capacidade de geração de um sistema elétrico é por meio de interconexões com outros sistemas, permitindo solicitar assistência de energia elétrica de áreas vizinhas quando a capacidade de geração for insuficiente para atender à demanda, ou fornecer energia elétrica quando as áreas adjacentes necessitarem para atender sua carga.

Os SEPs são tradicionalmente divididos em três segmentos conhecidos como

zonas funcionais, que abrangem os sistemas de geração, transmissão e distribuição (BILLINTON; ALLAN, 1996). Cada zona funcional é geralmente subdividida em níveis hierárquicos para melhor organização, planejamento, operação e análise da adequação do SEP. O primeiro nível hierárquico (NH1), refere-se à capacidade do sistema de geração em satisfazer a demanda requerida e fornecer reserva adequada para a realização de manutenção corretiva e preventiva do sistema.

Para avaliar o modelo de geração e carga, são utilizados métodos analíticos e simulação de Monte Carlo. A consideração básica para avaliar esses dois modelos consiste em concentrar todas as unidades geradoras e a carga do sistema em uma única barra. O modelo é representado na figura 19.

Figura 19 – Modelo de barramento único para avaliação do NH1



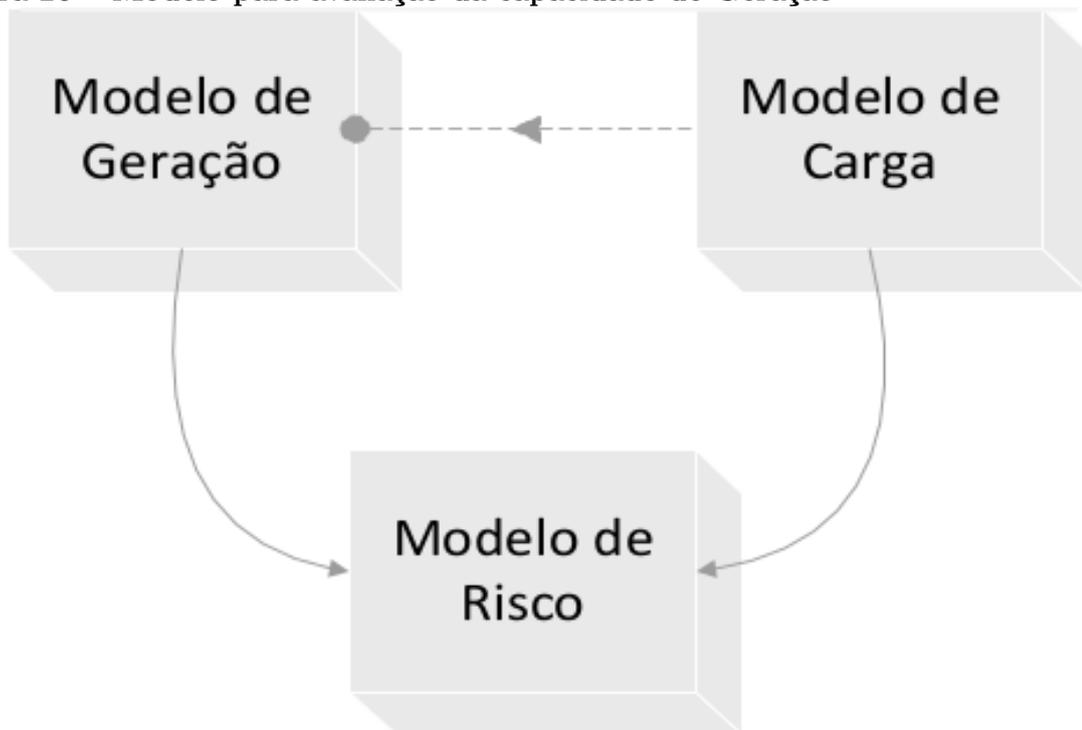
De acordo com o modelo, o sistema de transmissão é desconsiderado, uma vez que o objetivo principal do modelo é avaliar o desempenho do sistema de geração por meio da comparação entre a disponibilidade da capacidade de geração e da carga em diferentes momentos do tempo (da Rosa, 2009). Se os parâmetros estocásticos λ e μ (taxa de falha e taxa de reparo, respectivamente) de cada unidade geradora forem conhecidos, é possível calcular as probabilidades de geração de cada unidade durante o processo de simulação. Considerando que cada unidade de geração possui dois estados básicos, estado "Up"(operando) e estado "Down"(parada), a disponibilidade (A) e a indisponibilidade (U) são definidas pelas equações (1) e (2), respectivamente:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (1)$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2)$$

Os conceitos de disponibilidade e indisponibilidade estão associados ao modelo de Markov de dois estados. A abordagem fundamental para avaliar a adequação do sistema de geração é dividida em três modelos, como ilustrado na figura 20.

Figura 20 – Modelo para avaliação da capacidade de Geração



Fonte: adaptador de (BILLINTON; LI, 1994)

A avaliação dos índices de confiabilidade para os sistemas de geração apresentados na figura 20 pode ser resumida nos seguintes passos:

- Construir um modelo de capacidade com base nas características das unidades de geração;
- Construir um modelo de carga com base nos dados disponíveis.
- Construir um modelo de risco, que geralmente é uma combinação dos modelos de capacidade e carga.

De acordo com Billinton e Li (1994), apenas em casos em que sistemas adjacentes ou áreas diferentes são considerados, os limites das linhas de transmissão podem ser

levados em conta nos estudos do NH1. Isso inclui a modelagem de geradores remotos e sistemas interligados. No primeiro caso, o modelo de capacidade da fonte remota é ajustado com base nos índices de confiabilidade da linha de transmissão antes de ser adicionado ao modelo de capacidade. No caso de sistemas interligados, como é o objetivo principal deste trabalho, um modelo de assistência é considerado, sendo o modelo de geração multiárea o mais comum.

2.5 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (A ABORDAGEM TRADICIONAL DA TEORIA ECONÔMICA DA REGULAÇÃO)

Sob a perspectiva da economia clássica, os mercados são considerados como capazes de gerar uma ordem social natural dentro do sistema capitalista, resultado da interação entre as forças de oferta e demanda. Essa concepção tem suas raízes na obra de Smith, "A Riqueza das Nações", publicada em 1776, onde é introduzida a ideia da "mão invisível" do mercado, que supostamente maximiza o bem-estar social a partir dos interesses privados de cada indivíduo, levando a uma situação ótima no sentido de Pareto.

Segundo essa teoria, a intervenção do Estado no mercado é considerada desnecessária ou até mesmo indesejável. Isso ocorre porque, de acordo com essa visão, a intervenção estatal pode gerar distorções e comprometer a alocação ótima de recursos. No entanto, a teoria clássica admite a atuação do Estado em situações específicas, especialmente nas chamadas falhas de mercado. Estas podem ser definidas como situações em que a alocação de bens e serviços através do livre mercado não se dá de forma eficiente, causando prejuízos aos agentes.

Joskow e Noll enfatiza que o estudo da regulação geralmente se divide em três áreas distintas:

1. regulação de preços e entrada de empresas em estruturas de mercado competitivas;
2. regulação de preços e entrada de empresas em estruturas de mercado monopolistas (ou oligopolistas); e
3. regulação "qualitativa", que se concentra em diferentes tipos de falhas de mercado que não estão diretamente relacionadas a preços, lucros e estruturas de mercado (como saúde e meio ambiente, por exemplo).

Nesse sentido, considerando o escopo deste trabalho que se concentra na análise

do setor elétrico, é pertinente destacar a segunda área, que abrange casos de monopólios (ou oligopólios) naturais.

De acordo com a teoria econômica convencional, monopólios (ou oligopólios) naturais geram ineficiências na alocação de recursos e, portanto, são considerados falhas de mercado. Essas estruturas são caracterizadas pela existência de economias de escala, que ocorrem quando o aumento da produção de um bem não implica em um aumento proporcional do uso de insumos, levando a uma redução nos custos médios de produção. De acordo com Possas et al. (1997), nos casos de monopólios naturais, o ganho de escala ocorre em uma proporção específica em relação ao tamanho do mercado, de forma que apenas uma única empresa (ou, no caso de oligopólios naturais, algumas poucas empresas) é capaz de operar eficientemente.

De acordo com os estudiosos, em mercados caracterizados por uma estrutura oligopolista, quaisquer tentativas de aumentar o número de produtores, com o objetivo de fomentar a concorrência, resultam em unidades produtivas operando em escala não otimizadas. Esse fenômeno conduz a custos médios de produção mais elevados em comparação aos observados em mercados que possuem uma única unidade produtiva (ou algumas unidades, no caso de um oligopólio natural), operando no mesmo nível de produção.

Nesse tipo de estrutura de mercado, que é frequentemente considerado uma falha de mercado, justifica-se a intervenção estatal por meio da regulação, inclusive sob a perspectiva tradicional. Essa intervenção tem como finalidade impedir práticas que possam prejudicar os consumidores, tais como a fixação de preços monopolistas (POSSAS et al., 1997). Na mesma linha, Joskow e Noll (1981) salienta que a teoria econômica está em consonância com a ideia de que os monopólios geram ineficiências e que ações preventivas, corretivas ou de controle são necessárias para evitar, eliminar ou gerenciar essa estrutura de mercado.

Além dos monopólios e oligopólios naturais, a teoria tradicional da economia destaca outras falhas de mercado que podem levar a ineficiências alocativas. Entre essas falhas, destacam-se os bens públicos, as externalidades e a assimetria de informação.

Os bens públicos são caracterizados por serem não rivais e não excludentes, o que significa que qualquer indivíduo pode usufruir do bem público sem excluir os demais, e que o custo marginal de incluir mais um indivíduo beneficiário é zero.

As externalidades ocorrem quando as ações de um agente afetam outros agentes,

sem que o primeiro arque com os custos ou seja compensado pelos benefícios gerados. Isso pode levar a ineficiências na alocação de recursos.

A assimetria de informação ocorre quando um ou mais agentes têm mais informações do que outros, o que pode levar a ineficiências alocativas, uma vez que os agentes com menos informações não conseguem tomar decisões ótimas.

Essas falhas de mercado são características intrínsecas aos setores de infraestrutura, como o setor elétrico. Portanto, é possível identificar a necessidade de intervenção do Estado por meio de instrumentos regulatórios para corrigir essas falhas e garantir a eficiência na alocação de recursos nesses setores.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo a Resolução Normativa nº 687/2015 da Aneel, a Geração Distribuída (GD) refere-se à produção de energia elétrica de forma descentralizada e próxima aos consumidores (ANEEL, 2015). A microgeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada igual ou inferior a 75 kW, utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada, enquanto a minigeração distribuída é caracterizada como uma central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada com potência instalada superior a 75 kW, até 5 MW para fontes despacháveis e até 3 MW para fontes não despacháveis (BRASIL, 2022).

No Brasil, o governo incentivou a Geração Distribuída através da criação de Resoluções Normativas pela ANEEL. A Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482/2012) (ANEEL, 2012), atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015 (REN 687/2015) (ANEEL, 2015), estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A Resolução Normativa nº 1000/2021 (REN 1000/2021) (ANEEL, 2021) unificou diversas regras em relação à geração distribuída, juntamente com as concessionárias de energia elétrica. Por fim, a Resolução Normativa nº 1059/2023 (REN 1059/2023) (ANEEL, 2023a) promoveu ajustes aos regulamentos da ANEEL de acordo com as disposições da Lei nº 14.300 de 2022, bem como estudos realizados desde 2018, consolidando as disposições referentes à micro e minigeração distribuída e ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) nas condições gerais de fornecimento de energia (ANEEL, 2023a).

De acordo com a Resolução Normativa (REN) 687/2015 da Aneel, o SCEE é definido como o sistema no qual a energia ativa produzida por Unidades Consumidoras

(UCs) com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, através de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa. A geração compartilhada é uma modalidade de GD criada pela REN 687/2015, e de acordo com a Lei 14.300 de 7 de janeiro de 2022, é caracterizada como uma reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam UCs com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as UCs pela mesma distribuidora.

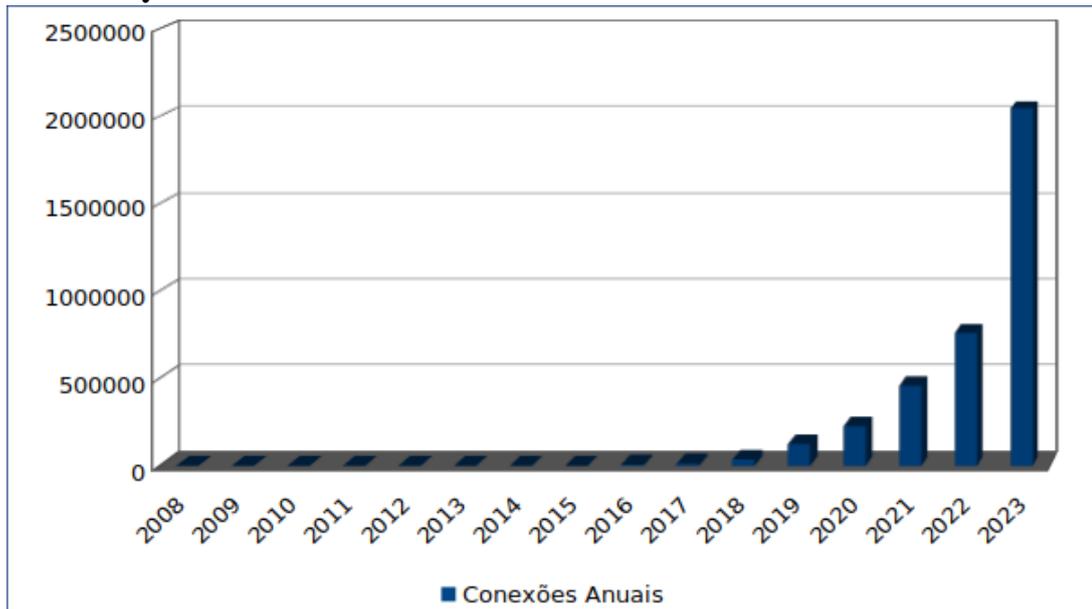
A REN 482/2012 da ANEEL, posteriormente alterada pela REN 687/2015, estabeleceu as condições para a inserção de GD na rede elétrica por meio do SCEE. Este sistema permite a injeção na rede elétrica de energia ativa produzida através de GD em uma UC, e posteriormente essa energia é abatida no faturamento de energia elétrica dessa UC. O aprimoramento do SCEE permitiu que os consumidores constituíssem consórcios ou cooperativas para gerar energia elétrica a partir de fontes como solar, eólica e biomassa. Nesse contexto, um conjunto de consumidores pode se juntar e instalar uma unidade de geração em um único ponto para utilizarem os créditos de energia em suas devidas UCs.

Além disso, novos modelos de negócios envolvendo a geração compartilhada contemplam aqueles consumidores que desejam usufruir dos benefícios de uma GD, mas não podem ou não desejam investir recursos próprios, por diversos motivos. A geração compartilhada representa uma descentralização e democratização no fornecimento de energia, visto que qualquer consumidor, dentro das condições regulatórias, pode fazer parte de um consórcio ou de uma cooperativa de energia.

No Brasil, a GD teve um elevado crescimento nos últimos anos devido a diversos fatores, destacando-se principalmente os incentivos financeiros e regulatórios. Os incentivos financeiros estão relacionados principalmente à possibilidade da redução da fatura mensal de energia, ao barateamento das tecnologias envolvidas na GD e aos programas do governo com fomento à GD. Os incentivos regulatórios surgiram a partir de publicações de Resoluções Normativas pela Aneel.

Por fim, a figura 21 ilustra o crescimento do número de UCs com GD conectadas à rede elétrica no Brasil desde 2008, evidenciando a rápida expansão da fonte solar pelo país e o crescente interesse dos consumidores pela geração compartilhada de energia elétrica por meio de consórcios ou cooperativas.

Figura 21 – Quantidade anual de conexões de GD com a rede elétrica no Brasil



Fonte: adaptador de (EPE, 2023)

Em especial, a REN 687/2015, emitida pela Aneel, ampliou as possibilidades estabelecidas pela REN 482/2012, expandindo o tamanho da geração que pode participar da GD e incluindo uma série de facilidades para a inserção de GD na rede elétrica, tais como outros modelos de negócios. Dentre esses modelos, destaca-se a geração compartilhada como uma alternativa interessante, sobretudo para consumidores que enfrentam limitações físicas, econômicas ou outras para instalar GD em seu terreno.

Por meio da geração compartilhada, consumidores de locais diferentes, porém dentro da mesma área de concessão, podem se unir em um consórcio ou cooperativa e instalar uma GD. Assim, eles dividem entre si os créditos de energia elétrica provenientes dessa GD em proporções pré estabelecidas. Esse modelo de negócio permite que o investimento necessário de cada consorciado ou cooperado seja menor do que se as usinas fossem adquiridas individualmente.

A geração compartilhada, portanto, é uma forma de democratizar o acesso à GD, proporcionando aos consumidores a oportunidade de se beneficiarem das vantagens da produção distribuída de energia elétrica mesmo em situações adversas. A REN 687/2015 é um marco regulatório importante para a expansão da GD no Brasil, ao estabelecer condições favoráveis para o surgimento de novos modelos de negócios no setor elétrico (ANEEL, 2015).

2.7 O RISCO ENERGÉTICO (OS LEILÕES A-6)

A crise no setor elétrico ocorrida no início dos anos 2000 foi responsável por uma reorganização institucional do modelo do setor, cujo principal objetivo era garantir o fornecimento de energia elétrica. Um dos elementos fundamentais do novo modelo, implementado em 2004, foi a questão da comercialização de energia elétrica no país, que inclui a realização de leilões. Segundo a (ABRADEE, 2017), os leilões são essenciais para garantir o equilíbrio entre a oferta e o consumo de energia elétrica, garantindo assim a confiabilidade do sistema elétrico e reduzindo os riscos de escassez e racionamento. Além disso, os leilões de energia elétrica determinam a participação de cada fonte de energia na composição da matriz elétrica do país e, conseqüentemente, a estrutura de custos das tarifas.

Em termos legais, o artigo 2º da Lei nº 10.848/2004 estabelece que:

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento.

Existem duas categorias de consumidores no mercado de energia elétrica: os consumidores livres e os consumidores cativos. Para os consumidores cativos, a tarifa é definida por meio do somatório dos resultados dos leilões realizados pelo governo, que visam garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica e, conseqüentemente, a confiabilidade do sistema elétrico, reduzindo os riscos de escassez de energia e de racionamento (ABRADEE, 2017). Já para os consumidores livres, o preço da energia é livremente negociado com as comercializadoras e geradoras, permitindo maior flexibilidade no mercado de energia (ANEEL, 2017).

Esse arranjo entre consumidores cativos e livres pode ser observado na figura 22, que apresenta a estrutura do mercado de energia elétrica no Brasil (ELETROBRAS, 2020). É importante destacar que essa estrutura está estabelecida pela Lei nº 10.848/2004, que instituiu o novo modelo do setor elétrico brasileiro, visando garantir a segurança energética e a competitividade no setor (BRASIL, 1997a).

Figura 22 – Os ambientes de contratação de energia elétrica existentes no SEB



Fonte: (SOARES, 2009)

O ACR é um modelo competitivo operado no setor elétrico brasileiro, em que as distribuidoras informam suas demandas e o MME, em conjunto com a EPE, determina os montantes a serem contratados coletivamente por meio de um pool de distribuidoras. O montante contratado é então dividido entre as distribuidoras de acordo com a demanda informada. As distribuidoras só atuam no ACR para atender aos consumidores cativos, em cumprimento à obrigação da contratação de energia via leilões.

No setor elétrico brasileiro, existem vários tipos de leilões de energia, classificados pela CCEE. O leilão de fontes alternativas visa atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e promover a participação de fontes renováveis, como a eólica, a biomassa e a energia proveniente de PCHs, na matriz de geração do país.

O leilão de energia de reserva destina-se a aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN, e a energia é proveniente de usinas contratadas especificamente com essa finalidade, sejam de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos já existentes.

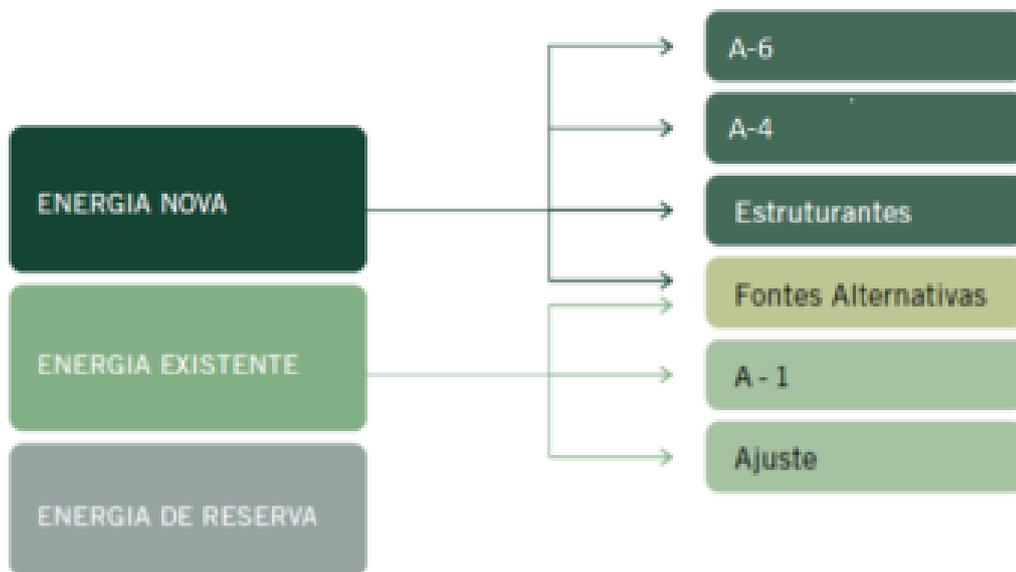
O leilão de energia nova tem como objetivo atender ao aumento da carga das concessionárias de distribuição, com a contratação de energia de usinas que ainda serão construídas. Esse leilão pode ser do tipo A-6 ou A-4, referindo-se aos prazos de até seis anos ou até quatro anos para entrada em operação comercial, respectivamente. Também existem os leilões estruturantes, destinados à compra de energia proveniente de projetos

de geração indicados pelo CNPE e aprovados pelo Presidente da República, relacionados a empreendimentos com prioridade de licitação e implantação, devido ao seu caráter estratégico. O objetivo desses leilões é garantir a modicidade tarifária e o atendimento à demanda de energia por meio da construção de grandes usinas hidrelétricas, como Jirau, Santo Antônio e Belo Monte.

O leilão de energia existente foi criado para viabilizar a contratação de energia gerada por usinas já em operação, cujos investimentos já foram amortizados, possuindo, portanto, custos mais baixos.

Por fim, os leilões de ajuste têm como finalidade ajustar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando possíveis diferenças em relação às previsões feitas pelas concessionárias de distribuição nos leilões anteriores e o comportamento da sua demanda no curto prazo A-1. Na figura 23, está apresentado a entre cada tipo de leilão, conforme o tipo de energia a ser contratada.

Figura 23 – Modalidades de leilão no ACR



Fonte: (ALVES, 2018)

A contratação de energia elétrica no mercado brasileiro é realizada por meio de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, celebrados entre as unidades de geração e as concessionárias de distribuição de energia elétrica (BRASIL, 1997a). Esses contratos são utilizados pelos empreendedores para a obtenção de financiamento de longo prazo na modalidade de Project Finance, com destaque para a atuação do BNDES.

O modelo de contratação de energia elétrica via leilões foi considerado muito bem-sucedido no Brasil, pois promoveu a expansão da capacidade instalada do setor elétrico com competição entre os empreendedores. Os editais dos leilões de energia são eficientes instrumentos da política energética do país, conforme avaliação de.

As perspectivas de evolução da matriz elétrica e a necessidade da incorporação de fontes controláveis na matriz elétrica estão no radar do marco institucional do setor elétrico, que inclui o MME, a EPE, o ONS e a Aneel (BRASIL, 1997a).

O Leilão A-6 de 2017, realizado em dezembro de 2017, contratou empreendimentos de geração de energia, sendo 49 usinas eólicas (691,8 MW médios), seis Pequenas Centrais Hidrelétricas (71,3 MW médios), seis térmicas a biomassa (102,6 MW médios) e duas térmicas a gás natural (1.870,9 MW médios), totalizando 2.736,6 MW médios de energia (ANEEL, 2017). As mudanças no edital deste leilão e os resultados obtidos revelam o uso dos leilões como o mais importante instrumento de política energética por parte do MME (CASTRO et al., 2018).

A Portaria nº 390/2017 do MME estabeleceu as diretrizes para a realização do Leilão A-6 de 2017, cujo suprimento de energia está previsto para janeiro de 2023, atendendo à demanda declarada pelas distribuidoras (MME, 2017). De acordo com Castro et al. (2018), os principais objetivos desse leilão foram a contratação de usinas termelétricas aderentes ao processo de transição para o novo paradigma de geração e a configuração de um arcabouço regulatório consistente para atrair agentes privados interessados em investir em geração de energia elétrica no país.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados um breve panorama quanto ao histórico do sistema elétrico brasileiro, e suas mudanças na últimas décadas. Fica claro, que o Sistema possui um estrutura organizacional, no qual o Estado é ator fundamental, atuando como planejador e autoridade máxima.

No entanto, é apresentado que apenas recentemente, a matriz teve alterações significativas, trazendo a luz, possíveis necessidades de mudanças, como nunca anteriormente. A exemplo, podemos listar os leilões de energia térmica, necessário para trazer capacidade de despacho energético em momentos de crise ou instabilidade severa, ou até mesmo, os leilões de longo prazo (A-6), que revelam uma condição como nunca antes, pois devido a característica econômica do país, que não possui grandes estabilidades,

pensar em gerações para um horizonte consideravelmente longe, pode trazer prejuízos incalculáveis atualmente.

3 ENERGIA RENOVÁVEL E SUAS CARACTERÍSTICAS

Neste capítulo será abordado mais a fundo o conceito e origem das energias renováveis, assim como as características particulares de cada tipo de geração que compõem esse grupo, tanto quanto as principais fontes de gerações convencionais, necessárias para a coexistências de fontes mais limpas e com redução de carbono.

3.1 ENERGIA RENOVÁVEL

As fontes de energia que pertencem a este grupo são consideradas inesgotáveis, pois suas quantidades se renovam constantemente ao serem usadas. São exemplos de fontes renováveis: hídrica, solar, eólica, biomassa, geotérmica, e oceânica.

Algumas dessas fontes apresentam variação na geração de energia elétrica ao longo do dia ou do ano, como é o caso da eólica, que não é usada quando não há ventos e a energia solar, à noite. No caso da fonte hídrica, podem ocorrer estiagens (secas), e a biomassa pode apresentar variação de acordo com a safra da matéria escolhida.

As fontes renováveis de energia são consideradas limpas, pois emitem menos Gases de Efeito Estufa (GEE) que as fontes fósseis e, por isso, estão conseguindo uma boa inserção no mercado brasileiro e mundial.

3.1.1 Energia Solar

O primeiro mapa de radiação solar do Brasil foi desenvolvido em 1978 e divulgado na Revista Brasileira de Armazenamento, por meio do trabalho intitulado "Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil" Nunes (1978), com o objetivo de conhecer a distribuição espacial e temporal da irradiação solar no país. Em 1996, foram elaboradas as cartas solares por meio de modelos computacionais com dados de irradiação oriundos de satélites referentes aos anos de 1985 e 1986. Em 1998, o "Atlas de irradiação solar do Brasil" foi publicado como resultado deste trabalho.

Em 2000, a primeira edição do "Atlas Solarimétrico do Brasil - Banco de dados terrestres" foi divulgada pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em parceria com a Chesf, contendo 12 mapas de irradiação solar global diária - média mensal e um mapa com a irradiação solar global diária - média anual. Em 2017, foi publicada a segunda edição do "Atlas Brasileiro de Energia Solar", que leva em consideração uma base histórica

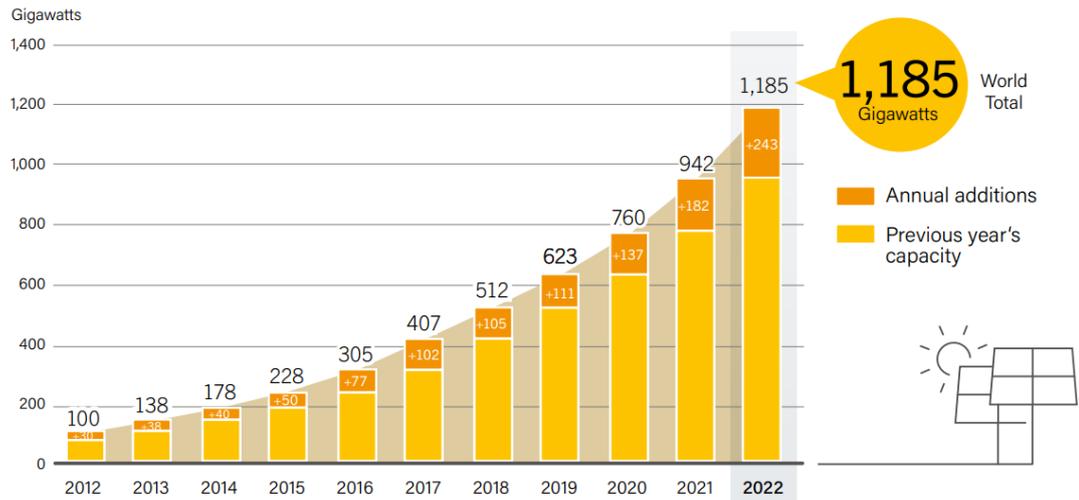
de 17 anos de dados. Esses dados disponibilizam índices de irradiação global horizontal, no plano inclinado, direta normal e difusa com uma resolução espacial de 10 km x 10 km para todo o Brasil (PEREIRA et al., 2017).

Apesar do alto custo de implantação quando comparado a outras fontes de energia (IEA, 2018), a crescente participação da energia solar tem tornado cada vez mais viável a sua utilização devido à sua disseminação e aplicação, proporcionando um amadurecimento do uso da tecnologia.

Embora a produção mundial de eletricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda marginal quando comparada com a produção total, o mercado tem crescido a uma taxa anual de 35%, e o potencial desta tecnologia é teoricamente infindável. (SANTOS et al., 2010, p.21)

A descentralização no uso das fontes de energia elétrica e sua relação com o custo de implantação ressaltam a necessidade de diversificar a matriz energética, permitindo opções no suprimento de energia diante de escassez de fontes, variação de preço ou questões estratégicas (TOYAMA et al., 2014). A competitividade de custos advém do aprimoramento tecnológico (SAWIN et al., 2014).

Em 2017, a China liderou o crescimento em capacidade anual instalada com 53,1 GW, seguida pelos Estados Unidos (10,6 GW), Índia (9,1 GW) e Japão (7 GW). Esses países contribuíram significativamente para o total de 402 GW de potência instalada em todo o mundo naquele ano, como ilustrado na figura 24 (SAWIN et al., 2018). O Brasil também entrou na lista dos 10 países que mais aumentaram sua capacidade instalada em 2017, com a adição de 0,9 GW. No entanto, ainda ficou atrás de Turquia, Alemanha, Austrália, Coreia, Inglaterra e dos quatro países mencionados anteriormente (IEA, 2018). Na figura 24, pode-se observar o crescimento da geração fotovoltaica em escala mundial.

Figura 24 – Potência total instalada no mundo até 2021

Fonte: (SAWIN et al., 2023)

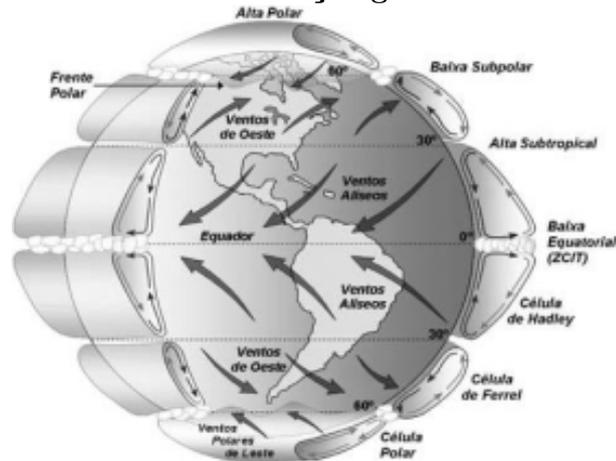
Desde 2014, o Brasil tem realizado leilões estaduais e federais para comercialização de energia solar fotovoltaica, visando desenvolver esta fonte de energia e garantir o suprimento de energia elétrica. Antes desses leilões, havia apenas algumas centrais geradoras fotovoltaicas em operação no país, com potência instalada total de pouco mais de 14,7 MW. Destaca-se a usina MPX Tauá, localizada em Tauá, Ceará, com 1 MW de potência instalada, o estádio do Mineirão, em Belo Horizonte, Minas Gerais, com 1,42 MW de potência instalada, e a UFV Nova Aurora, em Tubarão, Santa Catarina, com 3,07 MW de potência instalada. Nos últimos anos, foram inauguradas usinas fotovoltaicas de grande destaque no cenário nacional, como UFV Floresta com 86 MW, UFV Guaimbé com 120 MW, UFV Ituverava com 196 MW, UFV Nova Olinda 210 MW e UFV Pirapora com 240 MW. A grande maioria dos empreendimentos fotovoltaicos cadastrados e habilitados estão localizados na região Nordeste, mais especificamente no estado da Bahia, que contempla 34% de todos os projetos cadastrados referentes aos três leilões federais de energia de reserva realizados em outubro de 2014, agosto de 2015 e em novembro de 2015.

3.1.2 Energia Eólica

A formação dos ventos em escala global é resultado do aquecimento desigual da Terra pela radiação solar, que é mais intensa em regiões equatoriais e menos intensa em regiões polares. Isso gera gradientes de pressão atmosférica que movem massas de ar de regiões de alta pressão para regiões de baixa pressão. No nordeste do Brasil, os ventos alísios de sudeste são influenciados pela força de Coriolis, que desvia massas de ar em

movimento do polo ao equador. Esse desvio resulta em baixos níveis de ventos alísios de sudeste no Hemisfério Sul e de nordeste no Hemisfério Norte. Em altitudes mais altas, o vento segue em direção ao polo até cerca de 30 graus de latitude, em um padrão cíclico conhecido como célula de Hadley ou célula tropical. A circulação atmosférica em escala global, evidenciando as células de Hadley e os ventos alísios, é ilustrada conceitualmente na figura 25 (CUSTÓDIO, 2013).

Figura 25 – Modelo conceitual da circulação global atmosférica



Fonte: (MARTINS et al., 2008)

A utilização da energia eólica para geração de eletricidade é mais recente do que o aproveitamento da transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica (SCHAFFARCZYK, 2014). A primeira turbina eólica foi construída por James Blyth em Glasgow, na Escócia, em 1887, possibilitado pela descoberta do dínamo. Desde então, os avanços no setor foram influenciados pelo uso dos combustíveis fósseis, com maiores investimentos realizados em épocas de escassez de combustíveis como o petróleo, como aconteceu com o desenvolvimento tecnológico ocorrido na Dinamarca durante a Primeira e Segunda Guerra Mundial.

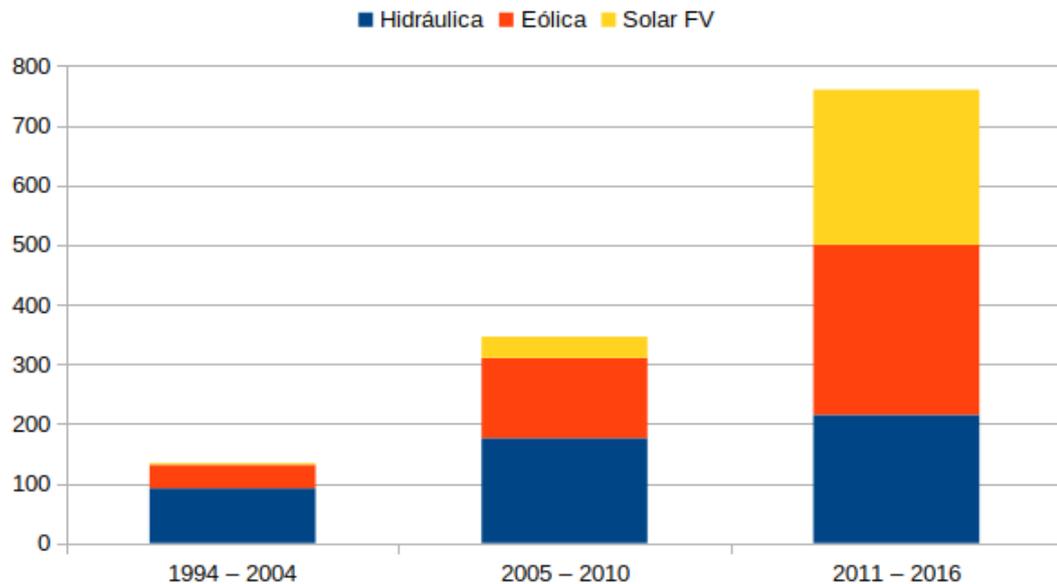
Dentre as inovações dinamarquesas durante as duas Guerras Mundiais está o modelo de geração assíncrona de três pás que foi diretamente conectado na rede em 1957 e tornou-se um dos modelos mais importantes após a crise do Petróleo (SCHAFFARCZYK, 2014). A crise do Petróleo de 1973 impulsionou o surgimento de mais programas de pesquisas financiados por governos como o americano, inglês, alemão e sueco, levando à ressurgência da indústria eólica a partir da década de 1990 (MANWELL et al., 2010).

Os cinco principais fatores que influenciam no crescimento do uso de geração eólica são a necessidade de alternativas aos combustíveis fósseis devido à limitação física

desse insumo e sua conexão com as mudanças climáticas, o fato do vento ser um recurso disponível em todo o globo, a capacidade tecnológica do aproveitamento dos ventos, a visão de que os ventos podem ser novamente utilizados como uma importante fonte energética, assim como no passado, e a inserção de políticas governamentais (MANWELL et al., 2010). Países como os EUA, Alemanha e Dinamarca foram pioneiros em políticas governamentais no âmbito da energia eólica.

No final da década de 1990, a preocupação com as mudanças climáticas e com a segurança energética levaram a energia eólica a ser o tipo de geração que mais cresce, competindo com as energias solar fotovoltaica e hidráulica (MANWELL et al., 2010). Isso pode ser observado por meio da figura 26.

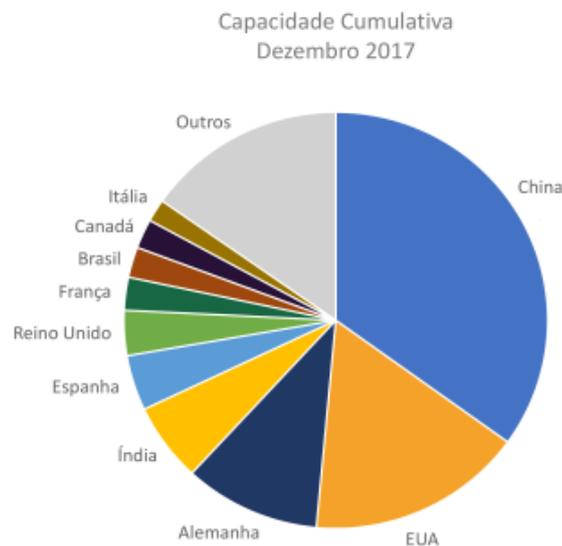
Figura 26 – Crescimento da capacidade de renováveis por tipo



Fonte: adaptado de (IEA, 2018)

De acordo com Schaffarczyk (2014), historicamente os países que mais se interessaram e fizeram uso da energia eólica foram os Estados Unidos e a Europa, com destaque para Alemanha, Suécia e Dinamarca. No entanto, recentemente a China assumiu a liderança como a maior geradora de eletricidade por meio dos ventos. Conforme a figura 27, é possível identificar os 10 países que mais geram energia eólica.

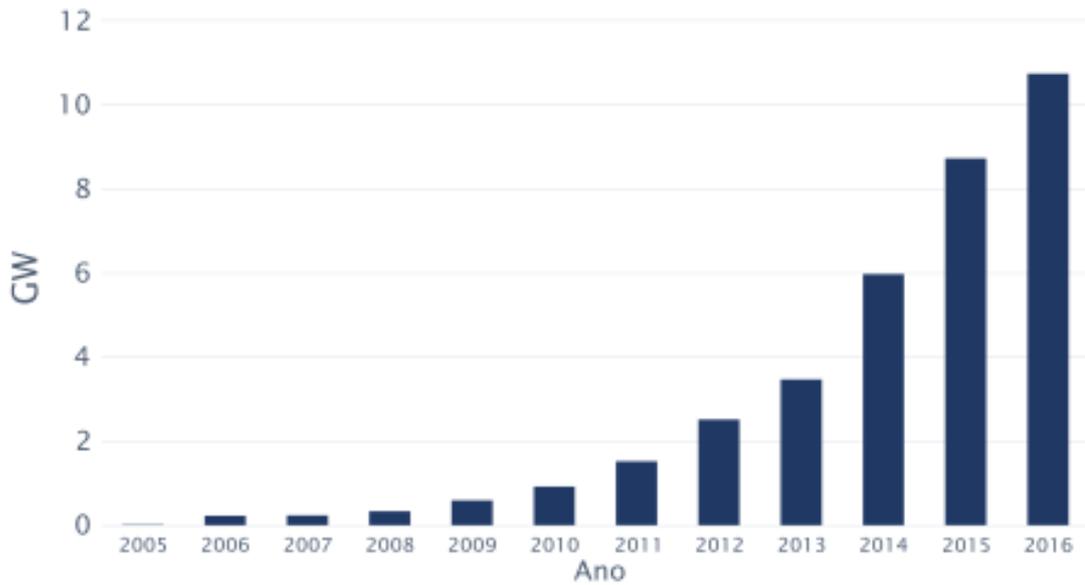
Figura 27 – Porcentagem da capacidade instalada mundial evidenciando os países com maior capacidade



Fonte: (GWEC, 2018)

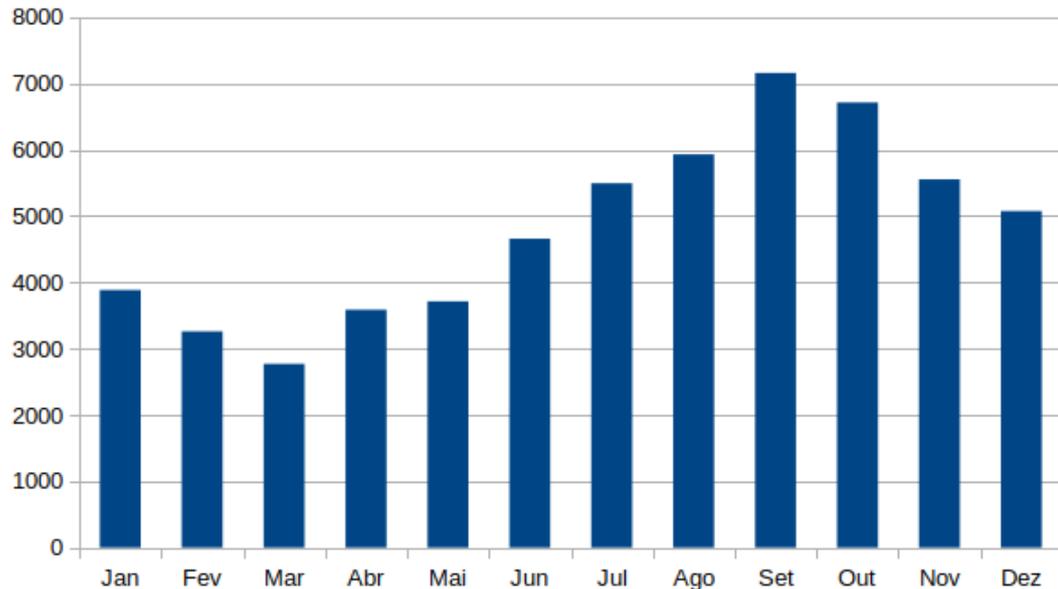
Em 2017, a capacidade instalada de energia eólica podia suprir 5% da demanda global, e a Dinamarca é um exemplo de país em que os ventos suprem 43% da demanda (GWEC, 2018). O Brasil se destaca como o único país da América do Sul entre os top 10, com a energia eólica fornecendo 1,2% da Oferta de Energia Interna (OEI) do país, segundo o MME (MME, 2018). Na matriz elétrica, a porcentagem é ainda maior, representando 6,8% em 2017.

O Brasil iniciou o desenvolvimento da indústria eólica principalmente no início dos anos 2000, tendo em vista a segurança do suprimento energético evidenciada pela Crise do Apagão de 2001, já que o país possuía uma matriz elétrica renovável. A introdução da energia eólica no Brasil ocorreu por meio do Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira por meio de investimentos em pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e biomassa (BRASIL, 2002). Desde então, a energia eólica tem apresentado um crescimento expressivo no Brasil, conforme pode ser observado na figura 28.

Figura 28 – Evolução da capacidade instalada no Brasil, em MW

Fonte: (ABEEÓLICA, 2017)

A geração de energia eólica no Brasil é predominantemente concentrada nas regiões nordeste e sul do país. A capacidade média de produção de energia eólica é de 40,7%, conforme relatado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2017). Os dados mostram que os meses de maior geração eólica, em média, são os do segundo semestre do ano, especificamente, durante os meses de inverno e primavera, como pode ser observado na figura 29.

Figura 29 – Geração média brasileira por mês, em GW

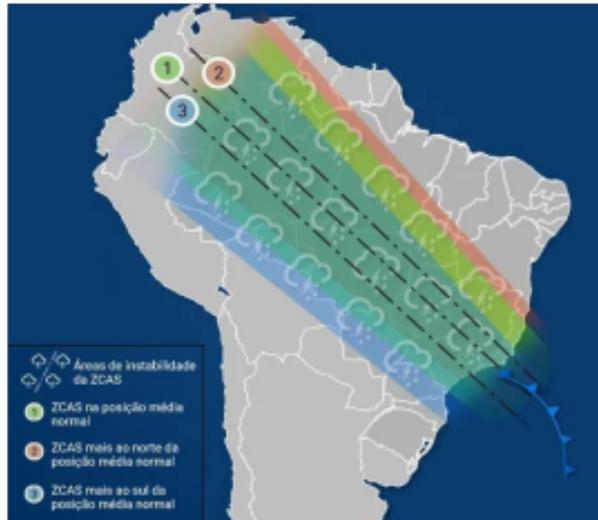
Fonte: (ABEEÓLICA, 2017)

3.1.3 Energia hídrica (CGH e PCH)

Os recursos hídricos que abastecem as usinas hídricas do Brasil estão diretamente ligados aos regimes de chuvas que ocorrem em diferentes escalas espaciais. Nas macrorregiões do sudeste e centro-oeste do país, a estação chuvosa tem início em meados de outubro, com chuvas mais intensas e frequentes entre dezembro e fevereiro, seguido de um enfraquecimento do volume de precipitação após março/abril (CARVALHO; JONES, 2009). Além do padrão do ciclo anual de precipitação, os totais anuais de precipitação são semelhantes em quase toda a área do sudeste e centro-oeste, excedendo 1500 mm/ano (ANA, 2016). No entanto, cada área é influenciada por diferentes sistemas climáticos. No centro-oeste, os sistemas atmosféricos são tanto de origem tropical quanto extratropical, enquanto que no sul, há maior influência de sistemas extratropicais, como frentes frias e linhas de instabilidade. Já no sudeste, eventos de chuva ocorrem quando os sistemas frontais e ciclones subtropicais e extratropicais se intensificam (REBOITA et al., 2010).

Durante o verão, há uma banda de nebulosidade e atividade chuvosa com orientação noroeste-sudeste, que se estende desde a Amazônia até o sudeste e, por vezes, chega até o Oceano Atlântico em sua porção subtropical. Esse fenômeno é observado na figura 30 e é conhecido como Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). A ZCAS associa-se a um escoamento convergente de umidade na baixa troposfera (CARVALHO et al., 2004).

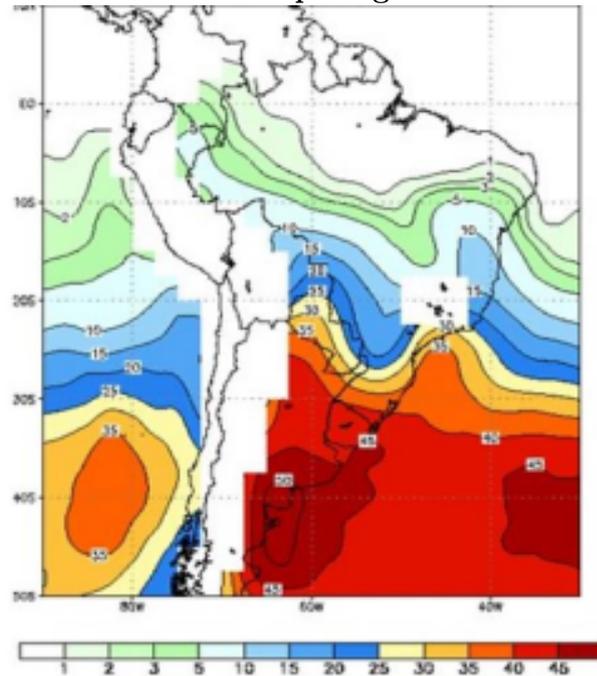
Figura 30 – Posicionamento variável da ZCAS



Fonte: (PEGORIM, 2017)

A contribuição das frentes frias para a intensificação dos regimes de precipitação sobre as regiões sudeste (SE) e centro-oeste (CO) do Brasil é um fenômeno sazonal que ocorre principalmente durante o outono e inverno. As frentes frias avançam em direção ao equador e interagem com o ar úmido e quente tropical, formando sistemas convectivos que geram chuvas fortes e excessivas sobre o continente. A ocorrência de enchentes e deslizamentos pode ocorrer durante o verão, principalmente quando há encontro com a ZCAS. A passagem de frentes frias apresenta um padrão sazonal, com maior frequência de maio a setembro, durante o outono e inverno, e menor frequência durante o verão. É possível observar um gradiente de frequência de ocorrência de frentes frias sobre as regiões sul, centro-oeste e costa leste do Brasil, decrescendo à medida que decresce a latitude. Esse padrão sazonal de frequência de ocorrência de frentes frias pode ser visualizado na figura 31 e foi observado em estudos realizados por (CAVALCANTI; KOUSKY, 2009).

Figura 31 – Quantidade média anual de passagens de frentes frias de 1979 a 2005



Fonte: (CAVALCANTI; KOUSKY, 2009)

Durante a estação da primavera, foi observado que a frequência de passagem de frentes frias sobre a região sudeste apresenta variabilidade interanual que pode ser influenciada pelo fenômeno climático conhecido como El Niño, sugerindo que o regime de chuvas é afetado nessa época do ano (BLÁZQUEZ; SOLMAN, 2017). O número de frentes frias que atingiram a região sul em 2001 foi o mínimo no período de 1980-2002, com apenas 51 ocorrências. Em contraste, em 1984, quando ocorreu o fenômeno La Niña, foram registradas 80 ocorrências na mesma região (ANDRADE, 2005 apud CARVALHO; JONES, 2009), indicando que a frequência de passagem de frentes frias é um indicador importante para eventos de precipitação extrema em regiões relevantes para a geração hidrelétrica.

Esses e outros fatores e fenômenos climáticos interagem de forma complexa para determinar a quantidade de chuvas que ocorrem em cada região do Brasil em um determinado ano. Isso, por sua vez, afeta indiretamente as vazões dos rios que abastecem o sistema de geração de energia hidrelétrica. Portanto, a variabilidade interanual dos fenômenos climáticos está diretamente relacionada à variabilidade interanual das vazões dos rios que alimentam o sistema gerador de energia hidrelétrica.

3.2 POLÍTICAS PÚBLICAS

No decorrer dos anos, políticas públicas têm sido utilizadas pelo Estado como forma de orientar e direcionar o setor elétrico. Entretanto, o uso dessas políticas de maneira isolada da comunidade técnica e acadêmica tem gerado novos problemas no sistema, os quais demandam mais políticas para serem corrigidos. A utilização de ferramentas autoritárias, como as políticas públicas, tende a ter resultados não ideais e requer altos investimentos, além de novos planejamentos.

Devido às circunstâncias que cercam a aplicação do modelo regulatório brasileiro, é inevitável que surjam conflitos entre os diversos interesses em jogo, como os interesses privados dos agentes regulados, os interesses sociais dos consumidores e os interesses políticos do Estado. É nesse contexto de conflitos que o papel das Agências Reguladoras se torna crucial, já que essas entidades são responsáveis por harmonizar e solucionar os conflitos entre as partes envolvidas. Portanto, esta pesquisa tem como objetivo estudar a possibilidade de captura das Agências Reguladoras e o risco de ineficiência do Estado Regulador.

Este trabalho utiliza o impacto dos incentivos à geração de energia renovável, em particular em geradores hídricos, como estudo de caso para compreender a atuação dos agentes envolvidos no processo de repactuação do risco hidrológico. Para compreender essa atuação, é necessário conhecer as principais abordagens sobre a regulação de mercados. Assim, a próxima seção apresenta os aspectos básicos e a evolução da teoria da regulação, bem como uma breve descrição de seu desenvolvimento no mercado de energia elétrica no Brasil.

3.2.1 Políticas públicas e seu uso pelo estado

Historicamente, é possível afirmar que o uso de políticas públicas foi uma constante na história do Brasil como um mecanismo para alcançar os interesses do Estado e orientar a sociedade em direção a esses objetivos, sejam eles de desenvolvimento social ou econômico.

No entanto, uma análise mais recente sugere que há uma necessidade de repensar essa metodologia, já que a utilização de incentivos financeiros ou fiscais pelo Estado para guiar a sociedade pode não ser a melhor ferramenta para alcançar esses objetivos. É necessário avaliar a efetividade dessas políticas, bem como as possíveis consequências negativas que podem surgir, como o risco de captura das agências reguladoras e ineficiência

do Estado Regulador (NOGUEIRA, 2011).

3.2.2 Considerações sobre a Teoria da Regulação

A teoria da regulação consiste na intervenção do Estado nas atividades econômicas que possuem uma função social relevante. Em outras palavras, as atividades econômicas que ultrapassam a questão dos lucros e/ou da vontade das partes de contratar da forma que bem entenderem necessitam da intervenção do poder público nos setores privados que detêm a concessão de uso de bem público e prestam serviços regulados por lei. Tais atividades impactam diretamente o bem público e as necessidades básicas da sociedade como um todo, como ocorre nos setores de energia, água e transporte público. Embora sejam transmitidos a pessoas jurídicas de direito privado, é necessário que o Estado intervenha conforme normas reguladoras preestabelecidas para garantir o bem-estar da população.

A regulação no sentido moderno ganhou força no final do século XIX e início do século XX, como um resultado inesperado de mudanças na base produtiva e no modelo capitalista, principalmente a partir da Revolução Industrial. A ação de instituições com base em regulamentações existentes controla determinados setores econômicos para garantir a prestação de seus serviços (FIANI, 2003).

A teoria da regulação consiste na intervenção estatal nas atividades econômicas que possuem relevante função social, ou seja, que vão além do objetivo de lucro e envolvem o uso de bens públicos e a prestação de serviços regulados por lei. Essa necessidade de intervenção surgiu no final do século XIX e início do século XX, quando a produção em larga escala estava predominantemente nas mãos do setor privado e do capital, tornando-se necessário regular setores como eletricidade, telecomunicações, transporte público e saneamento básico (PARENTE et al., 2007).

A regulação desses serviços é crucial, uma vez que possuem funções sociais predeterminadas e impactam diretamente no bem-estar da sociedade. Além disso, apresentam características de monopólio natural, que levam a falhas de mercado e a alocação ineficiente de recursos em um ambiente competitivo, tornando-se necessária a intervenção estatal para garantir a prestação adequada dos serviços (de Araújo, 1997; VISCUSI et al., 1995; KAHN, 1988).

Portanto, a regulação moderna tem como objetivo principal garantir a prestação de serviços de utilidade pública de forma eficiente, equitativa e acessível a todos os

cidadãos, promovendo o bem-estar social e a justiça distributiva.

A mediação estatal na alocação de recursos em atividades de benefício mútuo pode se dar de duas formas: (i) o Estado assume a responsabilidade direta pela prestação dos serviços; ou (ii) autoriza empresas privadas a explorar e gerir os serviços, enquanto assume o papel de representante na regulação e controle das atividades de bem comum. Em ambos os casos, acredita-se que a atividade de livre mercado das concessionárias não resultará necessariamente em uma melhor alocação econômica, social ou política de recursos (de Araújo, 1997).

3.2.3 Teoria do interesse público

A regulação estatal associada às atividades de interesse público está correlacionada com a teoria do interesse público, que prevaleceu do final do século XIX ao início dos anos 1960. A intervenção estatal no mercado de monopólio natural tem sido caracterizada pelo Supremo Tribunal dos Estados Unidos como um direito. Essa definição ocorreu em 1887, durante uma disputa legal entre produtores de grãos e proprietários de ferrovias no estado americano de Illinois, tornando-se um divisor de águas nos estudos regulatórios (AMARAL, 2008).

Os produtores apresentaram a impossibilidade de gerar lucros para suas operações devido ao alto custo do transporte ferroviário e à ausência de alternativas de logística de grãos, desafiando o direito do Estado de estabelecer limites de preços. Os juízes foram favoráveis ao pedido dos produtores, argumentando que serviços caracterizados como monopólio, que impactam os interesses públicos, necessitam de regulação (PARENTE et al., 2007). A partir desse caso, as diretrizes para a atividade de fiscalização tornaram-se mais claras. A teoria do interesse público acredita que a supervisão é uma resposta à necessidade da sociedade de corrigir comportamentos de mercado ineficientes e injustos. Portanto, o objetivo da intervenção estatal é apenas corrigir as falhas do mercado a fim de defender o interesse público (VISCUSI et al., 1995).

Nesse caso, o corpo diretivo é considerado benevolente e de extrema importância, uma vez que suas ações visam apenas satisfazer a necessidade de maximizar o bem-estar social. As diretrizes estabelecidas para a intervenção estatal visam a garantir a alocação econômica, social e política mais eficiente dos recursos em atividades de benefício mútuo (de Araújo, 1997).

No entanto, a partir do início da década de 1960, os pressupostos da teoria

convencional do interesse público começaram a ser criticados por sua incompletude na demonstração dos mecanismos que eliminam as falhas de mercado (VISCUSI et al., 1995). As críticas em relação à teoria do interesse público levaram a uma análise das falhas do governo, que possuem um conceito mais complexo, uma vez que sua atividade não é orientada pela busca de lucro. Como resultado, a partir de meados da década de 1960, os conceitos de rent-seeking e grupos de interesse foram incorporados às discussões sobre regulação, juntamente com o efeito da atuação do governo na economia (FIANI, 1998).

3.2.4 Teoria da Captura

A partir da década de 1970, as críticas à Teoria do Interesse Público impulsionaram uma revisão dos conceitos relacionados à regulação, coincidindo com as transformações nas economias capitalistas avançadas. Estudos mostraram que, ao invés de buscar o bem-estar social, as políticas dos administradores contribuíam para aumentar o lucro dos agentes regulados (BEAVER, 1998).

Neste período, os estudos sobre grupos de interesse e rent-seeking foram aprofundados. Olson (apud FIANI, 1998), discorre sobre os grupos de interesses e o custo de sua organização, concluindo que o custo de organização dos grupos de interesses será maior quanto maior for o número de membros, e que grupos menores têm maior probabilidade de obter benefícios.

A discussão em torno dos grupos de interesses e sua formação se relaciona com o conceito de rent-seeking, que se traduz como um ganho artificial de renda que não se relaciona com o sistema de preços do mercado e implica na redução do bem-estar social. A evolução desses conceitos revelou que o Estado não necessariamente trabalharia para maximizar os ganhos sociais, mas estaria sujeito à captura por parte de grupos de interesse que buscam renda extraordinária, executando atividades de *rent-seeking* (FIANI, 1998).

A partir dessas reflexões, surgiu a Teoria da Captura, que afirma que os agentes reguladores são capturados pelo agente regulado, e sua atuação por meio da legislação e de políticas regulatórias maximiza os benefícios das empresas privadas. Esse comportamento dos reguladores visa não apenas o interesse do regulado, mas também o próprio interesse dos reguladores (VISCUSI et al., 1995).

A relação se estabelece entre a condição de agente político do regulador e a possibilidade de maximização de seu bem-estar por meio da obtenção de benefícios financeiros ou aumento de poder. Nesse sentido, os legisladores responsáveis pela

elaboração das normas regulatórias estariam sujeitos a atender aos interesses de grupos privados em detrimento do bem-estar social, o que configura o fenômeno do rent-seeking (FIANI, 2003). Esse comportamento se contrapõe à ideia da teoria do interesse público prevalecente sobre o privado.

A Teoria da Captura, apesar de identificar um comportamento que não era previsto na Teoria do Interesse Público, pode ser considerada incompleta, pois segue a mesma abordagem da teoria anterior, mas de forma oposta ao conceito do regulador benevolente. Na Teoria do Interesse Público, os reguladores agiriam apenas para maximizar os ganhos sociais, enquanto na Teoria da Captura eles atenderiam somente aos interesses privados. Embora a maioria das análises corrobore as hipóteses da Teoria da Captura, alguns resultados encontrados contradizem seus conceitos fundamentais, o que pode ser atribuído à complexidade do processo regulatório, que envolve diversos grupos de interesse. Assim, modelos mais sofisticados foram desenvolvidos posteriormente para lidar com o dilema do regulador benevolente capturado (FIANI, 1998).

3.2.5 Teoria do Grupo de Interesses

A Teoria dos Grupos de Interesse foi desenvolvida a partir da evolução e críticas da Teoria do Interesse Público e da Teoria da Captura. Esta nova vertente tem como premissa que a regulação resulta de demandas de transferência de renda entre grupos de interesse, não sendo elaborada para maximizar o bem-estar social, mas sim para beneficiar os grupos que exercem maior pressão sobre o agente regulador. Diante desse pressuposto, buscou-se formular modelos mais sofisticados para explicar o comportamento do agente regulador e superar o dilema do regulador benevolente capturado.

Segundo Viscusi et al. (1995), a Teoria do Interesse Público e a Teoria da Captura não podem ser consideradas teorias, mas sim hipóteses e proposições sobre a regulação. A Teoria da Regulação Econômica é mais abrangente, uma vez que suas hipóteses são testáveis e geram implicações lógicas a partir de um conjunto de suposições. Nessa teoria, a regulação é elaborada para beneficiar os grupos de interesse que são mais ativos politicamente.

Autores como Stigler (2021), Peltzman (1976) e Becker (1983) são destacados por desenvolverem conceitos sobre a teoria da regulação econômica. Eles afirmam que os agentes atuam para maximizar seu próprio bem-estar, resultando em um processo de regulação que decorre da atividade política, em que grupos de interesse competem para

ampliar sua própria utilidade, em vez de corrigir falhas de mercado e promover o bem-estar econômico. Embora mais elaboradas, essas teorias sofreram críticas, o que demonstra a necessidade de evolução.

3.2.6 Contribuição de George Stigler

Um dos principais contribuintes para o desenvolvimento dos estudos sobre regulação econômica foi Stigler (2021), com a publicação de seu artigo "The Theory of Economic Regulation". Para o autor, o objetivo da teoria econômica da regulação consiste em:

1. identificar os agentes que são beneficiados e prejudicados pela regulação;
2. explicar a forma como a regulação é estabelecida; e
3. demonstrar o impacto da regulação na alocação de recursos.

O referido artigo baseia-se em duas premissas fundamentais: (i) que o Estado possui controle sobre serviços de utilidade pública e utiliza seu poder coercitivo para beneficiar um determinado grupo de interesse; e (ii) que os agentes econômicos são racionais e buscam maximizar seus próprios interesses. A partir dessas premissas, Stigler (2021) formulou a hipótese de que a regulação surge como resposta às demandas de grupos de interesse, que buscam maximizar suas rendas por meio da redistribuição de recursos entre os demais grupos.

Com base nessa hipótese, Stigler (2021) propôs um novo conceito de desenho regulatório, segundo o qual a regulação é a melhor forma de equilibrar os diferentes interesses e conflitos entre a sociedade e os agentes privados na maioria dos casos. Na perspectiva do autor, as empresas reguladas têm como objetivo capturar os reguladores para expandir seus lucros e poder, e, portanto, grupos de interesse podem induzir o Estado a utilizar seu poder coercitivo para beneficiá-los.

Grupos maiores e mais heterogêneos tendem a ter menos influência no processo de supervisão regulatória, em virtude dos custos organizacionais e de informação mais elevados. Por exemplo, os consumidores de um determinado setor possuem interesses divergentes e apresentam maiores custos de organização e informação em relação às empresas reguladas, cujos interesses convergem. Assim, é provável que as empresas reguladas tenham maior influência no processo regulatório. É importante destacar que,

embora mais elaboradas, as teorias da regulação econômica, incluindo a de Stigler (2021), têm sido objeto de críticas, que apontam para a necessidade de sua constante evolução (VISCUSI et al., 1995).

3.2.7 Políticas públicas no setor elétrico

Ao longo dos anos, o Estado tem utilizado políticas públicas como forma de inserção e direcionamento do setor elétrico. No entanto, o uso dessas políticas de forma desconexa da classe técnica e acadêmica tem gerado novos problemas no sistema, que requerem mais políticas para serem corrigidos.

O uso de ferramentas autoritárias como as políticas públicas tende a ter resultados não ideais, exigindo altos investimentos e novos planejamentos. Dadas as circunstâncias que permeiam a efetivação do modelo regulatório brasileiro, é inevitável o surgimento de conflitos entre os diversos interesses contrapostos, tais como os interesses privados dos entes regulados, os interesses sociais dos consumidores e os interesses políticos do Estado. É nessa seara de conflitos que o papel das Agências Reguladoras se torna crucial, visto que elas são responsáveis por harmonizar e solucionar conflitos entre as partes envolvidas.

Diante disso, a presente pesquisa busca estudar a possibilidade de captura das Agências Reguladoras e o risco de ineficiência do Estado Regulador. Como caso de estudo para este trabalho, será abordado o impacto dos incentivos à geração de energia renovável, em particular para geradores hídricos e no custo energético como um todo.

Para compreender a atuação dos agentes envolvidos no processo de repactuação do risco hidrológico, é necessário conhecer as principais abordagens sobre a regulação de mercado. Portanto, a próxima seção tem o objetivo de apresentar os aspectos básicos e a evolução da teoria da regulação no setor elétrico, bem como uma breve descrição do seu desenvolvimento no mercado de energia elétrica no Brasil.

3.2.8 Planejamento da operação e o despacho por ordem de mérito

De acordo com a CCEE e ONS (2007), o planejamento da operação dos sistemas elétricos busca atender a demanda de forma segura e econômica, por meio da minimização do custo de geração do sistema. Os sistemas elétricos podem ser classificados como térmicos, hídricos ou hidrotérmicos, sendo que os sistemas térmicos são desacoplados no tempo e a minimização do custo de operação é realizada por meio da redução do consumo de combustíveis ou do despacho de usinas com menor custo de combustível.

A ordenação dos geradores térmicos é realizada em função de seus custos marginais de operação (CMO), em que cada unidade adicional de energia é suprida com a geração da usina térmica que apresenta o menor custo variável unitário (CVU). No entanto, a complexidade dos sistemas elétricos está relacionada a restrições técnicas e ambientais que devem ser consideradas na otimização da operação (CCEE, 2007).

Segundo Tolmasquim (2011), a operação em sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, está relacionada com a melhor maneira de utilizar os estoques de água nos reservatórios das hidrelétricas, considerando a hidrologia de cada região. Para minimizar os custos e chegar à operação ótima, deve-se levar em consideração as restrições técnicas como minimização de vertimento e maximização do armazenamento de água nos reservatórios. A operação ótima é alcançada ordenando os geradores térmicos em função de seus Custos Marginais de Operação (CMO), ou seja, cada unidade adicional de energia é suprida com a geração da usina térmica que apresenta o menor Custo Variável Unitário (CVU) (CCEE; ONS, 2007).

3.3 CAPACIDADE DE GERAÇÃO

A geração de energia elétrica é um processo que envolve duas condicionantes essenciais: a quantidade e o momento em que a energia é produzida. Para garantir a confiabilidade e disponibilidade dos geradores, é preciso analisar ambos os critérios. Nesse sentido, a confiabilidade é definida como a capacidade do gerador em produzir energia elétrica de forma contínua, sem interrupções ou falhas. A disponibilidade, por sua vez, refere-se ao tempo em que o gerador é capaz de produzir energia elétrica, descontando-se as horas de manutenção programada ou não programada.

Assim, é importante avaliar a confiabilidade e disponibilidade dos geradores elétricos para garantir a segurança e eficiência do sistema de geração. Caso sejam identificadas falhas, é possível aplicar técnicas de compensação, como a manutenção preventiva e corretiva, a fim de melhorar a disponibilidade do gerador. A aplicação dessas técnicas pode trazer diversos benefícios, como a redução de custos operacionais e aumento da eficiência energética. Portanto, a análise da confiabilidade e disponibilidade dos geradores elétricos é um aspecto crucial para a operação segura e eficiente do sistema de geração de energia elétrica.

3.3.1 Fator de capacidade

O fator de capacidade, um indicador importante da eficiência de um sistema fotovoltaico, pode ser definido como a relação entre a quantidade de energia gerada pelo sistema em um determinado período de tempo e a quantidade máxima de energia que o sistema poderia gerar se estivesse em operação constante durante o mesmo período de tempo. Essa medida é calculada pela equação (3).

$$FC = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potencia instalada} * 24h * \text{dias}} (\%) \quad (3)$$

onde FC é o fator de capacidade, EG é a energia gerada pelo sistema em kWh durante um determinado período de tempo, P é a potência nominal do sistema em kW e h é o número de horas no período de tempo considerado (Urbanetz Jr; CASAGRANDE, 2012).

O fator de capacidade é uma medida importante para avaliar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico em relação a outras fontes de energia, bem como para comparar a eficiência de diferentes sistemas fotovoltaicos. Além disso, o fator de capacidade pode ser usado para avaliar a capacidade do sistema de atender à demanda de energia em um determinado período de tempo (SAWIN et al., 2019).

No entanto, é importante notar que o fator de capacidade pode variar de acordo com vários fatores, como a localização geográfica, a inclinação e a orientação dos painéis solares, a qualidade dos componentes do sistema e as condições climáticas locais (Urbanetz Jr; CASAGRANDE, 2012). Portanto, é essencial que esses fatores sejam levados em consideração durante o planejamento e a instalação do sistema fotovoltaico para garantir uma estimativa precisa do fator de capacidade e, conseqüentemente, do desempenho do sistema como um todo.

3.4 O CUSTO DA ENERGIA (O CRESCIMENTO DA ENERGIA SOLAR E EÓLICA)

Nos últimos anos, a energia gerada a partir de fontes eólicas e solares têm ganhado grande destaque devido ao seu desenvolvimento e aumento na participação do setor elétrico. Em 2019, foram realizados dois leilões de venda de cotas energéticas para fornecimento ACR, e uma análise realizada referente a esses leilões revelou a parcela contratada de cada fonte. Os resultados do leilão A-4 no ano de 2019 estão apresentados

na figura 32.

Figura 32 – Resultado leilão de energia em 2019 para A-4

Resultado leilão de energia em 2019 para A-4				
Fonte	Energia (MW médios)	Quantidade de Empreendimentos	Preço médio R\$/MWh	Deságio
Hidrelétrica	37,4	5	198,12	-31,20%
Eólica	15,2	3	79,99	-61,54%
Biomassa	7,4	1	179,87	-42,00%
Solar	21,1	6	67,48	-75,50%
Fornecimento: início em 01/01/2023; Preço médio: R\$ 151,15/Mwh (deságio de 60%); 15 empreendimentos contratados; 81,1 Mwm comercializados.				

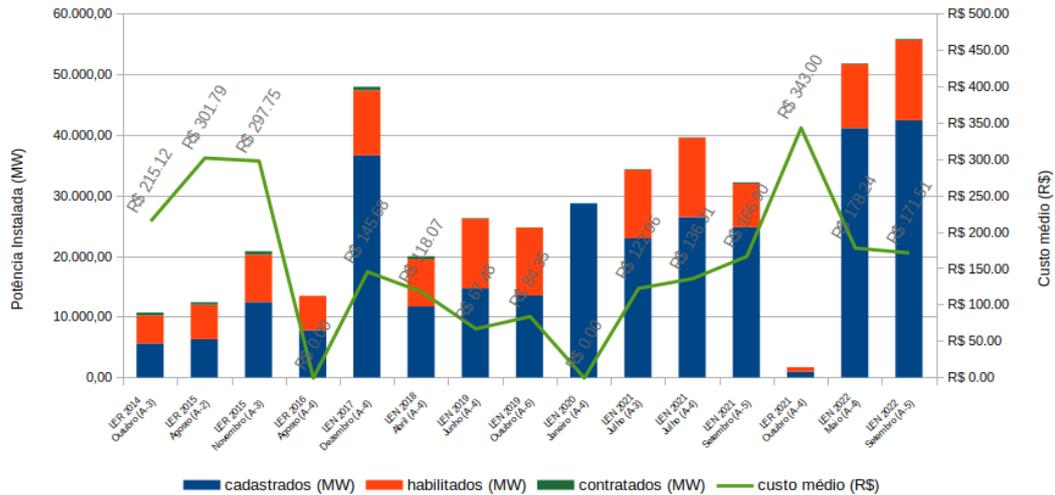
Fonte: autoria própria (2023)

Nos últimos anos, as fontes de energia eólica e solar tiveram um desenvolvimento significativo e um aumento de participação no setor elétrico. A análise de dois leilões de venda de cotas energéticas para fornecimento ACR realizada em 2019 revelou a parcela contratada de cada fonte, conforme apresentado na figura 32.

O preço médio pré-fixado por MWh estabelecido nesse leilão foi de R\$151,15. Verifica-se que todas as fontes tiveram um percentual significativo de depreciação do valor inicial pedido; entretanto, as fontes eólicas e solares foram as únicas que tiveram mais de 50% de seu preço depreciado, mesmo assim, tiveram cotas mínimas contratadas.

A figura 33 apresenta um levantamento feito a partir de dados da EPE que exhibe a evolução histórica do preço da energia fotovoltaica ao longo dos leilões desde 2014, juntamente com os montantes contratados em cada leilão. É possível analisar uma constante queda do valor, onde a energia fotovoltaica se torna cada vez mais competitiva em relação às demais fontes. Devido ao seu custo marginal ser inferior ao das demais fontes, a geração fotovoltaica pode operar com valores relativamente baixos e ainda ter margem para retorno de investimento.

Figura 33 – Variação do custo da energia fotovoltaica contratada via leilão



Fonte: autoria própria (2023)

É notável que as gerações renováveis apresentam uma competitividade superior quando comparadas às energias tradicionais, uma vez que se utilizam de diversos incentivos propostos pelo governo por meio das Políticas Públicas e possuem um custo de implantação inferior ao das gerações tradicionais. Contudo, é preciso aplicar um critério adequado ao custo da energia em relação à disponibilidade oferecida para normalizar tal situação desigual. Esse critério deve levar em consideração a capacidade de geração de cada fonte e suas respectivas limitações, para que se possa alcançar uma melhor distribuição dos custos e benefícios das diferentes fontes de energia. Nesse sentido, políticas públicas voltadas para a promoção da complementaridade entre as diferentes fontes de energia, bem como o estabelecimento de preços que reflitam o verdadeiro valor da energia gerada, podem ser essenciais para garantir um mercado energético mais justo e sustentável.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentado os conceitos sobre os principais tipos de energias que compõe o grupo das Energias Renováveis. Vale apontar que o conceito aqui apresentado, é o de energia em si, como esta é encontrada na natureza, antes de ser aproveitada como energia primária para uma geração elétrica.

Ainda, foi apresentado as principais teorias quanto a regulação de mercado, e como que estas são aplicadas no setor elétrico brasileiro. Fica claro, que o Estado, vem atuando não apenas como agente planejador e autoridade do setor, mas também como

regulador de setores estratégicos para a soberania nacional; sendo o setor elétrico um destes. No entanto, os últimos estudos apresentados, revelam resultados não previstos pelas teorias de regulação; expondo assim, novos problemas a serem corrigidos, afim de evitar o colapso do setor elétrico.

Teorias de Regulação de mercados, são ferramentas que o Estado utiliza à muito tempo para conseguir atender o interesse público de uma sociedade. No entanto, não está claro, até que ponto estas ferramentas por si só são eficazes, tendo em vista que o mercado age de forma a contornar os mecanismos, com vista a atender interesses particulares.

Desta forma, fica claro a necessidade de se buscar novas métricas e ferramentas para controle de setores estratégicos de um país, uma vez que os atuais estão resultando em cenários não previstos em seu planejamento e, assim não atendendo o interesse público.

4 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE ANÁLISE DA INSERÇÃO DE ENERGIA NOVA, CONSIDERANDO O ELEVADO GRAU DE PENETRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

Neste capítulo, serão abordados os conceitos de reserva energética, e no caso especial da energia elétrica, a reserva estática e a reserva girante. Em seguida, os critérios para análise de inserção de novas energias no sistema elétrico e, por fim, a proposta de metodologia para implementação condicional de novas energias.

4.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o principal agente responsável pelo planejamento energético do país é a EPE, que é quem desenvolve os estudos que estimam o potencial energético de uma região, assim como as possíveis fontes de gerações disponíveis para se obter recurso energético. No entanto, tais estudos, vislumbram apenas a chamada reserva estática, uma vez que variações rápidas, são observadas apenas em séries históricas de eventos passados. Sendo assim, a qualidade de fornecimento energético de um sistema elétrico fica questionável, uma vez que sua confiabilidade será analisada posterior a sua implementação.

4.2 RESERVA ENERGÉTICA: A OBSERVAÇÃO ATRAVÉS DA CONFIABILIDADE

Historicamente, a confiabilidade de sistemas de energia elétrica tem sido avaliada através de duas abordagens distintas: determinística e probabilística (BILLINTON; ALLAN, 1996). A abordagem determinística consiste na utilização de regras simples e heurísticas para inferir a confiabilidade do sistema. Essas regras são baseadas na experiência passada das empresas de energia elétrica, na organização interna dessas empresas e nas características específicas do sistema em questão. Algumas dessas regras são encontradas em manuais ou na literatura específica, sendo a capacidade da maior unidade de geração e o critério de segurança "N-1"(BILLINTON; ALLAN, 1996; ORTEGA-VAZQUEZ; KIRSCHEN, 2007) as mais conhecidas.

Já a abordagem probabilística é baseada na modelagem matemática do comportamento estocástico dos componentes do sistema elétrico (por exemplo, saídas forçadas das unidades geradoras), bem como a maneira como o sistema é operado.

Os métodos pertencentes à abordagem probabilística adotam uma representação mais completa e, conseqüentemente, mais complexa do sistema quando comparados aos métodos da abordagem determinística. Devido à complexidade da representação utilizada, a avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica requer esforço computacional significativo, o que torna os métodos probabilísticos geralmente mais dispendiosos do que os determinísticos. No entanto, a abordagem probabilística é a única capaz de avaliar de forma sólida e eficaz o risco de interrupções do suprimento de carga e suas conseqüências econômicas fundamentais (BILLINTON; ALLAN, 1996), razão pela qual a maioria das pesquisas na área se concentra nessa abordagem.

Os estudos de avaliação da adequação da capacidade de geração pertencem ao tipo de estudos NH1, e consideram apenas as zonas funcionais de Energia e Geração. Esses estudos hipoteticamente assumem que todas as unidades geradoras e cargas do sistema estão conectadas a uma única barra. A avaliação da adequação da capacidade de geração pode ser dividida em dois períodos: a fase de planejamento e a fase de operação. O termo "avaliação da adequação da capacidade de geração" refere-se a um estudo específico de planejamento, que pode ser a adequação da reserva estática ou da reserva operativa.

4.2.1 Fase de Planejamento

A avaliação da adequação de longo prazo da capacidade de geração pode ser vista de duas perspectivas diferentes: reserva estática e reserva operativa. Os estudos de reserva estática visam definir a capacidade necessária para atender à demanda esperada em um determinado nível de risco. A incerteza associada à reserva estática é causada pela intermitência dos recursos energéticos primários, pelas interrupções planejadas e forçadas das unidades geradoras e pela aleatoriedade da carga do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Os eventos de reserva estática insuficiente ocorrem quando a capacidade de geração é menor do que a carga, conforme a equação (4) (da Silva et al., 2010; MATOS et al., 2009). É importante ressaltar que a avaliação da adequação da capacidade de geração é um tipo de estudo NH1 e considera apenas as zonas funcionais de Energia e Geração (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Os eventos de reserva estática ($R_{estatica}$) insuficiente ocorrem quando a

capacidade de geração é menor do que a carga.

$$R_{estatica} = G - L < 0 \quad (4)$$

onde G representa a capacidade de geração e L a carga do sistema.

Por outro lado, os estudos de reserva operativa concentram-se na análise de longo prazo da flexibilidade do sistema de geração para lidar com as variações de curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema (MATOS et al., 2009; da Silva et al., 2010; DENHOLM et al., 2010; HOLTINEN et al., 2011; XIE et al., 2010; CRITZ et al., 2013). Esses estudos consideram as interrupções planejadas e forçadas, bem como as flutuações de curto prazo dos recursos energéticos primários, que afetam a capacidade de geração disponível em cada período de operação. Além disso, essa capacidade deve ser capaz de alimentar a carga e acomodar a diferença entre as previsões de curto prazo e as previsões atuais das variáveis estocásticas, respeitando as regras operacionais estabelecidas pelas concessionárias, como níveis mínimos de reserva primária e secundária e prioridades de alocação de unidades. A adequação da reserva operativa pode ser avaliada sob a perspectiva do planejamento quando regras operacionais estão disponíveis para diferentes cenários de operação, sendo um cenário possível a combinação probabilística de uma condição eólica bem como uma condição hidrológica (MATOS et al., 2009; da Silva et al., 2010).

Tendo em mente essas suposições, a identificação dos eventos de reserva operativa ($R_{operativa}$) insuficiente, é feita de acordo com a equação (5).

$$R_{operativa} = R + R_T < \Delta L + \Delta RW_s + \Delta G \quad (5)$$

A reserva operativa $R_{operativa}$ é uma medida da capacidade de geração necessária para lidar com as variações de curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema de energia elétrica. Ela é influenciada pela flexibilidade do sistema de geração, bem como pela interrupção planejada e forçada das unidades geradoras e flutuações de curto prazo nos recursos energéticos primários. Além disso, a $R_{operativa}$ deve levar em consideração as regras operacionais estabelecidas pelas concessionárias, como níveis mínimos de reserva primária e secundária, bem como prioridades de alocação de unidades. A alocação das unidades geradoras disponíveis segue um processo iterativo que obedece a prioridades predefinidas, que podem variar de acordo com a disponibilidade das fontes de energia primária e os cenários de exploração anuais. A $R_{operativa}$ é calculada a partir da

equação 5, que leva em conta a reserva secundária (R_S), reserva terciária (R_T), desvios das previsões de carga (ΔL) e produção de energia renovável (ΔRW_S) e variação da capacidade de geração devido a interrupções forçadas durante o período de operação (ΔG) (MATOS et al., 2009; LEITE DA SILVA et al., 2010). Esse processo iterativo é interrompido quando a equação (6) é satisfeita.

$$P_{alocada} \geq L + R_p + R_s \quad (6)$$

onde $P_{alocada}$ é a capacidade de geração alocada, R_p é a reserva primária, R_s é a reserva secundária, R_T é a reserva terciária, ΔL e ΔRW_S são os desvios das previsões da carga e da produção de energia renovável do sistema a partir das respectivas previsões de curto prazo, e ΔG é a variação da capacidade de geração devido a interrupções forçadas durante o período de operação. As variáveis R_P e R_S são determinísticas e podem assumir valores diferentes de acordo com o cenário de operação. Já a variável R_T é a capacidade total disponível que não foi alocada e pode ser mobilizada até ao final do período de operação. É assumido que as unidades mobilizadas não falham durante a partida/arranque. A equação é utilizada para permitir a representação aproximada da operação e a alocação das unidades geradoras disponíveis de forma a calcular a $R_{operativa}$, seguindo um processo iterativo que obedece a prioridades predefinidas, e interrompido quando a equação é satisfeita (MATOS et al., 2009; da Silva et al., 2010).

$$R_{operativa} = P_{alocada} + R_T - (L + R_p) \quad (7)$$

O presente modelo simplificado para avaliação da reserva operativa a longo prazo presume que todas as unidades disponíveis podem ser conectadas ou desconectadas sem restrições. A limitação apenas ocorre quando alguma unidade geradora apresenta falhas. Nesse caso, após novas unidades serem selecionadas para recompor a geração sincronizada, ou seja, atender à carga e ao nível de reserva girante especificado, é descontado do montante de geração sincronizada, independentemente de sua tecnologia, uma quantidade correspondente à capacidade da unidade avariada no instante t , durante um período de uma hora.

4.2.2 Fase de Operação

A avaliação da adequação da capacidade de geração durante a fase de operação é primordial para a determinação do risco associado à alocação de unidades geradoras no próximo período de operação, garantindo que a probabilidade de perda de carga fique abaixo de um limite ou limiar aceitável (BILLINTON; ALLAN, 1996; MATOS; BESSA, 2010). Esse limite pode ser estabelecido a partir de requisitos econômicos ou métodos de suporte à tomada de decisão (MATOS; BESSA, 2010).

Historicamente, o dimensionamento adequado da reserva operativa tem sido realizado por concessionárias elétricas utilizando critérios determinísticos, como por exemplo, definir que a reserva operativa deve ser igual ou superior à capacidade da maior unidade geradora do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1996). Na década de 60, um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado Pennsylvania - New Jersey - Maryland, propôs um dos primeiros trabalhos a utilizar técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante (ANSTINE et al., 1963). Esse método, denominado PJM, determina o montante de geração sincronizada com base em um limite de risco pré-estabelecido, que deve ser mantido constante durante a operação do sistema. O risco calculado está relacionado com a probabilidade de que o montante de geração sincronizada não seja suficiente para suprir a demanda em um período em que não seja possível iniciar uma nova unidade geradora ou executar reparos na unidade que tenha se tornado indisponível.

O estabelecimento da quantidade adequada de reserva operativa em sistemas de energia elétrica tem sido historicamente realizado por concessionárias de forma determinística. Uma abordagem pioneira utilizando técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante foi proposta por um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado Pennsylvania-New Jersey-Maryland na década de 60. O método PJM, proposto por esses engenheiros, programava o montante de geração sincronizada com base em um limite de risco pré-definido e constante durante a operação do sistema, com o risco calculado referindo-se à capacidade de geração sincronizada não ser suficiente para atender à demanda em períodos nos quais não é possível iniciar uma nova unidade ou realizar reparos em uma unidade indisponível.

Além da avaliação de risco na alocação de unidades geradoras, há também o problema operacional de alocação da reserva girante entre essas unidades de forma otimizada, visando manter o risco de resposta a mudanças bruscas durante um tempo de resposta pré-definido, como picos de carga, flutuações de energia eólica ou diminuição da

capacidade devido a interrupções forçadas, abaixo de um limite aceitável (BILLINTON; ALLAN, 1996). De fato, a efetividade do sistema para lidar com essas mudanças depende do tipo de unidades geradoras utilizadas como reserva girante. A avaliação do risco de resposta inclui a taxa de resposta das unidades mantidas como reserva, normalmente expressa em MW/minuto, e sua probabilidade de falha durante o tempo de resposta desejado. O risco de resposta pode ser determinado para diferentes tempos de resposta, dependendo dos requisitos estabelecidos para a implementação da reserva girante (BILLINTON; ALLAN, 1996).

4.2.3 Confiabilidade de Gerações Renováveis

A integração da geração renovável em sistemas elétricos apresenta desafios consideráveis para planejadores e operadores de sistemas elétricos. Isso se deve ao fato de que a geração renovável tem propriedades de difícil previsão e variabilidade de consumo. Além disso, a produção de geração renovável não é tão despachável como as fontes convencionais, aumentando a incerteza da alocação de unidades e tornando mais desafiadora a tarefa de definir os níveis de reserva (MATOS; BESSA, 2010; DOHERTY; O'MALLEY, 2005; MORALES et al., 2009).

Em uma rede elétrica com integração de energia renovável, os operadores e planejadores do sistema encontram um novo conjunto de desafios devido à alta volatilidade da energia (ALBADI; EL-SAADANY, 2010). A energia renovável flutua de acordo com a disponibilidade do recurso primário, e a previsão da geração de energia através de fontes renováveis é desafiadora (ZHANG et al., 2014; WANG et al., 2011; LOWERY; O'MALLEY, 2012; WAN et al., 2013). Embora tenham sido feitos avanços profundos na previsão da geração de energia, ainda existe uma séria incerteza quanto à sua previsão. (YAN et al., 2015) analisaram os efeitos de diferentes fontes de incerteza sobre a previsão de energia de fonte renovável, incluindo condições meteorológicas, curva de potência, dados de entrada e vários algoritmos de previsão. Os autores concluíram que a previsão probabilística de energia renovável em relação à determinística melhora a qualidade da solução do problema do despacho ótimo em termos de redução do custo de operação e capacidade de reserva, melhorando assim a integração da energia de fonte renovável na rede elétrica.

Os operadores de sistemas elétricos enfrentam desafios significativos no fornecimento de reservas ao sistema. Vários estudos confirmam que a integração da energia renovável aumenta a necessidade de reservas para manter a confiabilidade do sistema

elétrico (DOHERTY; O'MALLEY, 2005; DENNY; O'MALLEY, 2006; BANAKAR et al., 2008). No entanto, (DOHERTY; O'MALLEY, 2005) propõem que com reservas de resposta rápida, o impacto da energia de fonte renovável no curto prazo é insignificante devido à pequena variação de energia primária em um curto espaço de tempo.

Metodologias baseadas em risco, como o método PJM (ANSTINE et al., 1963), são adequadas para avaliar os riscos da alocação de unidades de curto prazo, considerando intervalos de até algumas horas. Essa avaliação é condicionada a um curto período de tempo e depende da qualidade das previsões da carga e do vento. No entanto, para as preocupações de médio e longo prazo, os operadores do sistema não conhecem exatamente o conjunto de unidades geradoras e tecnologias disponíveis para cada período de tempo. Portanto, a avaliação de risco deve levar em conta o desempenho do sistema (MATOS et al., 2009; da Silva et al., 2010) para garantir que as opções de investimento resultem em configurações de geração mais robustas e flexíveis, que são, conseqüentemente, mais seguras.

Assim, a avaliação de risco é essencial para a integração de energias renováveis na rede elétrica, e o uso de reservas de resposta rápida pode ser uma solução para lidar com o impacto da variabilidade da geração de energia renovável no curto prazo. Além disso, a avaliação de risco de médio e longo prazo deve considerar o desempenho do sistema para garantir a segurança e confiabilidade da rede elétrica.

No que diz respeito à contribuição dos geradores térmicos e hídricos convencionais para os serviços ancilares do sistema elétrico, tais como a regulação de frequência e tensão, estes possuem características de projeto que os habilitam a fornecer esses serviços (STRBAC et al., 2007). No entanto, os geradores eólicos e fotovoltaicos, que utilizam tecnologias diferentes, não são capazes de fornecer os mesmos serviços ancilares ao sistema elétrico. Além disso, a geração renovável apresenta requisitos adicionais devido à sua natureza volátil e imprevisível, o que pode exigir geradores convencionais mais flexíveis para lidar com os serviços ancilares do sistema (STRBAC et al., 2007).

O aumento da participação da energia renovável no pool de geração total implica na revisão das metodologias e normas de planejamento e operação do sistema elétrico (ORTEGA-VAZQUEZ; KIRSCHEN, 2008). Nesse sentido, este capítulo propõe uma avaliação dos benefícios da dispersão geográfica da energia renovável nas necessidades de reserva, utilizando modelos de avaliação da reserva operativa. Para isso, duas abordagens são aplicadas: uma abordagem analítica, que avalia o risco da alocação de unidades no curto prazo, e uma abordagem de simulação de Monte Carlo sequencial, que avalia o

desempenho da capacidade de reserva operativa no longo prazo. Esta última abordagem é utilizada para verificar o efeito da dispersão geográfica da energia eólica, testando diferentes padrões de comportamento do vento e níveis de penetração de energia. A configuração modificada do sistema teste IEEE-RTS 96 e a configuração de planejamento do SGP são utilizadas nos estudos de Ortega-Vazquez e Kirschen (2008).

Os resultados das avaliações permitem extrair informações úteis sobre a flexibilidade da capacidade de geração e podem ser utilizados para orientar as decisões de planejamento e operação do sistema elétrico. Em resumo, a avaliação da reserva de curto prazo está preocupada em medir o nível de risco da alocação de unidades, enquanto as decisões de gerenciamento da geração de longo prazo estão essencialmente relacionadas ao reforço da capacidade de geração em massa. A dispersão geográfica da energia renovável pode oferecer benefícios na redução das necessidades de reserva e contribuir para a integração da geração renovável no sistema elétrico (ORTEGA-VAZQUEZ; KIRSCHEN, 2008).

4.2.4 Conceitos de Avaliação da Reserva de Geração

Nos estudos de confiabilidade em sistemas de potência, as áreas funcionais do sistema podem ser divididas em três: geração, transmissão e distribuição. Cada uma dessas áreas pode ser analisada separadamente e, posteriormente, os resultados combinados para obter uma estimativa do grau de confiabilidade do sistema como um todo.

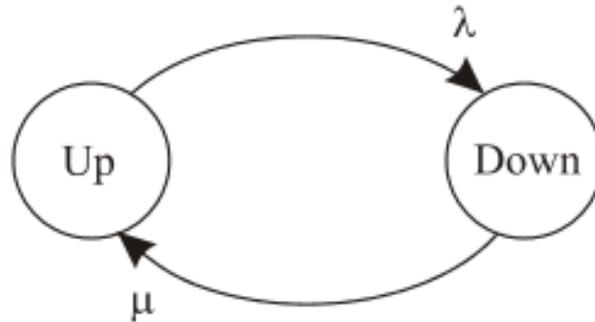
Na análise de confiabilidade dos sistemas de geração, assume-se que toda a carga e geração estão concentradas em uma única barra. As restrições de transporte de energia impostas pela rede de transmissão e distribuição são ignoradas. Portanto, considera-se que os sistemas de transmissão e distribuição são altamente confiáveis e capazes de transportar a energia produzida pelas usinas até os pontos de consumo. Nesse contexto, o desempenho do sistema é medido comparando-se simplesmente a geração disponível com a carga momentânea.

O problema consiste essencialmente em determinar a capacidade do sistema em atender à demanda, levando em consideração as variações na carga e a ocorrência de eventos aleatórios, como falhas de equipamentos e indisponibilidade de recursos energéticos, que afetam a capacidade de geração disponível.

O modelo de Markov a dois estados, ilustrado na figura 34, é frequentemente

utilizado para representar as unidades geradoras. Nesse modelo, as unidades geradoras são categorizadas em dois estados operacionais: disponível (*UP*) e indisponível (*DOWN*).

Figura 34 – Modelo de Markov com Dois Estados



Fonte: (BILLINTON; ALLAN, 1992)

Os estados operacionais das unidades geradoras se comunicam através das taxas de falha (λ) e reparo (μ). A taxa de falha representa a proporção de vezes que o gerador falha em relação ao tempo total em que ele permanece em operação. De forma semelhante, a taxa de reparo é a proporção de vezes que o gerador é reparado em relação ao tempo total em que ele permanece em reparo. Essas taxas são expressas em número de ocorrências por unidade de tempo, geralmente em termos de ocorrências por ano para equipamentos utilizados em sistemas de potência.

Com base nos parâmetros de taxa de falha (λ) e reparo (μ), é possível determinar as probabilidades de transição entre os estados operacionais, a taxa de entrada ou saída de um estado e o tempo de permanência nesses estados. No caso do modelo a dois estados, as probabilidades são calculadas usando as equações (8) e (9) e são comumente referidas como disponibilidade (A) e indisponibilidade (U), ou taxa de saída forçada (FOR - forced outage rate).

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (8)$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (9)$$

Na análise de confiabilidade das unidades geradoras, é importante considerar que seu funcionamento depende de componentes auxiliares. A falha de um desses componentes não necessariamente resulta na perda total de capacidade da unidade, podendo permitir que ela continue operando em um estado de capacidade intermediária. Portanto, é mais

preciso representar as unidades geradoras por meio de modelos de Markov com múltiplos estados. Nesses modelos, as taxas de transição entre os estados descrevem as transições entre os diferentes estados de funcionamento.

A taxa de transição (λ_{ij}) entre dois estados i e j é definida como a razão entre o número de vezes que a transição ocorre do estado i para o estado j e o tempo total em que a unidade permanece no estado i . Os conceitos introduzidos para o modelo de dois estados podem ser facilmente estendidos para modelos com múltiplos estados (BILLINTON; ALLAN, 1992).

Nos estudos de confiabilidade da geração, é comum utilizar um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações na carga ao longo do tempo analisado. Em tal modelo, cada estado está associado a um nível de carga, e as taxas de transição representam a frequência com que a carga passa de um nível para outro. Isso permite uma análise mais precisa da confiabilidade do sistema de geração.

Na análise da confiabilidade de sistemas de geração, geralmente são seguidos três passos básicos

1. Construção do modelo de capacidade: Nesse passo, é criado um modelo que representa as características das unidades geradoras, considerando seus estados operacionais (disponível, indisponível, em manutenção), taxas de falha e reparo, e as interações entre as unidades.
2. Obtenção de um modelo de carga apropriado: Aqui, é desenvolvido um modelo que representa as variações na demanda de energia ao longo do tempo. Esse modelo pode levar em conta fatores como sazonalidade, padrões de consumo e previsões de carga.
3. Obtenção do modelo de risco do sistema: Nesse passo, os modelos de capacidade e carga são combinados para obter um modelo que representa o risco do sistema como um todo. Isso envolve a análise das interações entre as unidades geradoras e a carga, levando em consideração as probabilidades de ocorrência de eventos aleatórios e as restrições operacionais.

Existem duas categorias principais de técnicas para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: analíticas e de simulação. As metodologias analíticas utilizam a representação do sistema por meio de espaço de estados, em que são formuladas equações matemáticas para analisar a confiabilidade. Já as técnicas de simulação podem empregar

tanto a representação por espaço de estados quanto a representação cronológica, em que o sistema é simulado em intervalos de tempo discretos para avaliar sua confiabilidade. A escolha entre as abordagens depende da complexidade do sistema, dos objetivos da análise e dos recursos disponíveis.

4.2.5 Índices de Confiabilidade para Geração

Na análise de confiabilidade de sistemas de geração, são calculados diversos índices para avaliar a ocorrência e as consequências das falhas do sistema. Esses índices fornecem informações sobre a probabilidade de indisponibilidade de energia, a magnitude das interrupções, a frequência e a duração média das falhas, além dos custos associados. A seguir estão alguns dos principais índices de confiabilidade tradicionalmente utilizados:

- LOLP – *loss of load probability* (probabilidade de perda de carga);
- LOLE – *loss of load expectation* (perda de carga esperada);
- EPNS – *expected power not supplied* (potência esperada não suprida);
- EENS – *expected energy not supplied* (energia esperada não suprida);
- LOLF – *loss of load frequency* (frequência de perda de carga);
- LODD – *loss of load duration* (duração da perda de carga);
- LOLC – *loss of load cost* (custo esperado da perda de carga).

Esses índices de confiabilidade são utilizados para quantificar e comparar a confiabilidade de diferentes sistemas de geração, auxiliando no planejamento, operação e tomada de decisões para melhorar a eficiência e a disponibilidade da energia elétrica.

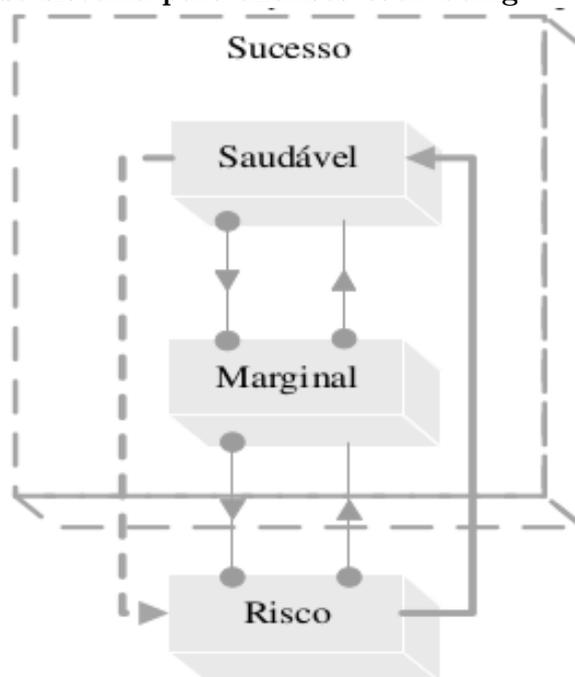
Com a abordagem da confiabilidade preventiva, foram introduzidos novos índices que visam medir o grau de conforto ou bem-estar do sistema elétrico (BILLINTON; KHAN, 1992; BILLINTON; LIAN, 1994; BILLINTON; FOTUHI-FIRUZABAD, 1994). Esses índices levam em consideração a distinção entre os estados de sucesso saudáveis e marginais, proporcionando uma análise mais abrangente da confiabilidade. A seguir estão alguns dos principais índices de confiabilidade preventiva:

Os índices de confiabilidade preventiva referem-se à probabilidade, a frequência e duração dos estados saudáveis e marginais, e são apresentados a seguir.

- ProbS – Probabilidade de residência em estados saudáveis;
- ProbM – Probabilidade de residência em estados marginais;
- FreqS – Frequência de ingresso na região saudável;
- FreqM – Frequência de ingresso na região marginal;
- DurS – Duração média na região saudável;
- DurM – Duração média na região marginal.

Esses índices de confiabilidade preventiva são úteis para avaliar o desempenho do sistema elétrico em termos de conforto e bem-estar dos usuários, fornecendo informações adicionais além dos índices tradicionais de falha. Eles permitem uma análise mais abrangente da confiabilidade, levando em consideração a capacidade do sistema de atender às demandas, tanto em situações normais quanto em condições de operação marginal. Tais índices citados anteriormente, também são chamados comumente de well-being, e podem ser compreendidos conforme a figura 35.

Figura 35 – Modelo do sistema para análises Well-being



Fonte: (BILLINTON; KARKI, 1999)

Os índices de confiabilidade desempenham um papel fundamental na avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, por meio da análise da expectativa

de perda de suprimento, bem como da frequência e duração dessas ocorrências. No entanto, a aplicação de uma abordagem determinística para essa análise só é possível após a implementação do sistema de geração, o que implica em uma avaliação retrospectiva da confiabilidade e coloca em risco a integridade do sistema como um todo.

Do ponto de vista econômico, é imperativo ter um conhecimento abrangente de todas as variáveis relacionadas à operação e manutenção do empreendimento antes de tomar decisões de investimento. Além disso, é necessário adotar uma abordagem que avalie as condições de inserção de novas fontes de energia no momento da autorização, em vez de esperar até que elas já estejam integradas ao sistema.

Dessa forma, torna-se evidente a importância de uma análise prospectiva e abrangente, considerando os diversos fatores envolvidos na confiabilidade do sistema de geração de energia elétrica, a fim de garantir a sustentabilidade e eficiência do empreendimento.

4.3 PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE CONDICIONAL DE INSERÇÃO DE NOVAS ENERGIAS (MACINE)

Atualmente, existem algumas métricas para se autorizar a inserção de energias novas no sistema elétrica, tais como:

- Estudo de potencial energético através de séries históricas de instrumentação (geração solar, eólica e hídrica);
- Estudo de potencial energético através de levantamento topo e geográfico (geração hídrica);
- Estudo de necessidade de geração nova, em função da expectativa do aumento de carga.

No entanto, todos esses critérios são estipulados pela EPE e aplicados através da Aneel, ANA e CCEE. Esses critérios fornecem uma análise estática da expectativa energética em regime permanente, sem considerar variações rápidas ou eventos de curta duração que podem surgir de diferentes cenários. Esse tipo de análise é realizado retroativamente usando ferramentas de confiabilidade discutidas anteriormente.

Portanto, não é razoável afirmar que todos os riscos relacionados ao investimento em um empreendimento gerador de energia são totalmente compreendidos no momento

de sua implementação. Em abril de 2019, a Portaria MME nº 187 foi publicada, instituindo um Grupo de Trabalho com o objetivo de aprimorar as propostas que visam a Modernização do Setor Elétrico. Essas propostas são fundamentadas nos pilares da governança, transparência e estabilidade jurídico-regulatória e abrangem tópicos integrados, como ambiente de mercado, mecanismos de expansão do SEB, formação de preços, alocação de custos e riscos, e sustentabilidade dos serviços de distribuição, entre outros.

Para realizar esse trabalho, foram estabelecidos 14 grupos temáticos compostos por representantes do MME, da Aneel, da CCEE, do ONS e da EPE. Esses grupos têm como objetivo analisar e discutir assuntos específicos relacionados ao setor elétrico. O grupos criados foram:

- Abertura de Mercado
- Alocação de Custos e Riscos
- Critério de Garantia de Suprimento
- Desburocratização e Melhoria de Processos
- Formação de Preços
- Governança
- Inserção de Novas Tecnologias
- Lastro e Energia
- MRE
- Processo de Contratação
- Racionalização de Encargos e Subsídios
- Sistemática de Leilões
- Sustentabilidade da Distribuição
- Sustentabilidade da Transmissão

Dois Grupos de Trabalho (GT) que merecem maior atenção são o GT de Lastro e Energia e o GT de Critério de Garantia de Suprimento.

O GT de Lastro e Energia foi estabelecido com o objetivo de abordar a implementação de um modelo de contratação de confiabilidade ou adequabilidade sistêmica separado da gestão de risco comercial. Para compreender esse tema, é necessário retornar ao modelo implementado no sistema elétrico brasileiro em 2004, ainda em vigor, que visa garantir a adequação do sistema. Esse modelo se baseia em duas regras principais:

1. 100% da demanda de energia deve ser coberta por contratos; e
2. todo contrato deve ser lastreado em Garantia Física, que é uma medida da contribuição do empreendimento para a adequação do sistema.

Essas regras resultam na negociação conjunta de dois elementos distintos: a adequação sistêmica e a gestão do risco comercial da venda de energia como uma commodity. Desde sua implementação, esse modelo tem sido bem-sucedido em viabilizar a expansão do parque gerador. No entanto, após quase duas décadas de mudanças significativas no contexto do setor elétrico, ele começa a apresentar sinais de esgotamento (EPE, 2019).

Algumas das motivações para a reforma do modelo de contratação, que envolve a separação da contratação de lastro e energia, são as seguintes:

- Mudanças na composição da matriz de geração, com uma menor participação de fontes hidrelétricas e um aumento das fontes termelétricas e renováveis intermitentes. Essa mudança introduz novas restrições no sistema elétrico, como a capacidade ou potência, além da simples disponibilidade de energia.
- O mecanismo de contratação atual não sinaliza adequadamente essa nova restrição, levando a um atendimento ad hoc por meio dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Isso resulta em uma alocação desequilibrada dos custos de garantia da adequabilidade, com impacto nos custos entre o ACR e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- A negociação conjunta de lastro e energia também gera dificuldades e distorções na revelação de preços, além de uma contaminação cruzada entre o preço da energia e o preço do lastro.

Com base nesse diagnóstico, a proposta do grupo é desenvolver um novo modelo de contratação que separe a contratação de energia, denominada produção de eletricidade,

da contratação de lastro. Em relação ao lastro, seria mantido um mecanismo para contratar a adequabilidade relacionada à restrição de energia, chamado de lastro de produção. Além disso, seria criado um novo produto, chamado lastro de capacidade, para abordar a restrição de capacidade ou potência. A proposta também inclui a realização de leilões multiprodutos para a contratação desses produtos.

4.3.1 Modelos matemáticos para o SEB

O objetivo do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é definir a estratégia de operação que minimize o valor esperado do custo operativo de todo o horizonte de planejamento, dado o estado inicial do sistema; e esse planejamento fica mais complexo quando se tem a inserção de geração não controláveis, como é o caso da eólica e da solar. Na figura 36, podemos ver um diagrama do dilema do planejador de um sistema elétrico.

Figura 36 – Dilema do planejador numa matriz com geração distribuída

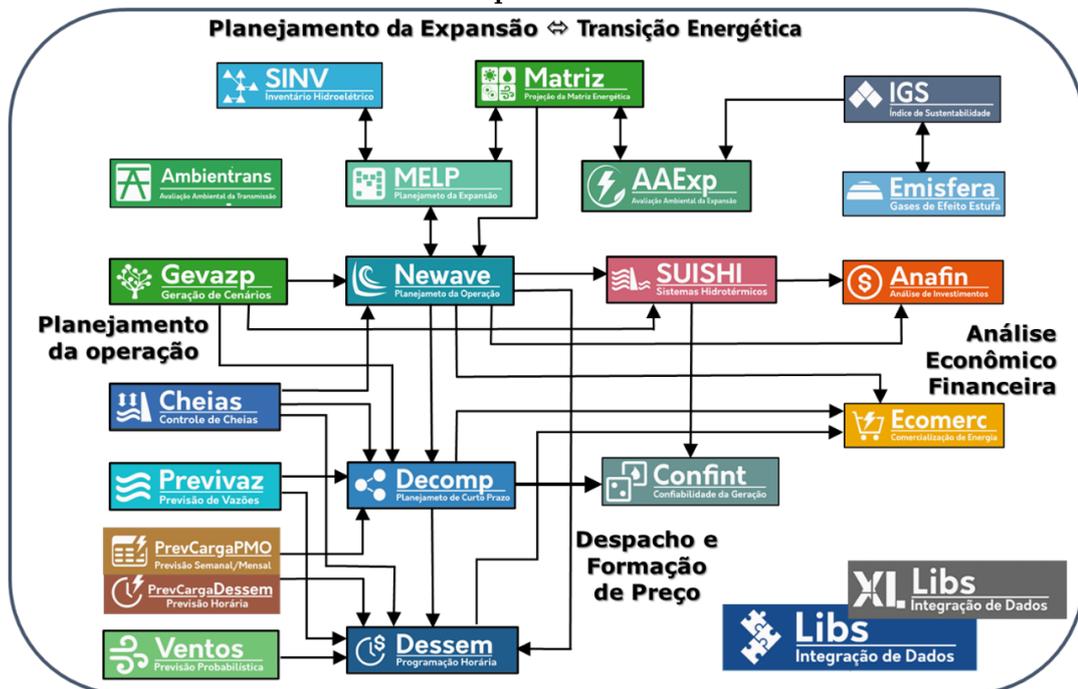


Fonte: (EPE, 2022b)

O Brasil apresenta um sistema de energia majoritariamente hídrico, com grande participação térmica, na maior parcela de sua existência. Ainda, no começo dos anos 2000, o país passa a implantar considerável quantidade de geração eólica. Desta forma, o SEB passa a ter um aspecto característico próprio, não se assemelhando a nenhum outro

sistema conhecido. Considerando a grande complexidade do problema do planejamento energético, tanto no contexto da operação quanto no planejamento da expansão da geração elétrica, seria inevitável o uso de modelos computacionais para representação matemática deste sistema. Para contornar essa situação, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) desenvolve um sistema de Apoio ao Planejamento/Programação da Operação Energética, no qual o problema foi dividido em várias etapas, com diferentes horizontes de estudos. Esse sistema forma uma família de modelos de simulação, e está apresentado na figura 37.

Figura 37 – Cadeia de Modelos do Cepel



Fonte: (CEPEL, 2023)

Algoritmos de programação dinâmica dual estocástica são aplicados para se definir o uso ótimo dos recursos hidrelétricos e termelétricos no horizonte de planejamento de longo e médio prazo. Já no curto prazo é aplicado um algoritmo que integra programação dinâmica dual e relaxação Lagrangeana.

Essa cadeia de modelos de otimização, que tratam diferentes horizontes de planejamento e níveis de detalhamento da representação do sistema, compõe o sistema computacional utilizado pelo ONS para o planejamento/programação da operação eletroenergética do sistema brasileiro. A partir dos registros feitos pela operação do ONS, a EPE é capaz de estimar, através dos programas e modelos feitos pelo Cepel, a estratégia de expansão e segurança energética do SEB. As ferramentas destinadas para estas

modelagens, são o Confint - Confiabilidade da Geração e o MELP - Planejamento da Expansão. Estes tem seu ponto de partida definido, como os resultados obtidos a partir do modelo Newave, desenvolvido especificamente para reproduzir as características do sistema hidrotérmico brasileiro. A base dos modelos propostos pelo Cepel, são os dados estocásticos, obtidos a partir das séries históricas registradas pelo ONS; desta forma, há uma premissa na interação entre operação e expansão, no qual um será o fundamento do outro. Na figura 38, está apresentado tal afirmação.

Figura 38 – Interface entre Expansão e Operação



Fonte: (EPE, 2022a)

No entanto, a partir da inserção das gerações renováveis e Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), os atuais modelos não atendem a realidade observada. Sendo assim, uma expansão baseada apenas no atendimento da projeção de demanda de energia média não mais seria capaz de prover a segurança almejada do sistema. Então, tornou-se necessária a implementação de métricas que permitam quantificar quais são os serviços que o sistema irá precisar no futuro. Duas publicações são marcos relevantes nos avanços desta quantificação. A Resolução CNPE n° 29, de 2019, que estabeleceu as métricas para os novos critérios de suprimento, e a Portaria MME n° 59, de 2020, que estabeleceu os parâmetros associados a estas novas métricas. Esses instrumentos servem para a melhor avaliação da adequabilidade dos produtos energia e potência no sistema, o que contribui para uma construção do planejamento da expansão e operação mais ajustados à nova realidade do sistema.

4.3.2 Requisitos de Energia e Potência

O grupo temático sobre Critério de Garantia de Suprimento tem como objetivo discutir iniciativas como a implantação do preço horário e a revisão do critério de garantia de suprimento, visando uma visão mais precisa e aderente à realidade operacional do sistema elétrico. Essas iniciativas são consideradas passos fundamentais para avançar nas discussões sobre a Modernização do Setor Elétrico.

A necessidade de revisão do critério de garantia de suprimento busca tornar os instrumentos de avaliação das condições de atendimento ao sistema elétrico mais transparentes e precisos. Isso implica em aumentar a coerência entre o planejamento da operação, o planejamento da expansão e o cálculo da garantia física. Dessa forma, o planejador poderá entregar ao operador um sistema mais seguro, levando em consideração determinados níveis de risco aceitáveis e ao menor custo. É importante destacar que os benefícios da implementação do critério proposto serão observados pelo ONS somente quando o sistema planejado com base nesses critérios for efetivamente implementado.

Em termos mais simples, o critério de garantia de suprimento representa as condições de risco que um indivíduo ou grupo está disposto a assumir, indicando a adequabilidade desejada para o sistema com base na qualidade do fornecimento e nos custos envolvidos. No caso do SEB, que é compartilhado por todos os consumidores e agentes de geração e transmissão, o critério deve refletir uma percepção coletiva de risco em relação às falhas de suprimento. Nesse contexto, as métricas de risco, que são formadas por uma combinação de medidas e variáveis, desempenham o papel de expressar essa percepção de risco e compor o critério de suprimento. Não existe uma métrica única, pois cada métrica fornece uma perspectiva diferente sobre a adequabilidade das condições de suprimento. A escolha das métricas de risco deve ser feita com base em uma série de avaliações conceituais, levando em consideração atributos como coerência, facilidade de interpretação e robustez.

Diante do exposto, para composição do critério foi proposta a conjunção das métricas CVaR (CMO), CVaR (ENS), CVaR (PNS) e LOLP. A tabela 3 resume a proposta de revisão do critério de garantia de suprimento, que passaram a ser aplicado nos estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantia física a partir de janeiro de 2020.

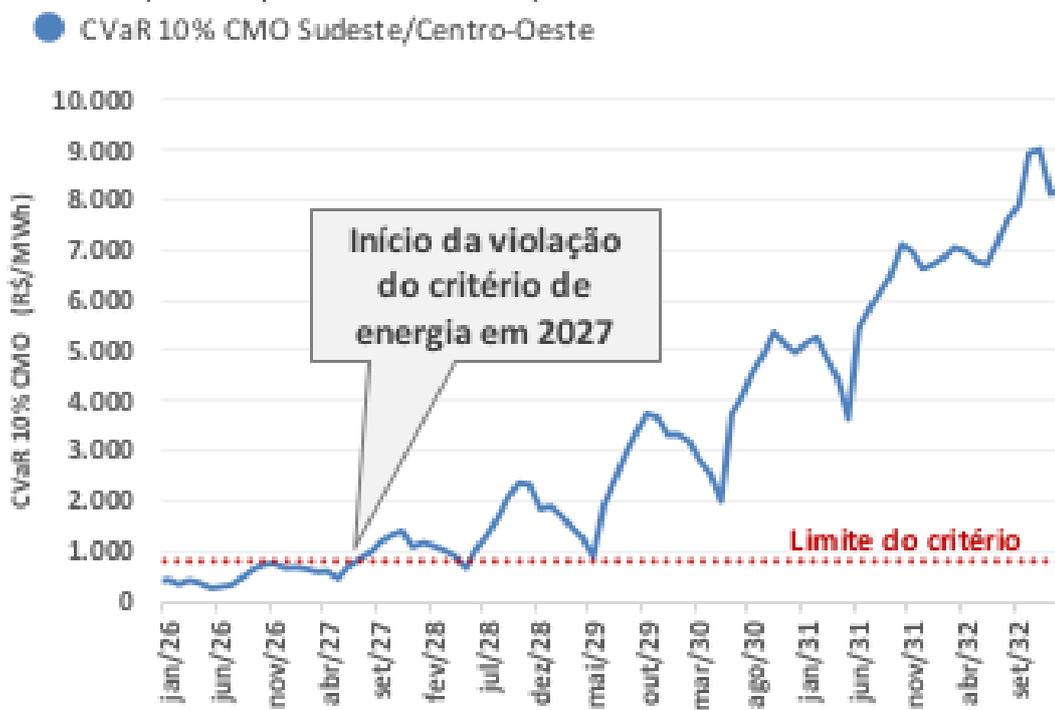
Tabela 3 – Novos critério de planejamento da expansão energética

Dimensões	Economia e de Segurança
Energia	$CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800[R\$/MWh]^{(a)}$ $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5[\%Demanda]^{(b)}$
Potência	$LOLP \leq 5\%^{(b)(c)}$ $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5[\%Demanda]^{(a)}$

Fonte: (EPE, 2022a)

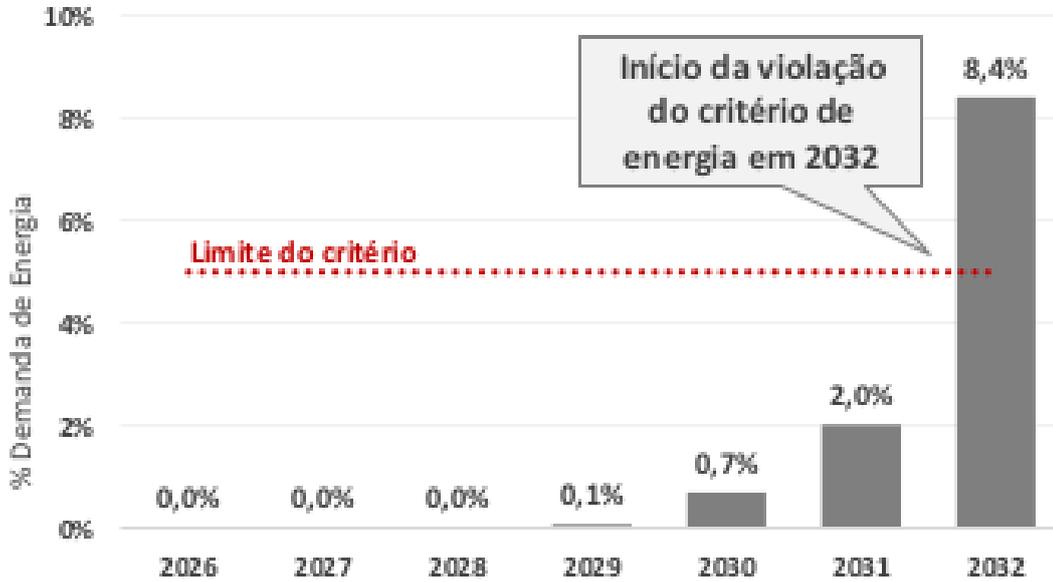
Nota-se, que pela primeira vez, é constatado a necessidade de se pensar em confiabilidade no planejamento energético, uma vez que para um país que possui considerável diversidade energética como o Brasil, é válido de se analisar qual geração será inserida na matriz. Desta forma, através do Caso Base 2032, proposto pela EPE, é aplicado os requisitos definidos acima, a fim de se observar até qual horizonte se possui a confiabilidade energética almejada. Nas figuras 39, 40 e 41, está apresentado os resultados obtidos pela EPE, para o CVaR (CMO) e do CVaR (ENS), seguindo os critérios apresentados anteriormente.

Figura 39 – Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 10% CMO



Fonte: (EPE, 2022a)

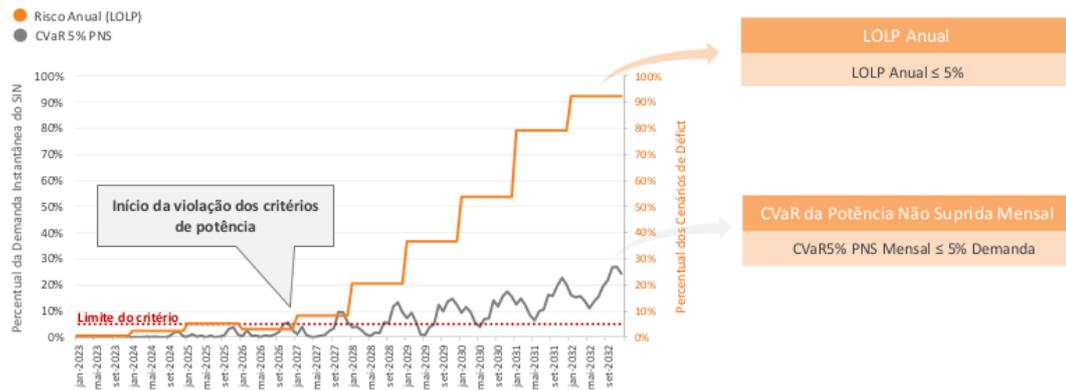
Figura 40 – Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 1% ENS



Fonte: (EPE, 2022a)

Ainda, o relatório apresenta as análises obtidas para a LOLP e CVaR (PNS), considerando os critérios citados. Este pode ser observado na imagem a seguir.

Figura 41 – Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 5% PNS e LOLP



Fonte: (EPE, 2022a)

A partir desses resultados, fica entendido que há o risco de não se atender os critérios estabelecidos, a partir do anos de 2027, devido à alta penetração das gerações renováveis na matriz brasileira. Porém, vale lembrar que os modelos atualmente homologados do Cepel, não reproduzem as gerações fotovoltaicas e MMGD, conforme pode ser observado na figura 42.

Figura 42 – Descrição do modelo CONFINT

Análise de Confiabilidade



OBJETIVOS:

- Modelagem de falhas de unidades geradoras, perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, falhas nos intercâmbios, e curva de carga do sistema.
- Cálculo de índices de confiabilidade (LOLP, LOLE, EPNS, EENS, LOLF e LOD) e de **sensibilidades** para a identificação da localização de novos geradores e cargas, e de reforços nas interligações.

➤ Análise de confiabilidade pelo ONS

ONS		Procedimentos de Rede	
Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
RELAÇÃO DOS SISTEMAS E MODELOS COMPUTACIONAIS	15.2	1.0	05/08/2009

4.1.5 CONFINT
4.1.5.1 Documentação de referência: Modelo para análise de confiabilidade preditiva de geração e interligações.
4.1.5.2 Propriedade: CEPEL.
4.1.5.3 O modelo CONFINT é utilizado para a análise probabilística do atendimento à carga de demanda dos sistemas interligados. Representa o Sistema Interligado Nacional – SIN em áreas, levando em conta as interações de interligação e de sistemas formados das unidades geradoras térmicas e hidráulicas. Os principais resultados do programa são índices de confiabilidade calculados para cada área, tais como: Severidade, Probabilidade de Perda de Carga (PPC), Expectância de Potência não Suprida (EPNS), Expectância de Energia não Suprida (EENS), Número de Horas de Déficit de Potência (NHD), Duração de Perda de Carga (DPC) e Frequência de Perda de Carga (FPC).

➤ Módulo **MODCAR**, validado pela CPAMP em 2018, para definição dos patamares de carga para os modelos NEWAVE e DECOMP

CONSULTA PÚBLICA Nº 51 DE 05/07/2018

CPAMP: Relatório do Estudo da Representação dos Patamares de Carga na Cadeia de Modelos Computacionais do Setor Elétrico

Estudo sobre os Patamares de Carga
Publicação no SIN em 05/07/2018
Prazo: 05/07/2018 à 24/07/2018

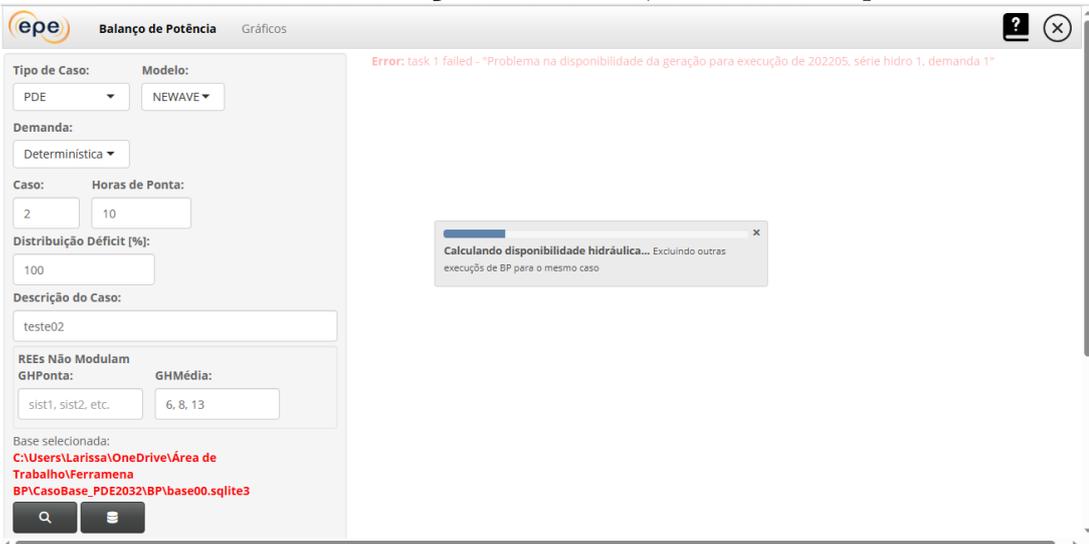
APRIMORAMENTOS EM CURSO

- Consideração da incerteza de fontes intermitentes, simulando de forma precisa suas saídas forçadas e correlações espaciais
- Implementação do novo critério de garantia de suprimento (potência), **com rede de transmissão**: além da LOLP, incorpora EPNS, CVaR 5%(PNS), calculado em base mensal

Fonte: (CEPEL, 2023)

Sendo assim, pode se dizer que tal modelo pode não estar representando a realidade, uma vez que este não considera considerações significativas da matriz energética. A partir disto, outra opção para análise da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro é a Ferramenta de Balanço Energético de Potência, desenvolvida em linguagem R, pela EPE. Esta tem como objetivo avaliar os montantes de potência necessários nos momentos em que o sistema apresenta demanda máxima instantânea, e assim verificar as condições de seu atendimento. Na figura 43, está apresentada a tela do programa citado.

Figura 43 – Ferramenta de Balanço de Potência, desenvolvido pela EPE

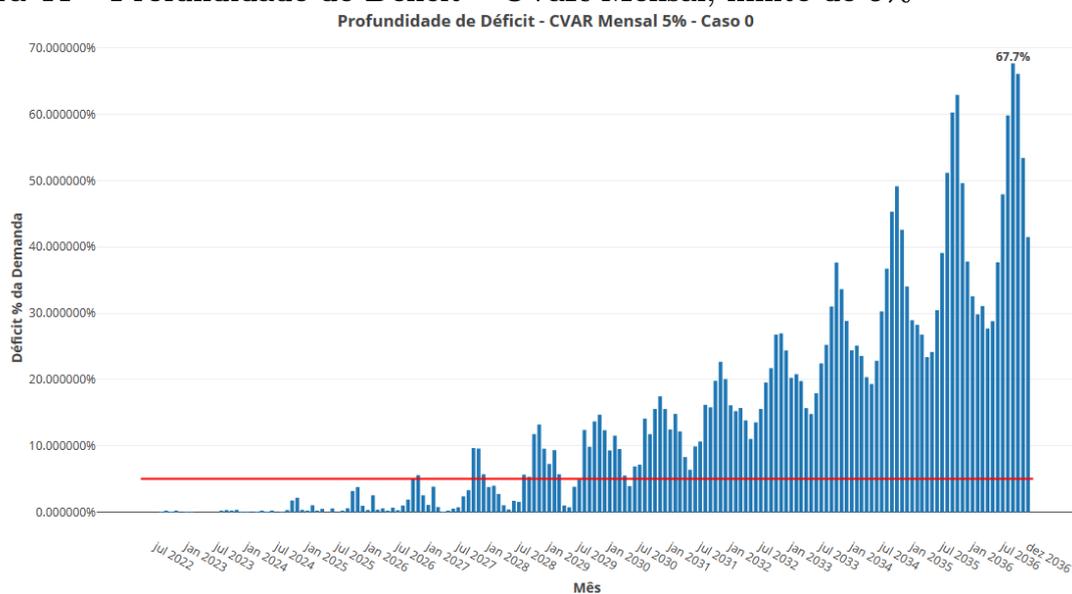


Fonte: autoria própria (2023)

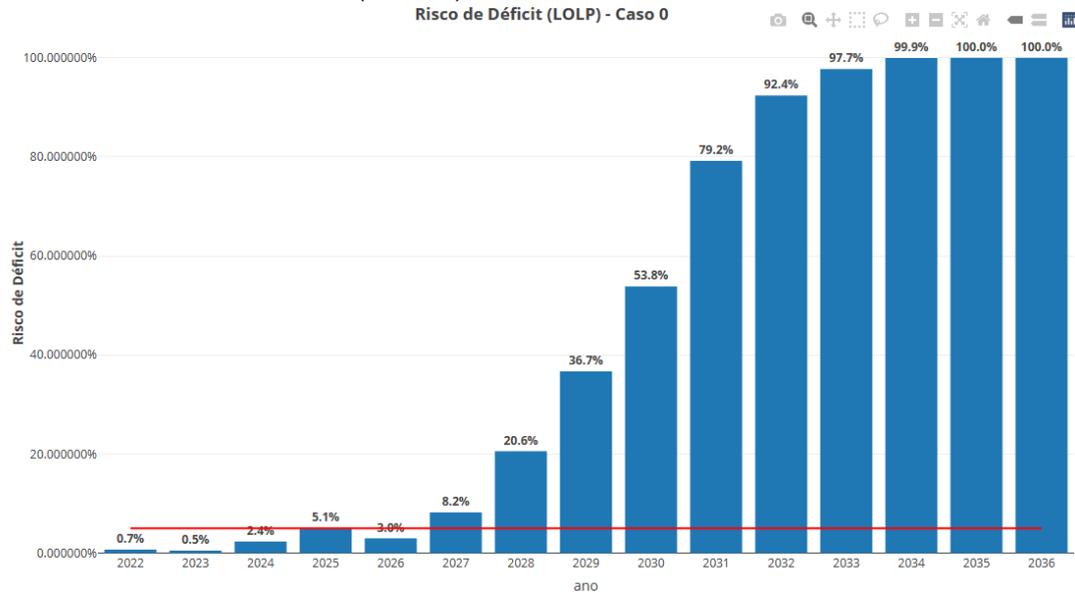
Ao simular a projeção no horizonte futuro, a partir da modelagem feita pela EPE no Newave, baseada nos dados das séries históricas dos Programas Mensais de Operação (PMO) do ONS, obtêm-se resultados que não atendem aos critérios dos requisitos definidos atualmente. Tal resultado demonstra que, em um cenário de médio prazo, o sistema elétrico brasileiro pode estar em risco, não sendo capaz de atender de forma satisfatória a sua carga.

Esses resultados podem ser observados nas figuras 44 e 45.

Figura 44 – Profundidade de Deficit – CVaR Mensal, limite de 5%



Fonte: autoria própria (2023)

Figura 45 – Risco de Deficit (LOLP), limite de 5%

Fonte: autoria própria (2023)

Observa-se que em ambos os critérios, a partir do ano de 2027, o sistema elétrico brasileiro entra em um estado de não atendimento dos requisitos, colocando assim em risco a segurança energética do país. Ainda, vale lembrar, que conforme já comentado, os modelos em questão não reproduzem adequadamente as gerações fotovoltaicas, assim como as MMGD; podendo desta forma estar mais próximo do que esperado o desatendimento da carga energética.

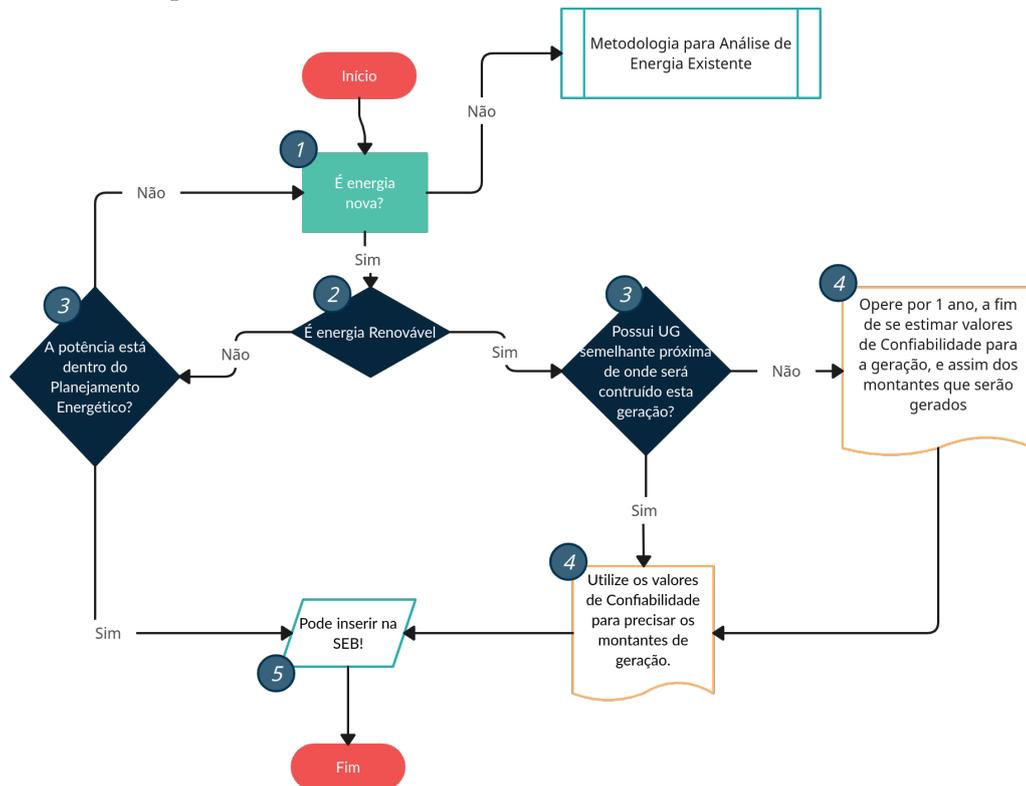
A consideração dos requisitos de energia e potência em base quadrimestral trazem importantes ganhos para a definição dos produtos a serem contratados na expansão. Com essa forma de quantificação é possível identificar os momentos em que o sistema mais precisa de oferta, considerando as características sazonais da carga e da variedade de geração. No entanto, como já mencionado, toda a literatura de Confiabilidade para SEP, é baseado em análises estocásticas, trazendo assim, uma observação de eventos já passados, algo que não atende completamente a fase de planejamento. Desta forma, a seguir será proposto uma metodologia de análise, que traga para o planejamento uma confiabilidade através de coeficientes individuais, se opondo a modelagem sistêmica aplicada atualmente.

4.3.3 Estrutura da Metodologia

A estrutura da metodologia proposta consiste em criar etapas de análises da energia que está sendo cogitada a se inserir no sistema elétrico, e caso esta possua baixo

conhecimento quanto à sua confiabilidade, são traçadas condições para que se acompanhe essa energia durante sua operação no SEB, garantindo assim, a responsabilidade da mesma sobre o insumo gerado por ela. Na figura 46, são apresentadas as etapas de funcionamento da Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias (MACINE).

Figura 46 – Etapas da MACINE

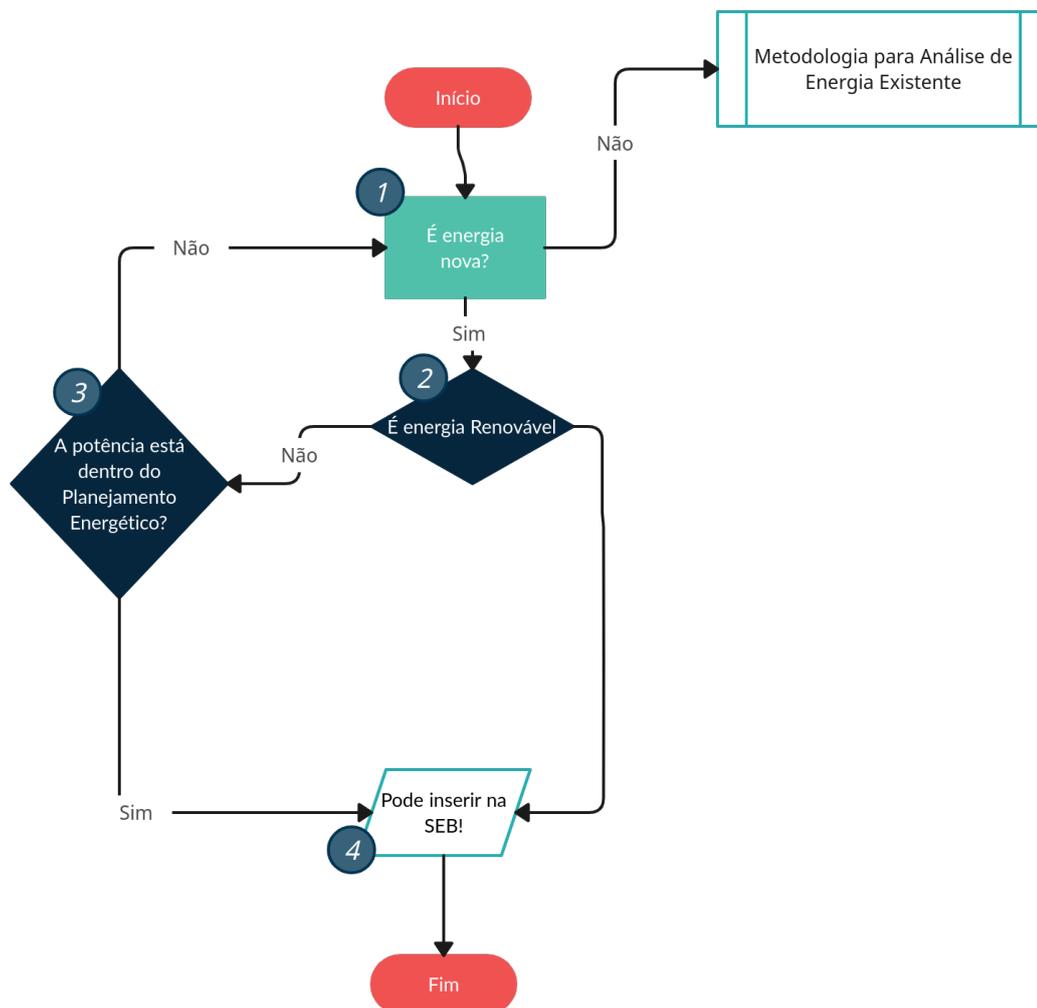


Fonte: autoria própria (2023)

Fica claro, que a proposta de metodologia, visa criar condições para que a geração seja inserida no sistema elétrico brasileiro, não deixando possibilidades para que os passivos gerados por esta, sejam cobertos por outros agentes geradores ou, até mesmo consumidores. Vale reforçar, que tal método, não visa burocratizar a entrada de novas gerações, mas sim reduzir o risco econômico destas, uma vez que todas as variáveis estarão mapeadas no momento da autorização da nova geradora.

Na figura 47, está apresentado um modelo, de como são atualmente as etapas para inserção de novas energias no sistema elétrico brasileiro.

Figura 47 – Etapas da atual forma de inserção de novas energias



Fonte: autoria própria (2023)

4.3.4 Considerações Finais sobre o Método

A metodologia em questão visa criar uma nova perspectiva para se tratar a questão quanto a inserção de energias novas do sistema elétrico brasileiro. Com a entrada das gerações renováveis, fica questionável qual será os novos índices de qualidade para o NH1, uma vez que só será possível estimar este, depois de um período de observação da geração já inserida. Em modelos complexos como SIN, no qual se tem entradas múltiplas de novas energias, acontecendo à todo tempo, não é prudente se operar com um modelo de análise retroativo, que caso resulte valores não aceitáveis, não terá tempo hábil para se contornar a situação constatada.

4.4 CONCLUSÕES SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado os conceitos sobre reserva energética, e em especial para energia elétrica, reserva estática e reserva operativa; os conceitos quanto à confiabilidade de sistemas elétricos de potência, assim como índices de qualidade para geração (NH1). E por fim, foi trazido a proposta de Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias.

5 DISCUSSÕES E ASPECTOS COMPLEMENTARES

Neste capítulo, serão apresentados os aspectos complementares da metodologia proposta nestes trabalho, assim como as motivações e objetivos reais que podem ser favorecidos com esta.

5.1 PONDERAÇÕES INICIAIS

Quando se aborda o tema da regulação, é comum direcionar a atenção principalmente ao processo de estabelecimento de tarifas. No entanto, a regulação vai além da relação entre preço e quantidade, pois existe uma dimensão igualmente importante: a qualidade do serviço.

Garantir a qualidade do fornecimento de energia é uma tarefa complexa, que envolve diversos aspectos a serem considerados. Em primeiro lugar, é necessário dar atenção às múltiplas dimensões da qualidade do serviço, que incluem confiabilidade, conformidade e prontidão. A prestação de um serviço adequado requer a combinação dessas três dimensões.

Em segundo lugar, a qualidade do fornecimento depende da atuação conjunta de um grande número de agentes, incluindo geradores, transmissores e distribuidores. Portanto, a regulação precisa ser cuidadosamente projetada para fornecer incentivos apropriados e punições adequadas, a fim de disciplinar o desempenho de todos os agentes envolvidos.

Em terceiro lugar, é necessário avaliar o nível de qualidade desejado pelos consumidores, considerando o benefício de uma melhoria na qualidade em relação aos custos incorridos para alcançá-la. É importante ressaltar que a qualidade tem um custo, que se reflete no preço ou tarifa cobrada ao consumidor. No entanto, nem sempre esse compromisso entre qualidade e custo é claramente comunicado e compreendido.

Neste capítulo, analisam-se as motivações por trás da metodologia proposta no capítulo anterior, bem como as expectativas esperadas a partir dela.

5.2 PROBLEMÁTICA ATUAL

Os estudos mais recentes feitos pela EPE, já apontam um cenário onde o SEB pode não ser capaz de atender considerável parcela de sua demanda, tornando assim um sistema pouco confiável. Algo que afeta indiretamente o equilíbrio econômico do país. A prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica representa um dos desafios mais significativos da sociedade contemporânea. Para garantir que os consumidores tenham acesso à energia no momento em que acionam um interruptor ou conectam um aparelho elétrico à tomada, é necessário que uma complexa infraestrutura, composta por centrais geradoras, linhas de transmissão, subestações, linhas e transformadores de distribuição, esteja operacional de maneira coordenada.

Uma característica fundamental desse setor é a impossibilidade econômica de armazenar energia elétrica em grande escala, o que requer uma sincronização precisa entre a produção e o consumo em tempo real. Assim, a operação dos sistemas elétricos deve se ajustar continuamente às flutuações na demanda de energia, a fim de evitar desequilíbrios que, em situações extremas, poderiam resultar no colapso completo do sistema, com consequências graves para os consumidores de energia elétrica.

A eletricidade permeia as atividades cotidianas, sendo essencial para uma ampla gama de usos, como iluminação, refrigeração para conservação de alimentos, acionamento de eletrodomésticos, bombeamento de água, elevadores, transporte público, telecomunicações (TV, telefonia, internet), computação, climatização, entre muitos outros. É difícil imaginar como seria a vida moderna sem a disponibilidade da energia elétrica.

Mesmo interrupções momentâneas, que ocorrem por alguns minutos, podem acarretar prejuízos significativos, sendo ainda mais graves quando ocorrem de forma inesperada, sem aviso prévio.

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é uma questão central no planejamento e na operação do setor elétrico. Existem dois principais desafios a serem enfrentados para garantir a qualidade do fornecimento:

- **Confiabilidade:** Assegurar a confiabilidade de um sistema elétrico em que a responsabilidade pelo fornecimento é compartilhada por diversos agentes é um desafio significativo. A atuação conjunta de geradores, transmissores e distribuidores é fundamental para garantir a operação confiável do sistema. Nesse sentido,

a regulação deve ser cuidadosamente projetada para incentivar comportamentos adequados e aplicar punições quando necessário, visando disciplinar a atuação de todos os agentes envolvidos.

- Nível de qualidade desejado pelos consumidores: É essencial compreender o nível de qualidade almejado pelos consumidores e conciliá-lo com as receitas tarifárias necessárias para fornecer o serviço. Esse é um desafio complexo, pois envolve encontrar um equilíbrio entre a qualidade do serviço e o custo para o consumidor. É importante considerar que buscar tarifas mais atrativas pode implicar em redução da qualidade do produto, ou seja, da energia elétrica fornecida.

Esses desafios estão intrinsecamente ligados a todas as áreas do setor elétrico, uma vez que o setor opera de forma integrada para entregar o produto final: energia elétrica. É válido ressaltar que esses dois desafios estão inter-relacionados, pois a busca por tarifas mais competitivas pode afetar a qualidade do produto oferecido.

Com a crescente participação de fontes renováveis na variabilidade energética, que oferecem custos reduzidos em patamares nunca antes vistos, é importante compreender como o mercado reagirá a essa nova realidade. As premissas de riscos econômicos e retornos financeiros definidos podem ser impactadas. Essas questões têm sido observadas nos últimos leilões de energia, nos quais a competitividade entre as fontes renováveis, como energia solar e eólica, tem sido elevada em relação às fontes mais convencionais, como hidrelétricas e térmicas.

A crescente penetração de fontes de geração renovável traz consigo o desafio do risco econômico para as gerações convencionais e despacháveis. Isso ocorre devido à métrica de mérito utilizada no despacho energético, que permite que empreendimentos de geração renovável sejam impedidos de despachar quando há disponibilidade de energia mais barata no sistema. É importante ressaltar que essa situação atualmente não se enquadra como geração reserva, que é remunerada como serviço de disponibilidade, mas sim como um produtor cujo fornecimento é interrompido devido à regulação de mercado.

Além disso, é fundamental destacar que os serviços prestados ao longo do sistema elétrico para garantir a qualidade do fornecimento não são custeados apenas pelos consumidores que utilizam energia renovável, mas sim por todos os usuários do sistema elétrico, por meio de diversas tarifas pagas pelos consumidores, tanto no mercado livre quanto no mercado cativo.

A Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias busca

estabelecer uma premissa fundamental: que o verdadeiro custo da energia seja considerado no momento de sua autorização, evitando a geração de passivos ao longo do sistema que seriam liquidados de forma desigual, principalmente entre aqueles que não consomem diretamente energia proveniente de fontes renováveis (também conhecida como energia incentivada devido aos investimentos governamentais).

Dessa forma, a metodologia proposta visa promover uma alocação mais equitativa dos custos e benefícios associados à inserção de novas fontes de energia, garantindo uma maior transparência na precificação da energia e evitando assim distorções no sistema elétrico.

5.2.1 Regulação na qualidade no setor elétrico brasileiro

Um dos principais desafios enfrentados pelo órgão regulador é garantir a qualidade do serviço prestado no setor elétrico. Uma vez que a qualidade do fornecimento é resultado da atuação conjunta de diversos agentes, é fundamental que o regulador exerça uma fiscalização adequada.

A Aneel tem demonstrado reconhecer essa necessidade e tem adotado medidas para assegurar a qualidade, estabelecendo responsabilidades para cada agente, fiscalizando suas atividades e implementando incentivos e penalidades financeiras para incentivar o cumprimento das metas de qualidade. No entanto, quando se trata da qualidade na geração de energia, ainda não existem critérios bem definidos, o que é mais evidente nas etapas mais próximas dos consumidores finais, como as concessionárias de distribuição, as permissionárias de eletrificação rural e até mesmo as transmissoras de energia elétrica. No caso da geração, as obrigações estão mais relacionadas à quantidade de energia a ser entregue do que à forma como ela é entregue.

Assim como as atividades de transmissão e distribuição estão sujeitas a falhas, a etapa da geração também pode enfrentar contingências que comprometam sua operação. A Aneel estabelece uma série de regulamentos para garantir a minimização de interrupções no fornecimento por parte dos geradores.

A REN 583/2013 estabelece os procedimentos e condições para a operação de usinas de geração. Antes de entrarem em operação, as usinas são submetidas a uma série de testes para verificar sua capacidade instalada e sua potência elétrica líquida, considerando as perdas no ponto de conexão. Usinas termelétricas são obrigadas a firmar contratos de suprimento de combustível a longo prazo, com cláusulas de penalidade

em caso de interrupção no fornecimento de combustível. Além disso, as usinas devem comunicar qualquer ocorrência grave ou indisponibilidade prolongada (superior a 90 dias).

A regulação também estabelece controles e punições para garantir a disponibilidade das usinas de geração. A Resolução 688/2003 determina que a Garantia Física concedida leve em consideração a taxa de indisponibilidade da usina, contemplando dois tipos de indisponibilidade: a programada (TEIP) e a forçada (TEIF) (ANEEL, 2003).

- A **Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP)** representa a porcentagem de tempo em que uma usina geradora fica indisponível devido a paradas planejadas. Por outro lado;
- A **Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF)** indica a porcentagem de tempo em que uma usina geradora fica indisponível (ou o valor pró-rata no caso de indisponibilidade parcial) devido a problemas imprevistos.

As taxas de TEIP e TEIF das usinas existentes são monitoradas de forma contínua. Quando as taxas de indisponibilidade calculadas excedem suas respectivas taxas de referência (usadas para determinar a Garantia Física da usina), é aplicado o "Fator de Disponibilidade" para fins de compensação nos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEEARs). Isso garante que o gerador não seja remunerado por capacidade indisponível. Essa regulamentação está definida nas **Regras de Comercialização** (Módulo de Medição Contábil, Anexo I).

No caso de usinas hidrelétricas que participam do **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**, ajustes são realizados caso a taxa de indisponibilidade seja superior à taxa de referência. Isso é feito por meio da aplicação do **Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF)**, anteriormente denominado Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA). O MRGF reduz a Garantia Física da usina para fins de contabilização da energia produzida alocada à usina, o que resulta na redução de sua receita, mas não afeta suas obrigações contratuais de fornecimento. Além disso, existem regulamentos específicos para garantir a segurança de barragens, conforme estabelecido no Ofício Circular 308/2012-SFG/Aneel.

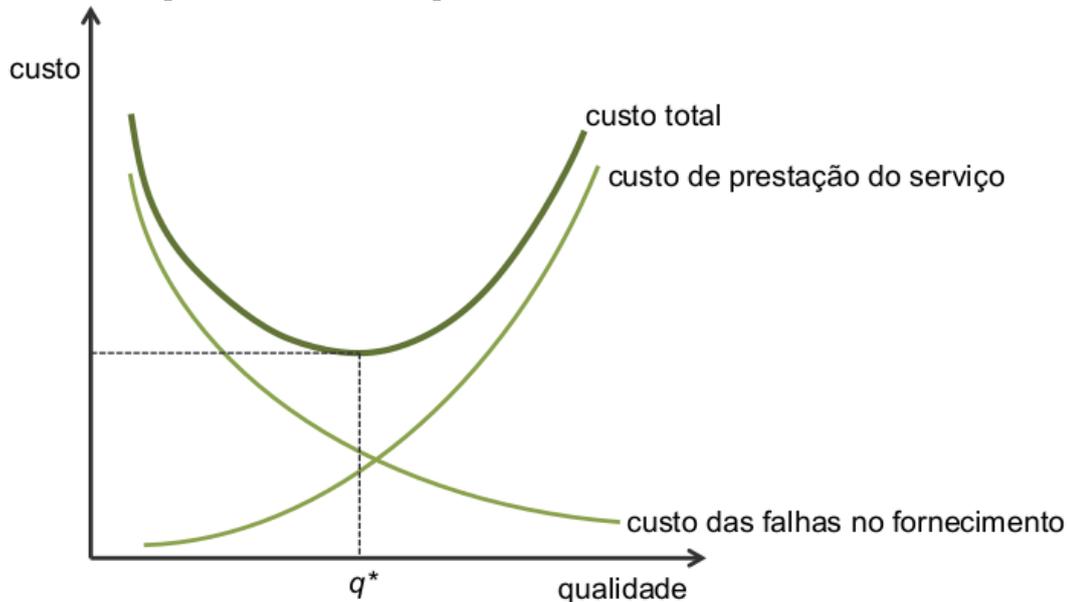
O desafio em questão é a necessidade de uma melhor integração entre a regulação da qualidade e a regulação tarifária. É amplamente reconhecido que a melhoria da qualidade requer investimentos em novas infraestruturas, equipamentos e a implementação de procedimentos e práticas que aumentem os custos operacionais. Ambos os aspectos -

investimentos e custos operacionais - aumentam o custo do serviço, mas a relação entre esses fatores e o nível de qualidade não é simples.

É fundamental compreender melhor essa relação para estabelecer uma regulamentação que permita uma remuneração adequada, levando em consideração a qualidade do serviço fornecido. Para orientar o equilíbrio entre qualidade e custo, pode-se mencionar o conceito de "dispêndio ótimo em qualidade", ilustrado na figura a seguir. Esse conceito busca identificar o ponto em que o investimento adicional em qualidade se torna excessivo em relação aos benefícios obtidos, levando em conta as preferências dos consumidores, as características do mercado e as restrições financeiras dos agentes envolvidos.

Ao compreender melhor a relação entre investimento em qualidade e custos operacionais, é possível estabelecer critérios regulatórios mais eficazes que incentivem os agentes a buscar níveis adequados de qualidade sem prejudicar a sustentabilidade financeira do setor. Essa integração entre a regulação da qualidade e a regulação tarifária é essencial para garantir um serviço de energia elétrica confiável e de alta qualidade para os consumidores, ao mesmo tempo em que incentiva a eficiência e o desenvolvimento do setor elétrico. Na figura 48, é apresentando um gráfico que expressa o dispêndio ótimo entre custo e qualidade de um sistema.

Figura 48 – Dispêndio ótimo em qualidade



Fonte: adaptador de (BILLINTON; ALLAN, 1996)

Fica claro ainda, que a maioria das regulações quanto a geradores, estão voltadas

para geradores do tipo hídrico, não citando penalidades ou mecanismos para prevenção quanto a geradores solares e eólicos. Ainda, como já comentado anteriormente, fica possibilitado que parte da geração não entregue por geradores hídricos, ocorra devido a priorização no escoamento de gerações mais baratas, como é o caso da energia eólica e solar.

5.3 EXPECTATIVAS QUANTO A MACINE

A Metodologia proposta visa corrigir os seguintes cenários observados atualmente:

- Normatizar o preço de gerações de fontes renováveis, fazendo com que estas arquem com custos complementares e inerentes à sua produção, alterando assim, a composição do custo deste tipo de geração;
- Reduzir o risco de fontes convencionais de geração de energia elétrica, uma vez que a disparidade na precificação energética, cria um risco econômico adicional;
- Garantir os índices de qualidade energética atuais, assim o pleno funcionamento do setor elétrico brasileiro;
- Propor uma análise mais dinâmica no estudo de viabilidade de novas fontes de geração de energia elétrica, dando uma alternativa ao modelo estocástico.

Além destes tópicos listados, a MACINE tem como interesse a possibilidade de ser integrada em outros métodos de análise e estudo, com vistas a permitir maior dinamismo e segurança neste tipo de estudo.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Devido a não ter sido possível no estudo, a aplicação e validação da Metodologia proposta, não é possível registrar quão válido é a sua efetividade. No entanto, quanto a sua abordagem, fica claro a contribuição feita.

Neste capítulo, foram abordados temas quanto à critérios de regulação para qualidade na geração de energia elétrica, assim como os objetivos e expectativas com a Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo, será apresentado as conclusões finais quanto ao estudo feito, assim como as possíveis novas propostas a partir deste.

6.1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho identificou um possível cenário que o setor elétrico está caminhando, devido a forma de operação que vêm desempenhando nos últimos anos, com a massiva entrada de gerações elétricas de fontes renováveis.

Foi ainda, analisado os critérios de elaboração de índices de qualidade de energia para geração (NH1), fundamentados em literaturas de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos de potência. Ainda, após revisar conceitos de reserva energética, e caso de energia elétrica, os conceitos de reserva estática e reserva girante, foi proposto uma metodologia para análise de novas gerações no SEB, uma vez que há a necessidade de se acompanhar a condição de uma geração, cumprir seu fornecimento sem que sejam necessárias ações complementares para garantir sua operação. É entendimento do mercado, que não se pode gerar riscos ou custos para empreendimento maiores, devido a inserção sem critério de agentes geradores menores ou de fontes energéticas não constantes.

É totalmente correto se buscar a descarbonização da matriz elétrica brasileira, tendo em vista que a humanidade já atingiu patamares irreversíveis no impacto ambiental. No entanto, é necessário que ao atender tal objetivo, não seja perdido os avanços já alcançados. Não é trivial se propor uma solução que atinja os Objetivos de Desenvolvimento Social, porém reduzindo a qualidade e conforto social atingido nas últimas décadas. São necessárias propostas mais completas, que vislumbrem o problema como um todo, se precavendo de possíveis problemas gerados ao longo da aplicação desta solução.

As energias renováveis são as fontes que serão exploradas no futuro, no entanto, por si só, elas não iram satisfazer as necessidades da humanidade, sendo necessário a utilização conjunta à outras formas de fornecimento. É fundamental se ter em mente, qual o custo que está sendo proposto no uso sem critério das gerações renováveis, algo que vêm apresentando sinais do impacto negativo que pode ser gerado.

6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como forma de sugerir próximos trabalhos a partir deste estudo, pode-se apontar os seguintes:

- Aplicação da metodologia proposta, utilizando um caso real, com valores práticos;
- Validação dos critérios apontados, em análise conjunta com demais estudos relacionados à critérios de inserção de novas energias no planejamento energético brasileiro;
- Propostas de modelos que considerem as gerações fotovoltaicas e MMD, assim como as saídas rápidas de potência do sistema;
- Análise de resultados obtidos, a partir da extrapolação dos montantes de geração de fontes renováveis, dentro do modelo Newave; e em seguida a análise de confiabilidade desta saída, dentro do modelo Confint e da Ferramenta BP;
- Proposta de metodologia de confiabilidade aplicada a SEP, utilizando valores típicos de probabilidades, em função do tipo de geração que se destina; em oposição a não lançar mão de se utilizar séries históricas para alimentação de cálculos estocásticos, uma vez que esse tipo de método onera a análise e inviabiliza possíveis estudos;
- Um estudo de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, utilizando as séries históricas já existentes, para se constatar de forma global, o atual índice de confiabilidade do NH1 do país;
- Propostas de compensação para o baixo fator de capacidade das gerações renováveis, como forma de reduzir o risco gerado por estas ao sistema elétrico brasileiro.

Ademais, fica claro que o planejamento energético do país de grande importância, uma vez que este impacta diretamente na economia e na vida da sociedade; podendo gerar danos desde a produção econômica da indústria, até a qualidade de vida e desenvolvimento social da população. Desta forma, fica concluído que é necessária uma melhor abordagem da inserção de gerações renováveis no SEB, seja de forma centralizado ou distribuída; pois tal ação irá impactar diretamente na vida dos brasileiros.

Desta forma, esta dissertação entende ter contribuído para a disciplina de Planejamento Energético, através da ótica do Setor Elétrico, e de sistemas elétricos de

potência, atendendo aos critérios do Programa de Pós Graduação de Sistemas Energéticos, na subárea de Processamento e Análise de Energia.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA, A. B. D. E. E. **Boletim anual de geração eólica**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/>. Acesso em: 23/07/2023, 2008.
- ABEEÓLICA, A. B. D. E. E. **Boletim anual de geração eólica**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/>. Acesso em: 23/07/2023, 2017.
- ABRADEE, A. B. D. D. D. E. E. **Leilões de Energia**. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia/>. Acesso em: 23/07/2023, 2017.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. Overview of wind power intermittency impacts on power systems. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 80, n. 6, p. 627–632, 2010.
- ALVES, A. C. **Inovações regulatórias para contratação de usinas termelétricas a gás natural: o caso do Leilão A-6 de 2017**. 2018. Dissertação (Mestrado) — em Políticas Públicas, Estratégia e Desenvolvimento do Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2018.
- AMARAL, A. d. S. Princípios estruturantes das agências reguladoras e os mecanismos de controle. *Lumen Juris*, 2008.
- ANA, A. N. D. A. E. S. B. Quantidade de água: precipitação média anual e tempo de retorno - sistema nacional de informações sobre recursos hídricos. Disponível em: <http://www.snirh.gov.br/snirh/snirh-1/aceso-tematico/quantidade-de-agua/>. Acesso em: 23/07/2023, 2016.
- ANDRADE, K. M. **Climatologia e comportamento dos sistemas frontais sobre a América do Sul**. 2005. Dissertação (Mestrado) — em Meteorologia, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos - SP, 2005.
- ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa no 688, de 24 de dezembro de 2003**. Disponível em: <http://aneel.gov.br/>. Acesso em : 23/07/2023, 2003.
- ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa no 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <http://aneel.gov.br/>. Acesso em : 23/07/2023, 2012.
- ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa no 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <http://aneel.gov.br/>. Acesso em : 23/07/2023, 2015.
- ANEEL, A. N. D. E. E. **Leilão de Geração “A-6” tem deságio de 38,7% e contrata 572,5 TWh**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/>. Acesso em: 23/07/2023, 2017.
- ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa no 1.000, de 07 de dezembro de 2021**. Disponível em: <http://aneel.gov.br/>. Acesso em : 23/07/2023, 2021.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa no 1.059, de 07 de fevereiro de 2023.** Disponível em: <http://aneel.gov.br/>. Acesso em : 23/07/2023, 2023.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/>. Acesso em : 23/07/2023, 2023.

ANSTINE, L.; BURKE, R.; CASEY, J.; HOLGATE, R.; JOHN, R.; STEWART, H. Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the pennsylvania-new jersey-maryland interconnection. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 82, n. 68, p. 726–735, 1963.

BANAKAR, H.; LUO, C.; OOI, B. T. Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 1, p. 150–160, 2008.

BEAVER, W. H. **Financial reporting: an accounting revolution.** 1998.

BECKER, G. S. A theory of competition among pressure groups for political influence. **The quarterly journal of economics**, MIT Press, v. 98, n. 3, p. 371–400, 1983.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering systems- Concepts and techniques(Book).** 1992.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems.** Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. A basic framework for generating system operating health analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1610–1617, 1994.

BILLINTON, R.; KARKI, R. Application of monte carlo simulation to generating system well-being analysis. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 1172–1177, 1999.

BILLINTON, R.; KHAN, E. A security based approach to composite power system reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 65–72, 1992.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods.** Plenum Press, 1994.

BILLINTON, R.; LIAN, G. Composite power system health analysis using a security constrained adequacy evaluation procedure. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 9, n. 2, p. 936–941, 1994.

BISHOP, C. M.; NASRABADI, N. M. **Pattern recognition and machine learning.** Springer, 2006.

BLÁZQUEZ, J.; SOLMAN, S. A. Interannual variability of the frontal activity in the southern hemisphere: relationship with atmospheric circulation and precipitation over southern south america. **Climate Dynamics**, Springer, v. 48, n. 7-8, p. 2569–2579, 2017.

- BRASIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Diário Oficial da União, 1997.
- BRASIL. **Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Diário Oficial da União, 1997.
- BRASIL. **Lei Nº 10.295, de 17 de outubro de 2001.** Diário Oficial da União, 2001.
- BRASIL. **Lei Nº 14.438, de 26 de abril de 2002.** Diário Oficial da União, 2002.
- BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Diário Oficial da União, 2022.
- CAMPOS, A. d. **Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso.** 2004. Dissertação (Mestrado) — em Energia - Universidade de São Paulo, São Paulo - SP, 2004.
- CARVALHO, A. d. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz energética mais limpa.** 2015. Tese (Doutorado) — em Engenharia Civil - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - RJ, 2015.
- CARVALHO, L. M.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The south atlantic convergence zone: Intensity, form, persistence, and relationships with intraseasonal to interannual activity and extreme rainfall. **Journal of climate**, v. 17, n. 1, p. 88–108, 2004.
- CARVALHO, L. M. V. d.; JONES, C. Zona de convergência do atlântico sul. **Tempo e clima no Brasil**, p. 464, 2009.
- CASTRO, N.; DANTAS, G.; LEITE, A.; GOODWARD, J. Perspectivas para a energia eólica no brasil. **Texto de Discussão do Setor Elétrico no 18. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ.**, v. 18, 2010.
- CASTRO, N.; VARDIERO, P.; OLIVEIRA, C.; HIDD, G.; ALVES, A. **O Papel das Usinas Termoeletricas na Matriz Elétrica Brasileira.** Universidade Federal do Rio de Janeiro - Rio de Janeiro-RJ, 2018.
- CASTRO, N. d.; ROSENTAL, R. O estado e o setor elétrico brasileiro. **Jornal dos Economistas. Rio de Janeiro**, n. 326, 2016.
- CAVALCANTI, I. F. d. A.; KOUSKY, V. E. **Frentes frias sobre o Brasil.** Oficina de textos São Paulo, 2009. 134–147 p.
- CCEE, C. D. C. D. E. E.; ONS, O. N. D. S. E. **Apostila de treinamento Newave e Decomp.** CCEE/ONS - São Paulo-SP, 2007.
- CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. **Modelos de Otimização Energética do CEPEL.** Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/libs/>. Acesso em: 23/07/2023, 2023.
- CRITZ, D. K.; BUSCHE, S.; CONNORS, S. Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in hawaii. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 76, p. 609–619, 2013.
- CUNHA, F. M. d. et al. **Otimização do escalonamento em sistemas com elevada produção eólica.** 2011. Dissertação (Mestrado) — em Engenharia Eletrotécnica - Universidade do Porto, 2011.
- CUSTÓDIO, R. d. S. **Energia Eólica para produção de energia elétrica. 2ª Edição.** 2013.

- da Rosa, M. A. **Agent-based technology applied to power systems reliability**. 2009. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto (Portugal), 2009.
- da Silva, A. L.; CASSULA, A.; BILLINTON, R.; MANSO, L. Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 149, n. 1, p. 1–6, 2002.
- da Silva, A. M. L.; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; SALES, W. S.; MANSO, L. A. Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential monte carlo simulation. In: IEEE. **2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. 2010. p. 697–702.
- da Silva Junior, I. C. **Planejamento da Operação de Sistemas Termoelétricos Utilizando Análise de Sensibilidade Associada a Procedimentos Heurísticos**. 2008. Tese (Doutorado) — em Engenharia Elétrica - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2008.
- d'Araújo, R. P. **Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil**. CONFEA-Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, 2009.
- de Araújo, J. L. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. **Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura**, IE/UFRJ, p. 68, 1997.
- DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. **Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation (Report Summary)(Presentation)**. 2010.
- DENNY, E.; O'MALLEY, M. Wind generation, power system operation, and emissions reduction. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 341–347, 2006.
- DOHERTY, R.; O'MALLEY, M. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 587–595, 2005.
- ELETROBRAS, C. E. B. S. **Estrutura do setor elétrico no Brasil**. Disponível em: <https://www.eletrabras.com/pt/Paginas/default.aspx/>. Acesso em: 23/07/2023, 2020.
- EPE, E. D. P. E. **Estudo de Planejamento da Expansão de Geração**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2016.
- EPE, E. D. P. E. **Balanco Energético Nacional**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2017.
- EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Energia 2026**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2017.
- EPE, E. D. P. E. **Leilões de Energia**. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leil-oes/>. Acesso em: 23/07/2023, 2019.
- EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Energia 2031**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2021.
- EPE, E. D. P. E. **Geração Centralizada de Energia Elétrica: Requisitos de Energia e Potência**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2022.
- EPE, E. D. P. E. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2022.

- EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Energia 2032**. EPE - Rio de Janeiro-RJ, 2022.
- EPE, E. D. P. E. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída - PDGD**. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 23/07/2023, 2023.
- ERBER, P. Uma política energética para o desenvolvimento sustentável. INEE, 2011.
- FIANI, R. Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras. **Texto para discussão**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1998.
- FIANI, R. O anteprojeto das agências reguladoras: uma avaliação crítica. **Rio de Janeiro: UFRJ/IE/NUCA, 2003a. Ciclo de seminários sobre reestruturação do setor elétrico**, v. 2, 2003.
- GWEC, G. W. E. C. Global statistics. Disponível em: <https://gwec.net/global-figures/graphs/>. Acesso em: 23/07/2023, 2018.
- HOLTTINEN, H.; MEIBOM, P.; ORTHS, A.; LANGE, B.; O'MALLEY, M.; TANDE, J. O.; ESTANQUEIRO, A.; GOMEZ, E.; SÖDER, L.; STRBAC, G. et al. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. **Wind Energy**, Wiley Online Library, v. 14, n. 2, p. 179–192, 2011.
- IEA, I. E. A. Energy security. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/>. Acesso em: 23/07/2023, 2018.
- JOSKOW, P. L.; NOLL, R. G. **Regulation in theory and practice: An overview**. The MIT Press, 1981. 1–78 p.
- KAHN, A. E. **The economics of regulation: principles and institutions**. MIT press, 1988.
- KALYANI, S.; SWARUP, K. S. Classification and assessment of power system security using multiclass svm. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)**, IEEE, v. 41, n. 5, p. 753–758, 2010.
- KUNZ, A.; OTENIO, M. H.; LEITÃO, R. C.; GAMBETTA, R. Energia limpa e acessível: contribuições da embrapa. Brasília, DF: Embrapa, 2018., 2018.
- LIMAYE, D. R. Implementation of demand-side management programs. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 73, n. 10, p. 1503–1512, 1985.
- LOPES, E. L. Desenvolvendo uma indústria nacional de tecnologias limpas. In: . 2013.
- LOWERY, C.; O'MALLEY, M. Impact of wind forecast error statistics upon unit commitment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 760–768, 2012.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. John Wiley & Sons, 2010.
- MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, SciELO Brasil, v. 30, p. 1304–1, 2008.

MATOS, M.; LOPES, J. P.; ROSA, M.; FERREIRA, R.; SILVA, A. L. da; SALES, W.; RESENDE, L.; MANSO, L.; CABRAL, P.; FERREIRA, M. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The portuguese and spanish cases. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 31, n. 9, p. 562–569, 2009.

MATOS, M. A.; BESSA, R. J. Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 26, n. 2, p. 594–603, 2010.

MCTI, M. D. C. T. E. I. **Acordo de Paris**. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf/. Acesso em: 23/07/2023, 2015.

MEIRINHOS, J. L. M. et al. **Escalonamento e pré-despacho incluindo produção eólica**. 2010. Dissertação (Mestrado) — em Engenharia Elétrica - Universidade do Porto, 2010.

MME, M. D. M. E. E. **Portaria no 390, de 29 de setembro de 2017**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-390-de-29-de-setembro-de-2017-233554889/>. Acesso em: 23/07/2023, 2017.

MME, M. D. M. E. E. **Resenha Energética Brasileira 2018 - Ano base 2017**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/Publica>. Acesso em: 23/07/2023, 2018.

MORALES, J. M.; CONEJO, A. J.; PÉREZ-RUIZ, J. Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 2, p. 900–910, 2009.

MULLER, G. d. M. **Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro**. 2016. Tese (Doutorado) — em Engenharia Elétrica - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - RJ, 2016.

NETO, J. D.; PASQUALI, L. M.; MAESTRI, R. D.; BELUCO, A. Três locais para implantação de usina hidrelétrica reversível ao sul dos aparados da serra, no litoral norte do rs. 2012.

NOGUEIRA, L. P. P. **Estado atual e perspectivas futuras para a indústria eólica no Brasil**. 2011. Dissertação (Mestrado) — em Ciências em Planejamento Energético – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2011.

NUNES, G. **Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil**. EMPASC, 1978.

OLSON, M. **The logic of collective action**. Cambridge: Harvard University Press, 1965.

ONS, O. N. D. S. **Histórico da Operação – Geração de energia**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 23/07/2023, 2023.

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 22, n. 1, p. 24–33, 2007.

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 24, n. 1, p. 114–124, 2008.

PARENTE, V.; BRITO, E.; REGO, E.; MARQUES, F.; MEDEIROS, H.; PAVAN, M.; LANDI, M.; FUNCHAL, P.; PINTO, R.; BRIEU, T. Energia: o desafio das agencias reguladoras. **São Paulo: Instituto de Eletrônica e Energia-Universidade de São Paulo**, 2007.

PEGORIM, J. Como as zcas se formam? **Climatempo**, p. –, 2017.

PELTZMAN, S. Toward a more general theory of regulation. **The Journal of Law and Economics**, The University of Chicago Law School, v. 19, n. 2, p. 211–240, 1976.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. d. Atlas brasileiro de energia solar. **São José dos Campos: Inpe**, v. 1, 2017.

PIRES, A. Até onde vamos com a expansão sem critério das renováveis? **Poder 360**, 2022.

POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. **Infra-Estrutura: perspectivas de reorganização**, 1997.

PRESS, W. H. **Numerical recipes 3rd edition: The art of scientific computing**. Cambridge university press, 2007.

REBOITA, M. S.; GAN, M. A.; ROCHA, R. D.; AMBRIZZI, T. et al. Precipitation regimes in south america: a bibliography review. **Revista Brasileira de Meteorologia**, Sociedade Brasileira de Meteorologia, v. 25, n. 2, p. 185–204, 2010.

REI, A. M.; SILVA, A. L. D.; JARDIM, J. L.; MELLO, J. Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 15, n. 1, p. 189–195, 2000.

SANTOS, F. F. d. et al. **Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia**. 2010. Dissertação (Mestrado) — em Engenharia Eletrotécnica - Universidade do Porto, 2010.

SANTOS, F. P. **Análise da instalação de usinas de geração distribuída fotovoltaica comunitária por meio da formação de consórcio**. 2019. 51 f. Monografia (Graduação) — Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Agrícola - Universidade Federal de Viçosa - MG, Viçosa - MG, 2019.

SAWIN, J. et al. Renewable energy policy network for the 21st century: Renewables 2014 global status report. **REN21 Secretariat**, 2014.

SAWIN, J. et al. Renewable energy policy network for the 21st century: Renewables 2018 global status report. **REN21 Secretariat**, 2018.

SAWIN, J. et al. Renewable energy policy network for the 21st century: Renewables 2019 global status report. **REN21 Secretariat**, 2019.

SAWIN, J. et al. Renewable energy policy network for the 21st century: Renewables 2023 global status report. **REN21 Secretariat**, 2023.

SCHAFFARCZYK, A. **Understanding wind power technology: Theory, Deployment and Optimisation**. John Wiley & Sons, 2014.

SMITH, A. **A riqueza das nações**. Nova Fronteira, 1776.

SOARES, F. H. N. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira**. 2009. Dissertação (Mestrado) — em Sistemas de Potência - Universidade de São Paulo, São Paulo - SP, 2009.

STIGLER, G. J. **The theory of economic regulation**. Routledge, 2021. 67–81 p.

STRBAC, G.; SHAKOOR, A.; BLACK, M.; PUDJIANTO, D.; BOPP, T. Impact of wind generation on the operation and development of the uk electricity systems. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 77, n. 9, p. 1214–1227, 2007.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Synergia, 2011.

TOYAMA, A. H.; JUNIOR, N. d. N.; ALMEIDA, N. G. d. et al. **Estudo de viabilidade econômica da implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Energia para diferentes regiões no estado do Paraná**. 2014. Dissertação (B.S. thesis) — em Engenharia Elétrica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba - PR, 2014.

Urbanetz Jr, J.; CASAGRANDE, E. Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da utfpr. In: **VIII CBPE—Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Curitiba**. 2012.

VASCONCELOS, H.; LOPES, J. P. Ann design for fast security evaluation of interconnected systems with large wind power production. In: **IEEE. 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. 2006. p. 1–6.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. **Economics of regulation and antitrust**. **The MIT Press**. MA Cambridge, 1995.

WAN, C.; XU, Z.; PINSON, P.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. Optimal prediction intervals of wind power generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1166–1174, 2013.

WANG, J.; BOTTERUD, A.; BESSA, R.; KEKO, H.; CARVALHO, L.; ISSICABA, D.; SUMAILI, J.; MIRANDA, V. Wind power forecasting uncertainty and unit commitment. **Applied Energy**, Elsevier, v. 88, n. 11, p. 4014–4023, 2011.

XIE, L.; CARVALHO, P. M.; FERREIRA, L. A.; LIU, J.; KROGH, B. H.; POPLI, N.; ILIC, M. D. Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solutions. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 99, n. 1, p. 214–232, 2010.

YAN, J.; LIU, Y.; HAN, S.; WANG, Y.; FENG, S. Reviews on uncertainty analysis of wind power forecasting. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 52, p. 1322–1330, 2015.

ZHANG, Y.; WANG, J.; WANG, X. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 32, p. 255–270, 2014.