



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Artur Fernandes Signor

**O Paradoxo da Abundância Renovável:**  
Uma Análise do *Curtailment* no Sistema Elétrico Brasileiro

Florianópolis

2025



Artur Fernandes Signor

**O Paradoxo da Abundância Renovável:**

Uma Análise do *Curtailment* no Sistema Elétrico Brasileiro

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Adroaldo Raizer, Dr.

Florianópolis

2025

Signor, Artur Fernandes

O Paradoxo da Abundância Renovável : Uma Análise do  
Curtailment no Sistema Elétrico Brasileiro / Artur  
Fernandes Signor ; orientador, Adroaldo Raizer, 2025.  
89 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Curtailment. 3. Energia  
Renovável. 4. Sistema Interligado Nacional. 5. Geração  
Distribuída. I. Raizer, Adroaldo. II. Universidade Federal  
de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.  
Título.

Artur Fernandes Signor

**O Paradoxo da Abundância Renovável: Uma Análise do Curtailment no Sistema  
Elétrico Brasileiro**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de  
“Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de  
Graduação em Engenharia Elétrica.

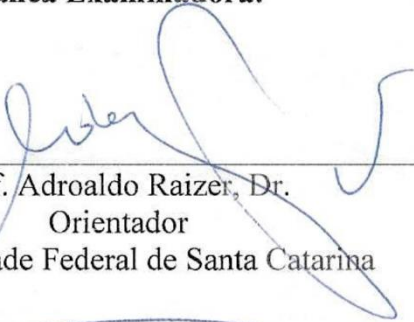
Florianópolis, 10 de novembro de 2025.



---

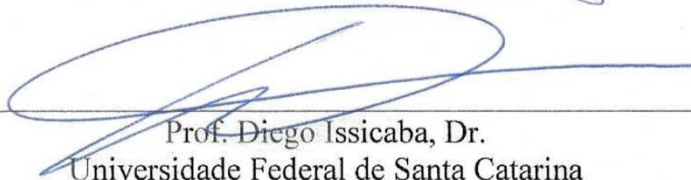
Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



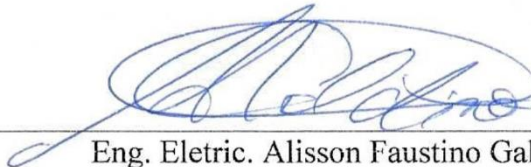
---

Prof. Adroaldo Raizer, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



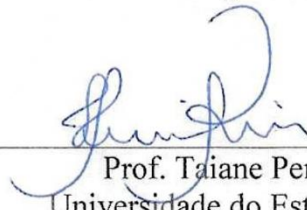
---

Prof. Diego Issicaba, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. Eletric. Alisson Faustino Galdino  
Engie Brasil Energia



---

Prof. Taiane Pereira dos Reis, Dr.  
Universidade do Estado de Santa Catarina



## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas as pessoas que tornaram a conclusão deste trabalho e da minha jornada acadêmica possível.

Primeiramente, aos meus amados pais, por todo o amor incondicional, apoio irrestrito e por acreditarem em mim em cada passo. Vocês são a minha maior inspiração.

Ao meu lado, Loren, agradeço por todo o apoio, companheirismo e motivação.

Um agradecimento especial a Alisson Galdino, pela confiança e mentoria, e a todos os colegas da Engie, por compartilharem conhecimento e tornarem o ambiente de trabalho tão enriquecedor.

Ao Professor Adroaldo Raizer, minha profunda gratidão pela excelente orientação. Sua dedicação e paciência foram fundamentais para a realização deste TCC.

Agradeço também aos professores Diego Issicaba e Taiane dos Reis, por dedicarem seu tempo para participar da banca e por suas contribuições construtivas e valiosas que aprimoraram este trabalho.

Por fim, obrigado aos meus colegas de curso, pela amizade e pelos momentos de aprendizado que compartilhamos ao longo destes anos.



## RESUMO

Este trabalho analisa o fenômeno do *curtailment* (*constrained-off*), ou a redução forçada da geração de fontes renováveis, no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. O estudo investiga as possíveis causas estruturais e os impactos operacionais e financeiros deste desafio crescente, que representa um paradoxo de abundância desperdiçada na matriz elétrica brasileira. A metodologia consiste em uma pesquisa exploratória e descritiva, fundamentada em análise documental de normativas da ANEEL e do ONS, relatórios setoriais e estudos de caso internacionais. A análise identifica duas causas principais para o *curtailment*: os gargalos crônicos na rede de transmissão, que limitam o escoamento da energia gerada no Nordeste para os centros de consumo no Sudeste, e a expansão acelerada da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), cuja geração não despachável deprime a demanda e provoca excesso de oferta. Adicionalmente, discute-se a diluição da capacidade de armazenamento do parque hidrelétrico como fator de mitigação. Conclui-se que a superação do problema exige uma abordagem sistêmica, que combine investimentos em transmissão com uma reforma urgente do modelo da MMGD e o desenvolvimento de mecanismos de mercado que remunerem a flexibilidade e a segurança da rede, essenciais para uma transição energética segura e eficiente.

**Palavras-chave:** *Curtilment*; Energia Renovável; Sistema Interligado Nacional; Transmissão de Energia; Geração Distribuída.



## ABSTRACT

This work analyzes the phenomenon of curtailment (constrained-off), the forced reduction of generation from renewable sources, in the Brazilian National Interconnected System (SIN). The study investigates the potential structural causes and the operational and financial impacts of this growing challenge, which represents a paradox of wasted abundance in the Brazilian electricity matrix. The methodology consists of exploratory and descriptive research, based on a documentary analysis of regulations from ANEEL (National Electrical Energy Agency) and ONS (National System Operator), industry reports, and international case studies. The analysis identifies two primary causes for *curtailment*: chronic bottlenecks in the transmission grid, which limit the flow of energy from the Northeast to the load centers in the Southeast, and the accelerated expansion of distributed micro and mini distributed generation (MMGD), whose non-dispatchable generation depresses demand and creates oversupply. Furthermore, the erosion of the hydroelectric fleet's storage capacity is discussed as a factor that compromises the system's flexibility to manage this oversupply. It is concluded that overcoming the problem requires a systemic approach that combines investments in transmission with an urgent reform of the MMGD model and the development of market mechanisms to remunerate grid flexibility and security, which are essential for a safe and efficient energy transition.

**Keywords:** Curtailment; Renewable Energy; National Interconnected System; Power Transmission; Distributed Generation.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da curva do pato na Califórnia .....	35
Figura 2 – Representação das subestações do Sistema Interligado Nacional e suas respectivas margens para escoamento adicional de energia .....	44
Figura 3 - Fluxo do cálculo da geração de referência final para usinas e conjunto de usinas..	65



## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Média de horas por dia de limitação sobre usinas eólicas no Brasil .....	42
Gráfico 2 - Perfil médio horário de limitações sobre usinas eólicas, demonstrando os períodos do dia com maior incidência de restrições.....	42
Gráfico 3 - Média de horas por dia de limitação sobre usinas fotovoltaicas no Brasil .....	43
Gráfico 4 - Perfil médio horário de limitações sobre usinas fotovoltaicas, demonstrando os períodos do dia com maior incidência de restrições.....	43
Gráfico 5 – Estados brasileiros com maior potência fiscalizada de fontes eólicas e fotovoltaicas .....	45
Gráfico 6 – Comparação entre o tempo médio de limitação por motivo de confiabilidade elétrica por dia no Rio Grande do Norte e no restante do Brasil em fontes eólicas e fotovoltaicas .....	74



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABE	Eólica Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEMO	Australian Energy Market Operator (Operador do Mercado de Energia Australiano)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAISO	California Independent System Operator (Operador do Sistema Independente da Califórnia)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CHP	Combined Heat and Power (Cogeração)
CNF	Restrição por Atendimento a Requisitos de Confiabilidade Elétrica
COG	Centro de Operação Unificado
CREZ	Competitive Renewable Energy Zones
EAR <sub>máx</sub>	Energia Armazenada Máxima
ENE	Restrição por Razão Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
H2V	Hidrogênio Verde
HVDC	High Voltage Direct Current (Corrente Contínua em Alta Tensão)
IRA	Inflation Reduction Act
ISOs	Independent System Operators (Operadores de Sistema Independentes)
LMP	Locational Marginal Pricing (Preços Locacionais Marginais)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora

NEA	National Energy Administration (Administração Nacional de Energia da China)
NEM	National Electricity Market (Mercado Nacional de Eletricidade da Austrália)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Restrição por Razão de Indisponibilidade Externa indicada no Parecer de Acesso
PIM	Sistema de Telemedição
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNIEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PPAs	Power Purchase Agreements (Contratos de Compra de Energia de Longo Prazo)
REE	Red Eléctrica de España
REL	Restrição por Razão de Indisponibilidade Externa
REMA	Review of Electricity Market Arrangements (Revisão dos Arranjos do Mercado de Eletricidade)
RTACs	Real-Time Automation Controllers (Controladores de Automação em Tempo Real)
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
RTOs	Regional Transmission Organizations (Organizações Regionais de Transmissão)
SAU	Sistema de Administração de Usinas
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEN	Sistema Elétrico Nacional (do Chile)
SIGI-OP	Sistema de Gestão de Intervenções
SIGO	Sistema Integrado de Gestão da Operação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPEs	Sociedades de Propósito Específico
SPP	Southwest Power Pool
TSOs	Transmission System Operators (Operadores do Sistema de Transmissão)
TWh	Terawatt-hora
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
UHV	Ultra High Tension (Transmissão de Ultra Alta Tensão)
WEIM	Western Energy Imbalance Market

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	21
1.1 OBJETIVOS .....	23
1.2 FUNDAMENTAÇÃO.....	23
1.3 JUSTIFICATIVA.....	24
<b>2. CURTAILMENT NO CENÁRIO INTERNACIONAL</b> .....	27
2.1 ESTUDO DE CASO: AUSTRÁLIA.....	27
2.2 ESTUDO DE CASO: CHINA .....	28
2.3 ESTUDO DE CASO: ALEMANHA E REINO UNIDO .....	30
<b>2.3.1 A geografia do desequilíbrio estrutural</b> .....	30
<b>2.3.2 A consequência: custos bilionários com mecanismos de remediação</b> .....	31
<b>2.3.3 Soluções e desafios de implementação</b> .....	31
2.4 ESTUDO DE CASO: PENÍNSULA IBÉRICA (ESPANHA E PORTUGAL) .....	32
2.5 ESTUDO DE CASO: ESTADOS UNIDOS .....	34
2.6 ESTUDO DE CASO: CHILE .....	37
2.7 ANÁLISE COMPARATIVA E LIÇÕES DOS CASOS INTERNACIONAIS .....	38
<b>2.7.1 O portfólio de soluções e a transição para o cenário brasileiro</b> .....	39
<b>3. O DESAFIO DO CURTAILMENT NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL</b> .....	41
3.1 O PARADOXO DA ABUNDÂNCIA RENOVÁVEL NO BRASIL .....	41
3.2 A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: O DILEMA DO SUCESSO SUBSIDIADO 45	
3.3 ASPECTOS GEOGRÁFICOS E OS GARGALOS ESTRUTURAIIS DE TRANSMISSÃO ..48	
<b>3.3.1 Estudo de caso: o colapso do bipolo de Belo Monte e a evidência da fragilidade sistêmica</b> 50	
<b>3.3.2 Conclusão da seção sobre gargalos de transmissão</b> .....	51
3.4 O PAPEL DOS RECURSOS HÍDRICOS NA MITIGAÇÃO DO CURTAILMENT .....	51
<b>3.4.1 A dominância histórica e a participação atual na matriz elétrica</b> .....	51
<b>3.4.2 A capacidade de armazenamento hidrelétrico: a vantagem estratégica e a sua diluição estrutural</b> .....	52
<b>3.4.3 A frota convencional como pilar da estabilidade sistêmica: inércia e serviços ancilares</b> ..	54
<b>3.4.4 Os entraves à expansão da geração hidrelétrica</b> .....	55
<b>3.4.5 O lado do operador sobre o futuro da geração convencional</b> .....	56
3.5 CONCLUSÕES PRINCIPAIS .....	57
<b>4. ASPECTOS OPERACIONAIS DO CURTAILMENT</b> .....	59
4.1 NORMATIVAS TÉCNICAS.....	59
<b>4.1.1 Mecanismos de comercialização de energia no brasil</b> .....	60

4.1.1.1	O ambiente de contratação regulada (ACR) .....	60
4.1.1.2	O ambiente de contratação livre (ACL).....	61
4.1.1.3	O papel da CCEE e o mercado de curto prazo.....	61
4.1.2	<b>Classificação das restrições de geração</b> .....	62
4.1.3	<b>Apuração da geração de referência e a elegibilidade ao ressarcimento</b> .....	63
4.1.4	<b>A franquia anual de indisponibilidade</b> .....	65
4.1.5	<b>Requisitos e flexibilização no envio de dados</b> .....	65
4.1.6	<b>A revisão da rotina operacional e seus impactos</b> .....	66
4.2	<b>DESAFIOS ENFRENTADOS PELOS AGENTES</b> .....	67
4.2.1	<b>A gestão da operação em tempo real</b> .....	68
4.2.2	<b>Gestão financeira, comercial e de riscos</b> .....	69
4.2.3	<b>A criticidade e a gestão dos dados operacionais</b> .....	69
4.2.4	<b>A assimetria de informação e a contestação das restrições</b> .....	71
4.2.5	<b>O impacto do <i>curtailment</i> na estratégia de expansão e localização de ativos</b> .....	72
4.2.6	<b>Datacenters como carga local</b> .....	74
5.	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	75
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	79

## 1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro é caracterizado por sua vasta complexidade técnica, regulatória e geográfica, resultado direto da necessidade de suprimento de energia a um território continental com demandas variadas e uma matriz energética em transformação (Tolmasquim, 2016). Nesse contexto, o papel de instituições como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é determinante para assegurar a estabilidade do sistema, o funcionamento eficiente do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a viabilidade econômica dos agentes que compõem o mercado de energia – entre eles, as empresas geradoras (BRASIL, 1996; BRASIL, 1998).

O SIN, responsável por integrar a geração e transmissão de energia nas cinco regiões do país (excetuando-se alguns sistemas isolados do Norte), viabiliza o intercâmbio de energia entre subsistemas e a utilização coordenada de diferentes fontes, principalmente hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares (ONS, 2025e). A operação desse sistema é centralizada pelo ONS, que gerencia, em tempo real, o despacho das usinas com base em critérios técnicos, de segurança elétrica e custo global. Ao mesmo tempo, a ANEEL regula os contratos, define os parâmetros operativos e assegura a transparência e a modicidade tarifária do setor (ANEEL, 2025a).

A expansão das fontes renováveis no Brasil demonstrou um crescimento robusto em 2023. Segundo o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2024, a capacidade instalada da fonte eólica alcançou 28.682 MW, com uma geração de 95,8 TWh no ano, o que representou um aumento de 20,7% em potência e 17,4% em energia produzida em relação ao ano anterior. Já a energia solar fotovoltaica, somando a geração centralizada e a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), atingiu uma capacidade instalada de 37.843 MW. A geração total da fonte solar foi de 50,6 TWh, um expressivo crescimento de 68,1% em comparação com 2022 (EPE, 2024). Dados publicados pelo ONS mostram a capacidade a capacidade instalada da geração fotovoltaica centralizada em 10.469 MW, mostrando que a geração distribuída agrega a parcela maior da produção fotovoltaica no Brasil (ONS, 2025a).

Entretanto, essa vigorosa expansão evidencia o "Paradoxo da Abundância Renovável": um cenário onde o aumento exponencial da oferta de energia limpa e competitiva gera, contraditoriamente, desafios operacionais que impedem o seu pleno aproveitamento. A integração dessas tecnologias ao SIN tem revelado gargalos estruturais importantes, associados a três fatores principais: a limitação da capacidade de escoamento nas redes de transmissão, a imprevisibilidade da produção inerente a fontes intermitentes, e a reduzida contribuição à

estabilidade elétrica e reposta após distúrbio, uma vez que essas usinas, via de regra, não utilizam máquinas síncronas com inércia eletromecânica (EPE, 2021a). Esses elementos têm ampliado o desafio do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em manter o equilíbrio entre segurança operativa e eficiência econômica, especialmente em regiões onde a densidade de empreendimentos renováveis supera a infraestrutura local de suporte (ONS, 2025c).

É como consequência direta desses gargalos que surge o fenômeno tratado sob duas terminologias distintas, embora frequentemente utilizadas como sinônimos no Brasil: *curtailment* e *constrained-off*. O termo *curtailment* é a nomenclatura padrão utilizada mundialmente para descrever os cortes de geração fotovoltaica e eólica. Já o termo *constrained-off* possui sua origem na operação termelétrica, onde existia o conceito de *constrained-on* (geração forçada por segurança), e foi adotado no setor elétrico nacional para caracterizar também a redução forçada da geração renovável, mesmo estando a usina tecnicamente apta e economicamente disposta a produzir (ONS, 2023). As causas desse tipo de limitação são variadas e incluem restrições de transmissão, controle de tensão, sobrecarga de transformadores, manutenção programada, e até limitações de segurança operativa local (ONS, 2025d). Para o ONS, o despacho fora da ordem de mérito é uma medida de contenção necessária para evitar riscos sistêmicos. Para a ANEEL, cabe o estabelecimento de regras claras, mecanismos de compensação financeira e penalidades, assegurando previsibilidade e justiça regulatória (ANEEL, 2021a; ANEEL, 2021b; ANEEL, 2022).

Contudo, para uma empresa geradora de energia, especialmente aquelas com ativos eólicos e solares, o *constrained-off* representa um impacto direto e sensível à sua operação. A impossibilidade de entregar a energia que está sendo gerada em momentos de vento ou irradiância elevados compromete o desempenho financeiro do ativo, diminui a receita esperada, afeta contratos de compra e venda de energia e distorce indicadores de retorno dos investimentos. Ainda que a regulação permita, em alguns casos, compensações por indisponibilidades não atribuíveis à usina, essas medidas nem sempre cobrem integralmente os prejuízos, sobretudo no caso de ativos no Ambiente de Contratação Livre (ACL; ANEEL, 2022; CCEE, 2024).

Diante desse quadro, a estratégia de geração precisa ir além da simples operação técnica das plantas. Empresas do setor têm buscado atuar de forma mais integrada ao processo de planejamento e operação do sistema, acompanhando publicações do ONS, participando de consultas públicas da ANEEL e integrando associações de classe para influenciar decisões regulatórias (ABEEÓLICA, 2020). Internamente, é crescente o uso de ferramentas analíticas e modelos preditivos para antecipar eventos de corte, ajustar a operação das usinas de forma

proativa e planejar ações de *hedge* ou renegociação contratual quando necessário. Há também um esforço em diversificar a localização geográfica dos empreendimentos, reduzindo a exposição a restrições regionais específicas, e em avaliar oportunidades de armazenamento ou hibridização, como forma de flexibilizar a entrega de energia ao sistema (EPE, 2019b).

Portanto, compreender o funcionamento do ONS, a estrutura do SIN e a atuação da ANEEL não é apenas uma exigência institucional, mas uma condição estratégica para empresas geradoras que desejam manter competitividade em um setor cada vez mais dinâmico e regulado.

O fenômeno do *constrained-off* não é apenas uma questão sistêmica ou regulatória: ele redefine a forma como as empresas devem projetar, operar e gerenciar seus ativos renováveis. Mitigar seus impactos não depende apenas de compensações legais ou operacionais, mas de uma postura ativa, analítica e estratégica por parte das empresas que, ao entenderem a lógica do sistema, podem proteger seus resultados e contribuir para uma matriz energética mais limpa, segura e eficiente.

A justificativa desta pesquisa reside na necessidade de aprofundar o entendimento sobre um dos principais desafios à expansão da matriz energética brasileira. A análise do *curtailment* é fundamental para a formulação de políticas regulatórias e estratégias empresariais que mantenham o delicado equilíbrio entre a segurança operativa do sistema, a atratividade de investimentos em energia limpa e a sustentabilidade de longo prazo do setor elétrico nacional.

## 1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por objetivo geral analisar o fenômeno do *constrained-off*, ou *curtailment*, de fontes renováveis no SIN, com foco nos seus impactos operacionais e financeiros para os agentes de geração. Trata-se de um tópico com crescente relevância prática, mas ainda pouco explorado na academia brasileira, o que confere a este estudo um caráter de contribuição para futuras pesquisas na área.

Como objetivos específicos, busca-se: (i) apresentar metodologias para a mensuração dos volumes de energia restringidos; (ii) discutir os principais desafios operacionais decorrentes do fenômeno; e (iii) apresentar um conjunto de boas práticas e estratégias para a mitigação de seus impactos.

## 1.2 FUNDAMENTAÇÃO

O presente trabalho caracteriza-se como uma pesquisa de natureza exploratória e descritiva, fundamentada em uma abordagem qualitativa. A metodologia adotada buscou integrar a análise de conceitos técnicos da engenharia elétrica com a interpretação da estrutura

regulatória e de mercado do setor, a fim de construir um panorama aprofundado sobre o fenômeno do *curtailment* de fontes renováveis.

Para garantir a robustez e a atualidade da análise, a pesquisa foi fundamentada em um leque diversificado de fontes documentais, que incluem: (i) normativas oficiais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); (ii) dados públicos e relatórios técnicos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iii) estudos de caso de operadores de sistema e agências reguladoras internacionais; e (iv) literatura acadêmica e especializada para embasamento teórico.

A estrutura do trabalho foi organizada de forma lógica e progressiva. Inicialmente, realiza-se uma análise comparativa de casos internacionais para contextualizar o desafio global. Subsequentemente, a pesquisa aprofunda-se nas causas estruturais do *curtailment* no SIN, abordando os gargalos de transmissão e o impacto da geração distribuída. Por fim, a análise foca nos aspectos operacionais e nos desafios práticos que afetam os agentes de geração, culminando nas considerações finais que sintetizam os argumentos desenvolvidos.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

O Brasil está expandindo rapidamente sua capacidade de geração eólica e solar. No entanto, esse crescimento criou um desafio operacional significativo: a redução forçada da produção de energia limpa, fenômeno conhecido como *curtailment* ou *constrained-off*. Este trabalho se justifica pela necessidade de analisar um problema que se tornou crônico e que afeta diretamente a eficiência do setor elétrico nacional.

A principal justificativa é econômica e operacional. O *curtailment* gera perdas financeiras em duas frentes: os geradores perdem receita ao serem impedidos de vender sua energia, enquanto os consumidores pagam mais caro, pois o sistema precisa acionar usinas termelétricas, mais custosas e poluentes, para garantir a estabilidade da rede. Essa ineficiência compromete a rentabilidade dos projetos existentes e desestimula novos investimentos em fontes renováveis.

Do ponto de vista técnico e acadêmico, o tema ainda é pouco explorado de forma estruturada na literatura brasileira, apesar de sua crescente importância prática. Este trabalho busca preencher essa lacuna, oferecendo uma análise sistemática das causas do *curtailment* – dos gargalos de transmissão ao impacto da geração distribuída (MMGD) – e de suas consequências práticas para as empresas de geração.

Portanto, esta pesquisa se justifica por sua aplicabilidade direta. Ela oferece um diagnóstico técnico consolidado sobre um dos principais problemas do setor. Seus resultados são relevantes para agentes de geração que precisam mitigar riscos financeiros, bem como para reguladores e planejadores que necessitam de dados concretos para aprimorar as políticas públicas e o planejamento da expansão do SIN.



## 2. CURTAILMENT NO CENÁRIO INTERNACIONAL

Ainda que o *curtailment* seja um desafio global, suas causas, magnitude e soluções variam drasticamente conforme as características de cada sistema elétrico. Este capítulo mergulha em uma análise comparativa de diversos mercados internacionais, desde a Austrália e China até os sistemas interligados da Europa e dos Estados Unidos, para ilustrar a diversidade de desafios e o portfólio de estratégias de mitigação que estão moldando o futuro das redes elétricas.

### 2.1 ESTUDO DE CASO: AUSTRÁLIA

O Mercado Nacional de Eletricidade da Austrália (NEM), um dos sistemas interconectados mais longos do mundo, atende a maior parte do leste e sudeste do país. Sua rede de transmissão, caracterizada como radial e pouco malhada, foi projetada para conectar grandes geradores centralizados a carvão aos centros de carga, um legado que hoje representa um gargalo para a integração de novas fontes renováveis, frequentemente localizadas em áreas rurais com infraestrutura limitada (AEMO, 2021a; AEMO, 2024a).

O *curtailment* no NEM decorre de três causas principais. A primeira é o congestionamento da rede, que ocorre quando a geração excede a capacidade de transmissão, forçando o Operador do Mercado de Energia Australiano (AEMO) a ordenar reduções. Em 2022, estima-se que o congestionamento tenha restringido 1.700 GWh de geração renovável, 30% a mais que no ano anterior (AEMO, 2023a; AEMO, 2024b). A segunda causa é o *curtailment* econômico, uma consequência da configuração de mercado: em períodos de alta geração renovável e baixa demanda, os preços *spot* podem se tornar negativos, levando geradores a reduzirem voluntariamente sua produção. Em 2023, o NEM registrou preços nulos ou negativos em 17% do tempo (AEMO, 2024a). Por fim, uma causa técnica relevante é a baixa inércia do sistema. Como fontes eólicas e solares são conectadas por inversores e não possuem a inércia rotacional de usinas síncronas, o AEMO impõe restrições em regiões de alta penetração renovável para garantir a estabilidade da frequência da rede até que soluções como condensadores síncronos sejam instaladas (AEMO, 2024c).

A Austrália do Sul é o epicentro desse desafio. Em 2023, o estado atendeu 75% de sua demanda com fontes eólicas e solares (GOVERNO DA AUSTRÁLIA DO SUL, 2024). Contudo, essa alta penetração resultou em taxas de *curtailment* expressivas no quarto trimestre de 2023: 11,9% da geração potencial de usinas solares de grande escala e 6,7% da eólica foram restringidas, valores bem acima da média do NEM (AEMO, 2024b). Adicionalmente, a massiva

geração solar distribuída em telhados chega a tornar a demanda da rede negativa, forçando o AEMO a desligar remotamente alguns desses sistemas para evitar o colapso local (WOOD, 2015; AEMO, 2024a).

Para mitigar o *curtailment*, a Austrália adota uma abordagem coordenada. A frente principal é o investimento em transmissão, guiado pelo Plano de Sistema Integrado (ISP) do AEMO, que prevê projetos multibilionários como o *Project Energy Connect*, uma interligação de 900 km e 800 MW (TRANSGRID, 2025). Outra estratégia é a liderança em armazenamento de energia em larga escala, com projetos como a *Hornsedale Power Reserve* (150 MW / 194 MWh) demonstrando a capacidade das baterias de absorver excedentes e fornecer serviços de estabilização da rede (AEMO, 2018). Por fim, o AEMO está reformando o mercado para criar novos serviços ancilares que remunerem explicitamente a inércia e a força do sistema, incentivando a instalação de tecnologias como condensadores síncronos e inversores *grid-forming* e, assim, reduzindo as restrições sobre as renováveis (AEMO, 2021b; AEMO, 2023b).

Em suma, a experiência australiana demonstra que, embora o *curtailment* seja uma consequência da transição energética, ele pode ser gerenciado por meio do planejamento de longo prazo da rede, de incentivos a tecnologias de flexibilidade e de reformas no design do mercado.

## 2.2 ESTUDO DE CASO: CHINA

A transição energética da China é um processo de superlativos. A busca por segurança energética e liderança na economia de baixo carbono levou o país a instalar uma capacidade solar e eólica sem precedentes. No entanto, essa expansão acelerada e geograficamente concentrada expôs severas limitações no sistema elétrico, tornando o *curtailment* um dos problemas mais críticos para os formuladores de políticas do país na última década.

A principal causa do *curtailment* na China é o profundo descompasso geográfico entre seus recursos energéticos renováveis e seus centros de consumo. Os melhores potenciais eólicos e solares estão nas vastas províncias do norte e oeste, como Xinjiang, Gansu e Mongólia Interior, enquanto mais de 70% da demanda de eletricidade se concentra nas províncias costeiras do leste e do sul, a mais de 2.000 km de distância (NEA, 2017b; NEA, 2025b). Esse desequilíbrio fundamental se manifestou em três grandes desafios. Primeiro, um planejamento descoordenado, onde a construção de usinas renováveis superou em muito o ritmo da expansão da rede, criando "ilhas" de geração com gargalos severos de transmissão (NEA, 2017a; NEA, 2025b). Segundo a rigidez da matriz elétrica no norte, dominada por usinas a carvão de cogeração (CHP) que fornecem aquecimento essencial no inverno e, por isso, não podem

reduzir sua produção para acomodar a geração eólica, que atinge seu pico na mesma estação (NEA, 2024b; NEA, 2025d). Por fim, barreiras interprovinciais levaram operadores de rede a priorizar a geração a carvão local em detrimento da importação de energia renovável mais barata de províncias vizinhas, agravando o problema nas regiões exportadoras (NEA, 2023a; NEA, 2025c).

O problema atingiu seu auge em meados da década de 2010. Em 2016, a taxa média nacional de *curtailment* eólico foi de 17%, mas alcançou níveis alarmantes em províncias como Gansu (43%) e Xinjiang (38%); a solar também sofreu cortes significativos, chegando a 32% em Xinjiang (NEA, 2017a; NEA, 2017b). Em resposta a esse desperdício massivo, a Administração Nacional de Energia (NEA) implementou medidas rigorosas, incluindo "linhas vermelhas" que proibiam novas usinas em províncias com taxas de *curtailment* acima de 5%. A política teve um efeito dramático: em 2023, as taxas médias caíram para cerca de 3% para eólica e 2% para solar. Contudo, devido à imensa base instalada, que ultrapassou 1.000 GW de fontes eólica e solar, o volume absoluto de energia perdida ainda é substancial (NEA, 2023b; Power Technology, 2025).

A estratégia chinesa para mitigar o *curtailment* combinou investimentos maciços em infraestrutura com políticas diretivas. A peça central foi a construção da mais extensa rede de Transmissão de Ultra Alta Tensão (UHV) do mundo, com mais de 35 linhas operando em 2024 para funcionar como "autoestradas de energia" entre o oeste e o leste (STATE GRID CORPORATION OF CHINA, 2024). Em paralelo, o governo implementou programas para a flexibilização das usinas a carvão, exigindo reformas técnicas (*retrofitting*) para que operem como um *backup* mais eficaz (IEA, 2021; NEA, 2025a). Adicionalmente, o país está investindo pesadamente em armazenamento de energia, liderado por usinas hidrelétricas reversíveis (*pumped hydro*) e uma recente expansão de baterias em larga escala (NEA, 2024a). Por fim, reformas graduais de mercado, como a criação de mercados *spot* interprovinciais, buscam otimizar o despacho e incentivar a flexibilidade (NEA, 2025c).

O caso chinês, portanto, ilustra uma abordagem de "força bruta" liderada pelo Estado, na qual o investimento maciço em infraestrutura de transmissão foi a principal alavanca. A experiência do país demonstra a importância crítica do planejamento integrado de geração e transmissão e destaca como a rigidez de uma frota de geração legada pode ser um obstáculo tão significativo quanto as limitações da rede.

## 2.3 ESTUDO DE CASO: ALEMANHA E REINO UNIDO

A Alemanha e o Reino Unido representam a vanguarda da transição energética em grandes economias industrializadas, mas também exemplificam um dos desafios mais caros e complexos da integração renovável na Europa. A política alemã *Energiewende* visa atingir 80% de participação renovável até 2030, impulsionada pela eliminação da energia nuclear e do carvão (BUNDESREGIERUNG, 2020). De forma análoga, o Reino Unido, aproveitando seus vastos recursos eólicos *offshore*, tornou-se uma potência global em energia limpa, sendo a Escócia frequentemente descrita como a "Arábia Saudita do vento".

Contudo, para ambos, essa liderança revelou uma vulnerabilidade estrutural idêntica: a limitação da rede de transmissão de transportar a imensa quantidade de energia gerada no norte para os principais centros de demanda localizados no sul, criando um gargalo crônico que resulta em custos bilionários para os consumidores.

### 2.3.1 A geografia do desequilíbrio estrutural

O cerne do problema em ambos os países é um severo desequilíbrio geográfico entre geração e consumo.

- Na Alemanha, a maior parte da capacidade eólica, tanto *onshore* quanto *offshore*, está concentrada nas planícies e no litoral do norte. Em contrapartida, os principais centros industriais e de consumo, como os estados da Baviera e de Baden-Württemberg, localizam-se no sul. O descomissionamento das usinas nucleares, que em sua maioria se encontravam no sul e forneciam geração de base estável, exacerbou drasticamente essa divisão (Acatech; Leopoldina; Akademienunion, 2021).
- No Reino Unido, a polarização é igualmente extrema. A Escócia, com uma população relativamente pequena, possui os melhores recursos eólicos do continente e é uma grande exportadora líquida de energia. A Inglaterra, por outro lado, abriga a vasta maioria da população e da demanda industrial (National Grid ESO, 2024). O ponto crítico do sistema é a fronteira de transmissão entre a Escócia e a Inglaterra (barreira B6).

Em ambos os casos, em dias de ventos fortes no norte, a geração excede em muito a capacidade de consumo local e de escoamento das linhas, tornando o congestionamento da rede uma ocorrência diária e inevitável.

### 2.3.2 A consequência: custos bilionários com mecanismos de remediação

Para gerenciar esses congestionamentos, os operadores de sistema de ambos os países são forçados a intervenções que, embora tenham nomes diferentes, seguem a mesma lógica de "pagamento duplo": remunerar a energia renovável que não foi produzida no norte e, ao mesmo tempo, pagar por uma geração substituta, geralmente térmica, no sul.

- Na Alemanha, o mecanismo é chamado de *Redispatch*. Os operadores (TSOs) ordenam a redução (*curtailment*) de usinas eólicas ao norte do gargalo e, simultaneamente, ordenam o aumento da geração de usinas (a gás, carvão, etc.) ao sul. As usinas renováveis que sofrem o corte são compensadas em quase 100% da receita perdida (Bundesnetzagentur, 2024). Os custos são muito elevados: em 2023, as medidas de gerenciamento de congestionamento custaram aos consumidores alemães cerca de € 3,1 bilhões. O volume de *curtailment* de fontes renováveis somou 10.479 GWh (Bundesnetzagentur, 2024).
- No Reino Unido, o processo ocorre via *Balancing Mechanism*, resultando nos chamados *constraint payments*. O operador (National Grid ESO) paga às usinas eólicas na Escócia para reduzirem sua geração e, ao mesmo tempo, paga a usinas termelétricas na Inglaterra para aumentarem sua produção. Os custos escalaram de forma vertiginosa: em 2022, os *constraint payments* atingiram a cifra recorde de £ 1,9 bilhão, com um volume de energia eólica cortada de aproximadamente 2,5 TWh (National Grid ESO, 2024; Department for Energy Security and Net Zero, 2025).

Essa escalada de custos, socializados nas tarifas de uso do sistema, tornou-se insustentável e impulsionou uma profunda reavaliação dos modelos de operação e mercado em ambos os países.

### 2.3.3 Soluções e desafios de implementação

A resposta ao desafio do eixo Norte-Sul envolve um portfólio de soluções de longo prazo, com foco em infraestrutura e na busca por sinais de mercado mais eficientes.

1. Expansão da Rede de Transmissão: A solução estrutural primária para ambos é a construção de novas "supervias de eletricidade" em corrente contínua de alta tensão (HVDC). A Alemanha planeja três gigantescos "corredores de energia" (SuedLink, SuedOstLink, A-Nord), enquanto o Reino Unido está investindo em novas linhas submarinas ao longo de sua costa leste. Contudo, esses projetos multibilionários enfrentam anos de atrasos devido à oposição de comunidades locais e complexidades de licenciamento (Bundesnetzagentur, 2025; National Grid ESO, 2024).

2. Otimização e Reforma de Mercado: Em paralelo, buscaram-se reformas. A Alemanha implementou o *Redispatch 2.0*, que amplia o processo para incluir usinas menores, buscando otimizar o gerenciamento com os recursos existentes (Bundesnetzagentur, 2023). O Reino Unido debate uma mudança mais radical através da "Revisão dos Arranjos do Mercado de Eletricidade" (REMA), cuja proposta mais controversa é a adoção de Preços Locacionais Marginais (LMP). O LMP criaria preços de energia diferentes por região, sinalizando de forma mais eficiente as restrições da rede e incentivando a alocação de nova geração e demanda de forma a aliviar os gargalos organicamente (Department for Energy Security and Net Zero, 2025; Ofgem, 2024).
3. Flexibilização e Armazenamento: Ambos os países incentivam fortemente recursos de flexibilidade. Na Alemanha, o foco está na integração setorial, como o uso do excedente de energia para produzir hidrogênio verde (*Power-to-Gas*; Acatech, Dechema 2023). O Reino Unido, por sua vez, possui um dos mercados de armazenamento por baterias que mais cresce no mundo e um interesse renovado em projetos de hidrelétricas reversíveis de longa duração na Escócia (House of Commons Library, 2025; Scottish Government, 2021).

Os casos da Alemanha e do Reino Unido servem como uma advertência sobre os custos exorbitantes que surgem quando a expansão da geração renovável avança muito mais rápido que a da infraestrutura de rede. Eles demonstram que as soluções exigem não apenas investimentos técnicos, mas também consenso político e social, e que a falta de sinais de preço que reflitam as restrições físicas da rede pode levar a distorções econômicas insustentáveis.

#### 2.4 ESTUDO DE CASO: PENÍNSULA IBÉRICA (ESPANHA E PORTUGAL)

A Península Ibérica funciona, em grande medida, como uma "ilha energética" na Europa, dada a sua limitada capacidade de interconexão com a França através dos Pireneus. Esta restrição geográfica dificulta a exportação do vasto potencial renovável da região e isola a península da estabilidade da malha central europeia. Dentro desta ilha, Espanha e Portugal, embora integrados no mercado MIBEL, apresentam realidades distintas: a Espanha enfrenta um severo problema de *curtailment* solar, enquanto Portugal lida com desafios sistêmicos de segurança de abastecimento que expõem a sua dependência externa.

A Espanha posicionou-se como uma superpotência solar, com a ambiciosa meta de alcançar 76 GW de capacidade fotovoltaica até 2030, segundo o seu Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNIEC). A expansão foi vertiginosa, com mais de 14 GW adicionados apenas entre 2022 e 2023 (MITECO, 2023). No entanto, este crescimento solar concentrado

gerou o paradoxo da abundância: a massiva injeção de energia ao meio-dia criou uma versão extrema da "Curva de Pato", deprimindo a procura líquida e exigindo rampas de geração extremamente íngremes ao anoitecer (REE, 2024). Quando a geração excede a procura e a capacidade de exportação, o operador do sistema (REE) impõe "restrições técnicas em tempo real". Em 2023, o volume de energia renovável cortada atingiu 1,1 TWh, um aumento de 58,7% em relação ao ano anterior, com cortes instantâneos chegando a 30% da capacidade disponível (REE, 2023).

O impacto deste cenário é severamente econômico, operando o mercado ibérico (MIBEL) sob um modelo marginalista. Como a energia solar tem custo marginal nulo, a sua produção massiva provoca o "canibalismo de preços", expulsando centrais mais caras e colapsando os valores de mercado. Em 2023, o mercado espanhol registrou 1.160 horas com preços abaixo de €10/MWh, sendo que em mais de 200 delas o preço foi nulo ou negativo (OMIE, 2024). Esta dinâmica corrói a receita dos geradores nos períodos de pico de produção e ameaça a viabilidade de investimentos sem contratos de longo prazo.

Em contraste, a situação de Portugal revela uma complexidade diferente. Embora o país tenha conseguido gerir a transição com certo equilíbrio graças ao seu robusto sistema de centrais hidroelétricas com bombagem — que funcionam como uma "bateria gigante" para absorver excedentes —, esta flexibilidade mascara uma vulnerabilidade sistêmica. Ao contrário da França, que possui uma base de geração estável (nuclear), a rede portuguesa carece de inércia própria suficiente em momentos críticos. Isso torna o país estruturalmente dependente da interconexão com a Espanha e, indiretamente, com a França, para garantir a estabilidade de frequência e a segurança do abastecimento (*security of supply*). Em períodos de seca ou baixa produção renovável, a "bateria hídrica" torna-se insuficiente, obrigando Portugal a importar energia para manter a estabilidade da rede, evidenciando que a sua autonomia é limitada pela falta de conexões robustas com o resto da Europa (REN, 2025; REN, 2023).

A solução de longo prazo para os problemas desta "ilha energética" — tanto o excesso espanhol quanto a insegurança sistêmica portuguesa — passa por uma abordagem tripla focada em quebrar o isolamento. Primeiramente, é crucial reforçar a interconexão, destacando-se o projeto do cabo submarino através do Golfo da Biscaia, que visa duplicar a capacidade com a França para 5.000 MW até 2028 (INELFE, 2025); para Portugal, esta conexão é vital não apenas para o comércio, mas para garantir a estabilidade física da rede. Paralelamente, o plano regional envolve investir massivamente em armazenamento, com a Espanha planejando 20 GW até 2030 (MITECO, 2021), e desenvolver o hidrogênio verde, aproveitando o excedente solar para criar

vetores energéticos que reduzam a dependência externa e ofereçam segurança em momentos de falha de geração elétrica (MITECO, 2020).

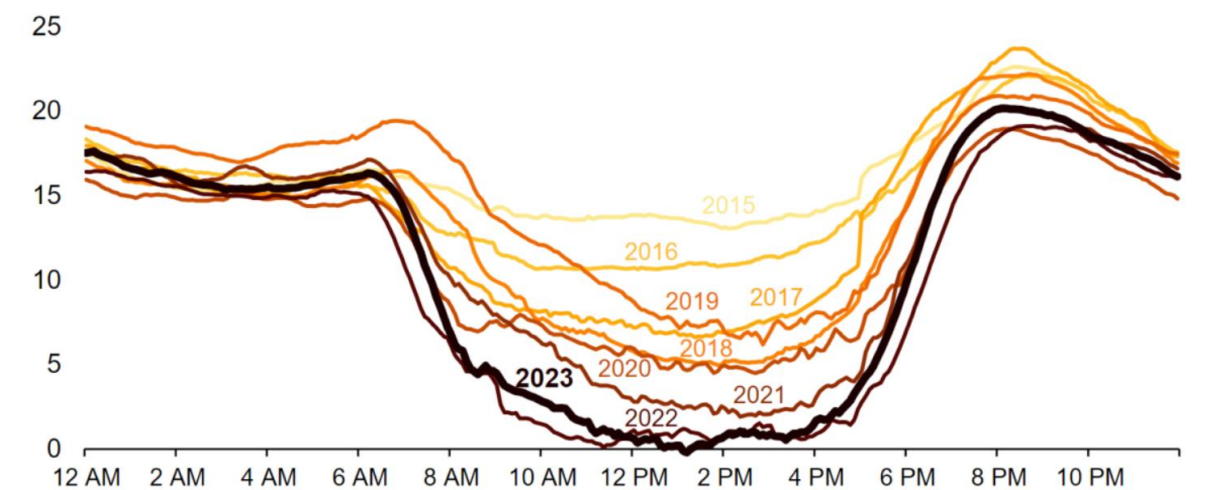
## 2.5 ESTUDO DE CASO: ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos representam o mais complexo e fragmentado estudo de caso sobre a transição energética. O país é governado por uma colcha de retalhos de políticas estaduais e federais, e seu sistema elétrico divide-se em três grandes interconexões – a Oriental, a Ocidental e a do Texas (ERCOT) – que operam de forma quase independente. Dentro delas, diversos mercados regionais, geridos por Operadores de Sistema Independentes (ISOs) ou Organizações Regionais de Transmissão (RTOs), enfrentam desafios de *curtailment* com causas, escalas e soluções muito distintas. Esta estrutura descentralizada torna impossível definir uma estratégia única, exigindo uma análise regional para capturar a real dimensão do fenômeno.

O Operador do Sistema Independente da Califórnia (CAISO) gere a rede do estado mais populoso e economicamente poderoso do país, que também adotou algumas das políticas de descarbonização mais agressivas do mundo. Como pioneira na expansão solar em larga escala, a Califórnia tornou-se o exemplo clássico dos desafios operacionais da integração renovável. O principal motor do *curtailment* é a superabundância de geração solar, que criou a famosa "Curva de Pato" (*Duck Curve*): a produção fotovoltaica massiva ao meio-dia deprime a procura líquida a níveis historicamente baixos, para depois criar uma rampa de subida extremamente íngreme ao entardecer (CAISO, 2024). Quando a produção excede a procura interna e a capacidade de exportação, o CAISO é forçado a ordenar cortes, que em 2022 totalizaram 2,44 TWh de energia (CAISO, 2022).

Em resposta direta a este desafio, a Califórnia tornou-se líder global em armazenamento de energia por baterias, ultrapassando 6.600 MW de capacidade no início de 2024 (NREL, 2024). Estes sistemas, impulsionados por mandatos estatais, atuam como uma esponja, absorvendo a energia barata do meio-dia e descarregando-a durante o pico de procura noturno, "achatando" a Curva de Pato. Complementarmente, a expansão do Western Energy Imbalance Market (WEIM) para outros estados do oeste criou um mercado regional mais amplo que facilita a exportação do excedente solar californiano, diversificando as soluções para além das fronteiras estaduais (CAISO, 2025; WEIM, 2024).

Figura 1 – Evolução da carga ou “Curva de Pato” na Califórnia



Fonte – U.S. Energy Information Administration (2023)<sup>1</sup>

O Texas, operado pelo Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), é um caso singular por funcionar como uma "ilha energética", com interconexões limitadas com o resto do país. Esta autonomia confere-lhe um controlo operacional único, mas também significa que tem de resolver os seus próprios problemas de equilíbrio da rede internamente. Líder nacional em geração eólica e com um crescimento solar acelerado, o estado enfrenta severos congestionamentos de transmissão, pois os seus vastos recursos renováveis no oeste estão a centenas de quilómetros dos grandes centros de consumo no leste. Apesar de investimentos passados, como o projeto CREZ, o crescimento da geração superou a capacidade da rede, resultando em um *curtailment* estimado de 2,1 TWh de energia eólica e 1,3 TWh de solar em 2023 (FERC, 2025).

A resposta do Texas tem sido fundamentalmente impulsionada pelo mercado. O ERCOT utiliza Preços Locacionais Marginais (LMP), que em áreas congestionadas podem tornar-se muito baixos ou negativos, criando uma forte sinalização económica para a saturação da rede. Este ambiente de preços voláteis impulsionou um rápido crescimento no armazenamento por baterias para fins de arbitragem — comprar energia quando é barata e vendê-la quando os preços sobem. Como resultado, o Texas atingiu 8,1 GW de capacidade de baterias em 2024, com mais 7 GW previstos até ao final de 2025, ilustrando uma abordagem de transição energética orientada pelo mercado, em contraste com o modelo californiano baseado em mandatos (EIA, 2025a; EIA, 2025b; EIA, 2024).

O Southwest Power Pool (SPP) gere a rede numa vasta e esparsamente povoada área no centro dos EUA, o "cinturão do vento", que possui os melhores recursos eólicos *onshore* do

<sup>1</sup> Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880> Acesso em: 15 nov. 2025.

continente. O SPP atinge frequentemente os maiores índices de penetração de energia eólica do mundo, chegando a atender mais de 80% da sua procura com esta fonte em determinados momentos (DOE, 2023d). O problema fundamental do SPP é a escala: a imensa quantidade de geração eólica disponível muitas vezes supera não só a procura local, mas a capacidade de toda a região, tornando o *curtailment* por congestionamento um evento rotineiro. Em 2022, o SPP cortou 5,8 TWh de energia eólica, o maior volume entre todos os operadores dos EUA, representando cerca de 5,4% da sua geração eólica potencial (Rand, 2023).

A solução primária e mais crítica para a região é a construção de novas linhas de transmissão interestaduais de alta capacidade. No entanto, este processo é notoriamente lento e complexo nos EUA devido à necessidade de aprovação de múltiplos estados, disputas sobre a alocação de custos e a oposição local (FERC, 2024). Embora o SPP tenha aprimorado os seus mercados para permitir que a energia eólica participe de forma mais eficaz, a solução fundamental para o seu desafio de escala continua a ser a expansão da infraestrutura de rede, um obstáculo que transcende a otimização de mercado e exige uma coordenação política de longo prazo (DOE, 2023a).

Dois fatores transversais, no entanto, impactam todo o país, criando desafios sistémicos. O primeiro é o *Inflation Reduction Act* (IRA), a lei climática aprovada em 2022 que oferece subsídios massivos para a implantação de energia limpa. Embora esteja acelerando a transição a um ritmo sem precedentes, corre o risco de agravar o *curtailment*, pois a construção de nova geração avança muito mais rápido do que a modernização da rede (NREL, 2022). O segundo fator, e talvez o maior obstáculo, são as filas de interconexão (*interconnection queues*). No final de 2023, mais de 2.000 GW de projetos de geração e armazenamento aguardavam em filas para estudos de impacto na rede, um processo que pode levar mais de cinco anos. Esta barreira burocrática está bloqueando a transição e é uma causa raiz do congestionamento futuro (DOE, 2023b; Rand, 2023).

Em resumo, a experiência dos EUA demonstra que não há uma solução única para o *curtailment*. A Califórnia aposta em mandatos e tecnologia de armazenamento; o Texas confia nos sinais de preço do mercado; e o "Cinturão do Vento" depende de um planeamento de transmissão de longo prazo. Independentemente da abordagem, a corrida entre a rápida implantação da geração e a lenta expansão da rede permanece como o desafio central. A falha em planejar a infraestrutura de forma proativa resulta em enormes filas de projetos e no desperdício de energia limpa (DOE, 2023c).

## 2.6 ESTUDO DE CASO: CHILE

O Chile é um caso de estudo sobre como uma geografia singular, combinada com recursos renováveis de classe mundial, pode criar desafios de *curtailment* de magnitude desproporcional. A estrutura do país, uma faixa de terra longa e estreita, e a sua rede de transmissão longitudinal são postas à prova pelo Deserto do Atacama, no norte, que possui a maior irradiação solar do planeta. Esta dotação natural impulsionou um boom de investimentos em energia solar, mas também expôs um desafio fundamental: a esmagadora maioria da nova capacidade de geração está localizada a mais de 1.500 km do principal centro de consumo do país, a Região Metropolitana de Santiago.

Essa separação geográfica criou um gargalo de transmissão crônico, levando a um fenômeno conhecido localmente como *vertimiento* (*curtailment*). Em 2023, o sistema elétrico chileno registou um *curtailment* total de 2,4 TWh, um aumento de 54% em relação a 2022, sendo a energia solar no norte a principal afetada (CEN, 2024). A situação é tão crítica que, durante as horas de pico solar, o corte pode chegar a 40% da produção fotovoltaica total. Este excesso de oferta provoca um "desacoplamento de preços": no norte, o custo marginal da eletricidade cai para zero por longos períodos, enquanto no centro, privado desta energia barata, os preços permanecem elevados (CEN, 2025). Tal como em Espanha, cria-se um paradoxo económico em que o melhor recurso solar do mundo não se traduz em receita para os geradores, ameaçando a viabilidade de novos investimentos.

A resposta do Chile ao seu desafio estrutural está focada em três pilares estratégicos:

- **Expansão da Transmissão:** A principal aposta é o projeto Kimal-Lo Aguirre, uma "superestrada elétrica" de 1.500 km em corrente contínua (HVDC) que visa duplicar a capacidade de transferência de energia do norte para o centro. É o projeto de infraestrutura mais importante da história do setor elétrico chileno, embora a sua entrada em operação esteja prevista apenas para o final da década (Ministerio de Energía de Chile, 2013).
- **Incentivo ao Armazenamento:** O governo aprovou legislação pioneira e está a realizar leilões específicos para sistemas de armazenamento em larga escala, como baterias, para absorver o excedente solar durante o dia e injetá-lo na rede à noite, otimizando o uso da infraestrutura existente (Comisión Nacional de Energía, 2025).
- **Desenvolvimento do Hidrogênio Verde:** A longo prazo, a solução mais transformadora é usar o excedente de energia solar barata para produzir hidrogênio verde e seus derivados para exportação. Esta estratégia visa transformar o problema do *curtailment*

na base de uma nova indústria, criando procura local para a energia que hoje é desperdiçada (Comisión Nacional de Energía, 2024).

O caso chileno é um exemplo extremo de como a geografia pode definir os desafios da transição energética, ensinando que recursos renováveis de classe mundial são inúteis sem uma rede robusta para os transportar e ilustrando como o *curtailment* pode ser o catalisador para soluções inovadoras e transformadoras.

## 2.7 ANÁLISE COMPARATIVA E LIÇÕES DOS CASOS INTERNACIONAIS

A análise dos diversos sistemas elétricos ao redor do mundo revela uma verdade fundamental: o *curtailment* de fontes renováveis não é um problema monolítico, mas sim um sintoma de diferentes tensões que surgem quando a velocidade da transição energética colide com a inércia de sistemas legados. Embora o fenômeno seja global, as suas causas, magnitude e as soluções adotadas variam drasticamente, refletindo a geografia, o *mix* de geração, a estrutura de mercado e a maturidade política de cada nação. A partir dos estudos de caso, é possível classificar os desafios que levam ao *curtailment* em três categorias principais, que frequentemente se sobrepõem e se retroalimentam.

A primeira e mais fundamental categoria é a dos desafios estruturais e geográficos, que nascem da loteria da localização dos recursos. Quase invariavelmente, os melhores potenciais eólicos e solares estão longe dos grandes centros de consumo, criando gargalos de transmissão crônicos. Esta realidade manifesta-se de forma clara no eixo norte-sul da Alemanha e do Reino Unido, onde a energia eólica do Mar do Norte enfrenta dificuldades para chegar aos centros industriais do sul; no eixo oeste-leste da China e de regiões dos EUA como o Texas e o SPP; e de forma extrema no Chile, onde a energia do Deserto do Atacama tem de percorrer 1.500 km para chegar a Santiago. O problema é exacerbado em sistemas que funcionam como "ilhas energéticas", como a Península Ibérica, isolada pelos Pireneus, a Austrália, pela sua geografia, e o Texas (ERCOT), por opção político-operacional, onde a incapacidade de exportar aprisiona o excedente de geração.

No nível operacional e de sistema, o desafio desloca-se da geografia para a gestão em tempo real da rede. Em muitos sistemas, a inflexibilidade da geração legada é um obstáculo crítico, como demonstram as centrais a carvão de cogeração no norte da China, que, por terem de fornecer aquecimento no inverno, não conseguem reduzir a sua produção para acomodar a geração eólica. Noutros, o próprio sucesso de uma tecnologia cria um paradoxo: a massiva penetração solar na Califórnia e em Espanha gera um excesso de oferta ao meio-dia, resultando na famosa "Curva de Pato", que deprime a procura e exige rampas de geração íngremes e

complexas ao entardecer. Finalmente, em sistemas com poucos geradores síncronos, como na Austrália do Sul, surge um desafio técnico mais profundo: a baixa força do sistema e inércia, que exige restrições para garantir a estabilidade da frequência e da tensão na rede.

Finalmente, a camada de mercado e regulação revela como as "regras do jogo" podem agravar ou mitigar o problema. Em Espanha e no Chile, o excesso de oferta de energia a custo marginal nulo provoca o "canibalismo" de preços, fenômeno em que os preços de mercado caem para zero ou valores negativos precisamente quando as centrais solares mais produzem, destruindo a sua rentabilidade. Na Alemanha e no Reino Unido, o modelo de mercado resulta em custos de remediação bilionários (via *Redispatch* e *constraint payments*), socializando o preço do congestionamento entre todos os consumidores. Contudo, o desafio regulatório mais universal é talvez o planejamento descoordenado. A primeira fase da expansão renovável na China e a atual crise das "filas de interconexão" nos EUA — um congestionamento burocrático com milhares de gigawatts à espera de ligação — são exemplos notórios de como a construção de nova geração avança a um ritmo muito superior ao do licenciamento e da construção da infraestrutura de transmissão, criando um bloqueio sistêmico à transição.

A análise comparativa deixa claro que não existe uma solução única e definitiva para o *curtailment*. As soluções são tão diversas quanto as causas: a Califórnia aposta em mandatos estatais e tecnologia de armazenamento; o Texas confia nos sinais de preço do mercado para incentivar a flexibilidade; a China e o Chile apostam em projetos de transmissão massivos liderados pelo Estado. Independentemente da abordagem, a lição central é a mesma: a transição energética é, em última análise, uma corrida entre a rápida implantação da geração renovável e a lenta, cara e complexa expansão da rede. A falha em planejar esta infraestrutura de forma proativa e integrada resulta inevitavelmente no desperdício de energia limpa e na imposição de custos que poderiam ser evitados.

### **2.7.1 O portfólio de soluções e a transição para o cenário brasileiro**

A resposta eficaz para o *curtailment* é um portfólio de soluções adaptado aos desafios específicos de cada sistema. As principais alavancas de mitigação observadas foram: a expansão da infraestrutura de rede (a solução estrutural, porém lenta e cara); o desenvolvimento de ativos de flexibilidade, notadamente o armazenamento por baterias e hidrelétricas reversíveis (a solução tecnológica chave; EPE 2019a); e as reformas do design de mercado para remunerar a flexibilidade e sinalizar eficientemente as necessidades do sistema.

As lições aprendidas neste capítulo fornecem um arcabouço analítico robusto para examinar o caso brasileiro. Questões fundamentais emergem desta análise comparativa:

- Até que ponto o desafio de escoamento da geração eólica e solar do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste no Brasil espelha os gargalos Norte-Sul observados na Europa?
- O sistema brasileiro, com sua forte base hidrelétrica com reservatórios, possui uma flexibilidade inerente comparável à de Portugal, que o protege dos piores efeitos do *curtailment* observados na Espanha? Ou essa capacidade está se esgotando?
- O modelo de mercado brasileiro, com preços horários e forte dependência de contratos de longo prazo, está preparado para lidar com a volatilidade de preços intradiária e o risco de "canibalismo" que afeta os mercados *spot* europeus e norte-americanos?

### 3. O DESAFIO DO *CURTAILMENT* NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Brasil, um líder global em energia renovável, enfrenta um desafio crescente e paradoxal: o desperdício de energia limpa. O fenômeno, conhecido como *curtailment*, refere-se à redução deliberada da geração de fontes eólicas e solares devido a limitações estruturais no sistema elétrico. Este texto investiga as causas profundas desse problema, abordando desde os gargalos na rede de transmissão, que separam os centros de geração no Nordeste das áreas de consumo no Sudeste, até o impacto da expansão acelerada da MMGD. Com base em dados oficiais, a análise a seguir apresenta detalhes de um dos principais entraves para a transição energética brasileira, revelando como a abundância de recursos renováveis, quando não acompanhada de planejamento e infraestrutura adequados, pode se transformar em um desafio técnico e econômico.

#### 3.1 O PARADOXO DA ABUNDÂNCIA RENOVÁVEL NO BRASIL

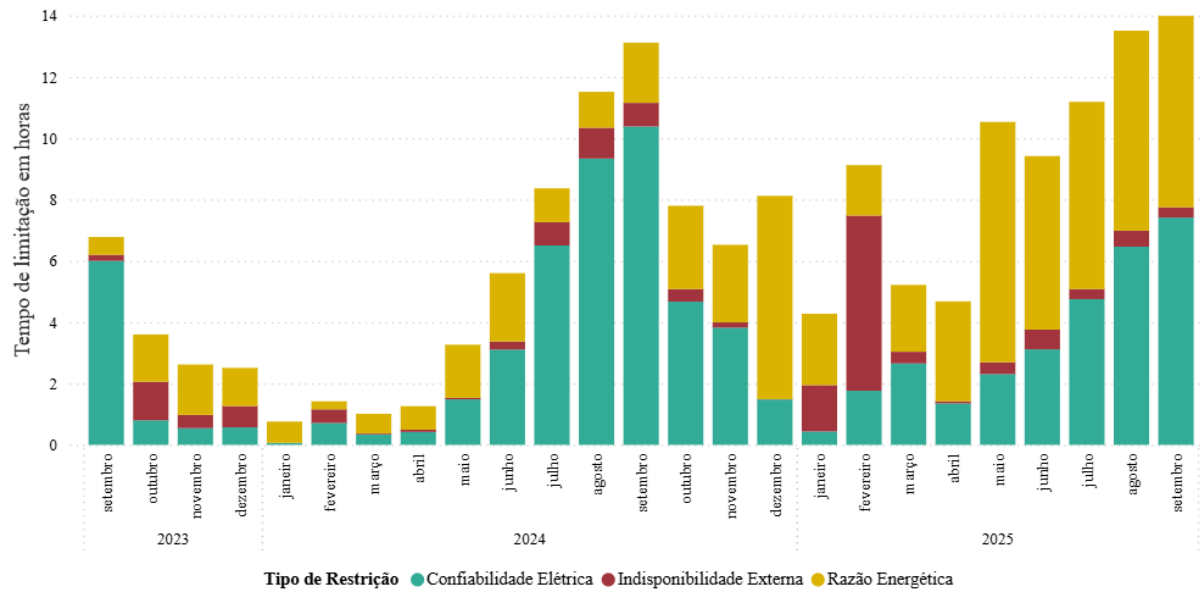
A análise dos desafios de integração renovável em cenários internacionais, detalhada no capítulo anterior, estabelece um pano de fundo crucial para a investigação do caso brasileiro. Por décadas, o Brasil se destacou no cenário energético global por uma característica singular: um sistema elétrico de dimensões continentais com uma base predominantemente hidrelétrica. A vasta frota de usinas hidrelétricas, em especial aquelas dotadas de grandes reservatórios, funcionou como a espinha dorsal do SIN, provendo não apenas energia limpa, mas também uma flexibilidade operacional inestimável para a gestão da segurança e da economicidade do sistema (TOLMASQUIM, 2016).

No entanto, o paradigma que garantiu a estabilidade e a sustentabilidade do setor elétrico por tanto tempo está sendo fundamentalmente desafiado. A combinação de restrições ambientais para a construção de novas hidrelétricas com grandes reservatórios e uma política energética agressiva de incentivo a fontes alternativas culminou em uma transformação veloz e concentrada da matriz de geração. A nação que se orgulhava de sua capacidade de armazenamento hídrico agora se depara com um volume crescente de energia que não consegue nem consumir, nem armazenar, nem transportar. Este é o paradoxo da abundância renovável no Brasil: o país gera uma quantidade recorde de energia limpa que, por limitações estruturais, é cada vez mais obrigada a ser desperdiçada.

Este capítulo se dedica a explorar detalhes deste fenômeno. A análise, fundamentada nos dados abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), demonstra que o *curtailment*, antes um evento raro, tornou-se um desafio crônico. O crescimento exponencial da geração

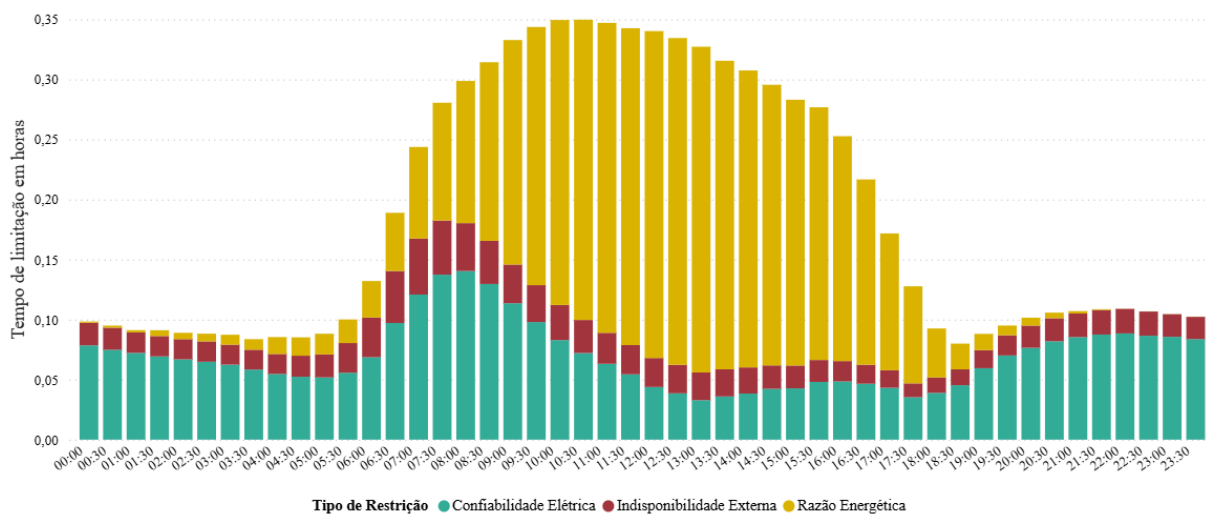
eólica, concentrada na Região Nordeste devido aos seus recursos de classe mundial, tem consistentemente superado a capacidade de escoamento da malha de transmissão para os grandes centros de carga do Sudeste e Centro-Oeste. As evoluções mensais deste desperdício, assim como o seu padrão de ocorrência, podem ser visualizadas nos gráficos a seguir.

Gráfico 1 – Média de horas por dia de limitação sobre usinas eólicas no Brasil



Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do ONS.<sup>2</sup>

Gráfico 2 - Perfil médio horário de limitações sobre usinas eólicas, demonstrando os períodos do dia com maior incidência de restrições

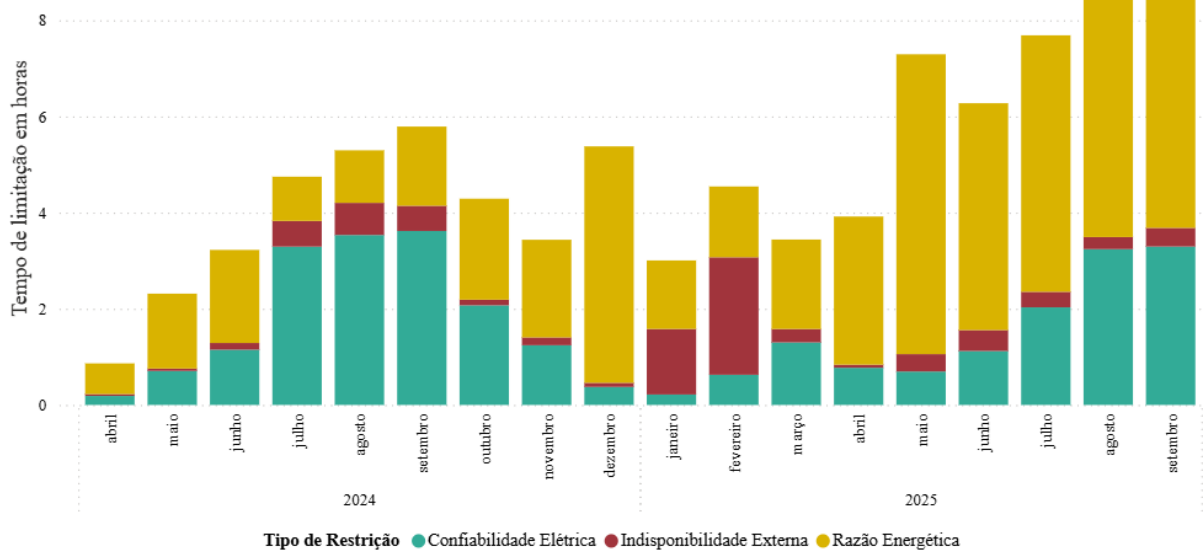


Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do ONS.<sup>1</sup>

<sup>2</sup> Disponível em: <https://dados.ons.org.br/>. Acesso em: 1 out. 2025.

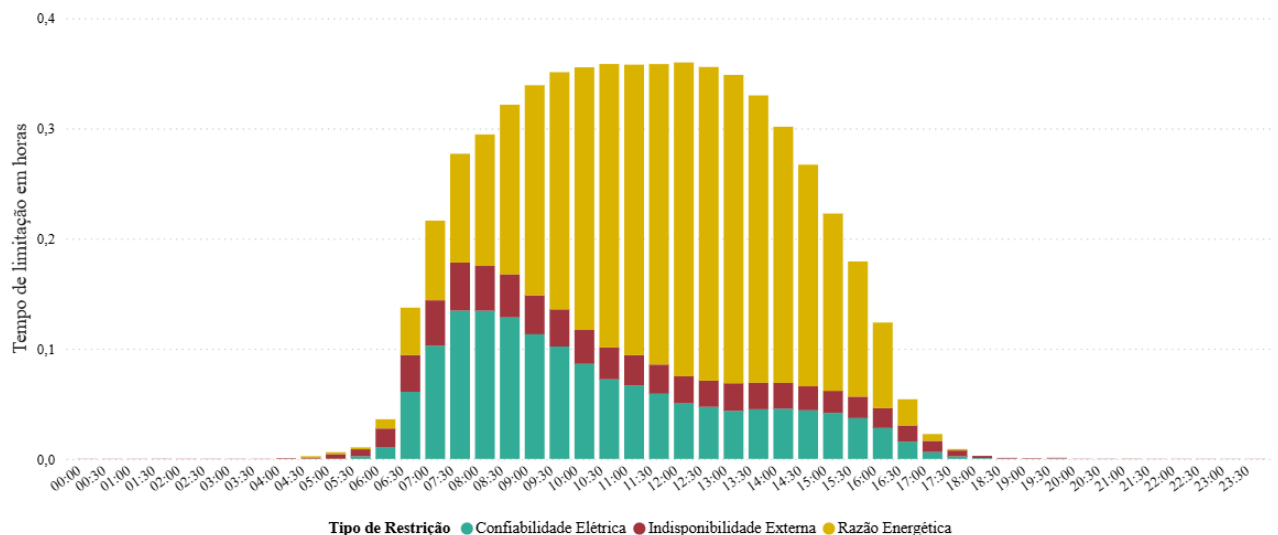
De forma análoga, a fonte solar fotovoltaica, embora com uma inserção mais recente, apresenta um crescimento ainda mais acentuado e um desafio igualmente crítico. Seu perfil de geração, concentrado em um curto período de horas no meio do dia, cria rampas operacionais extremamente íngremes e já resulta em *curtailment* significativo, conforme demonstram os dados disponíveis.

Gráfico 3 - Média de horas por dia de limitação sobre usinas fotovoltaicas no Brasil



Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do ONS.<sup>1</sup>

Gráfico 4 - Perfil médio horário de limitações sobre usinas fotovoltaicas, demonstrando os períodos do dia com maior incidência de restrições

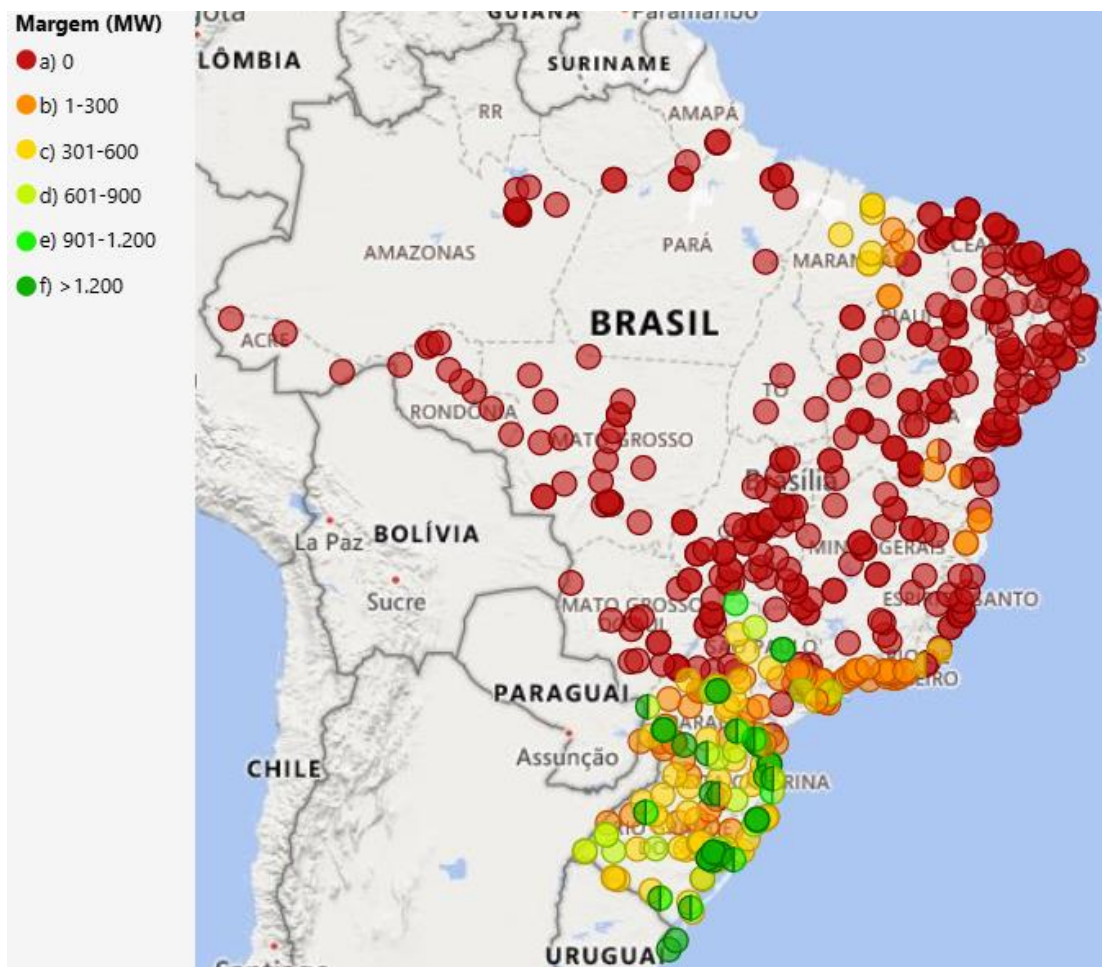


Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do ONS.<sup>1</sup>

Para os agentes geradores, este cenário representa um risco financeiro substancial. É crucial destacar que, segundo a regulamentação vigente, o ressarcimento financeiro pela energia não injetada ocorre apenas em situações específicas de indisponibilidades externas à usina, como a falha pontual de um equipamento da rede de transmissão. O *curtailment* decorrente de restrições sistêmicas, como o congestionamento da rede por excesso de oferta, via de regra, não é compensado, impondo o prejuízo diretamente ao gerador (ANEEL, 2021b).

Para compreender plenamente a natureza deste desafio, é essencial visualizá-lo geograficamente. O problema do *curtailment* no Brasil é, em sua essência, um problema de distância e de infraestrutura, conforme ilustra a imagem a seguir:

Figura 2 – Representação das subestações do Sistema Interligado Nacional e suas respectivas margens para escoamento adicional de energia



Fonte - ONS (2025).<sup>3</sup>

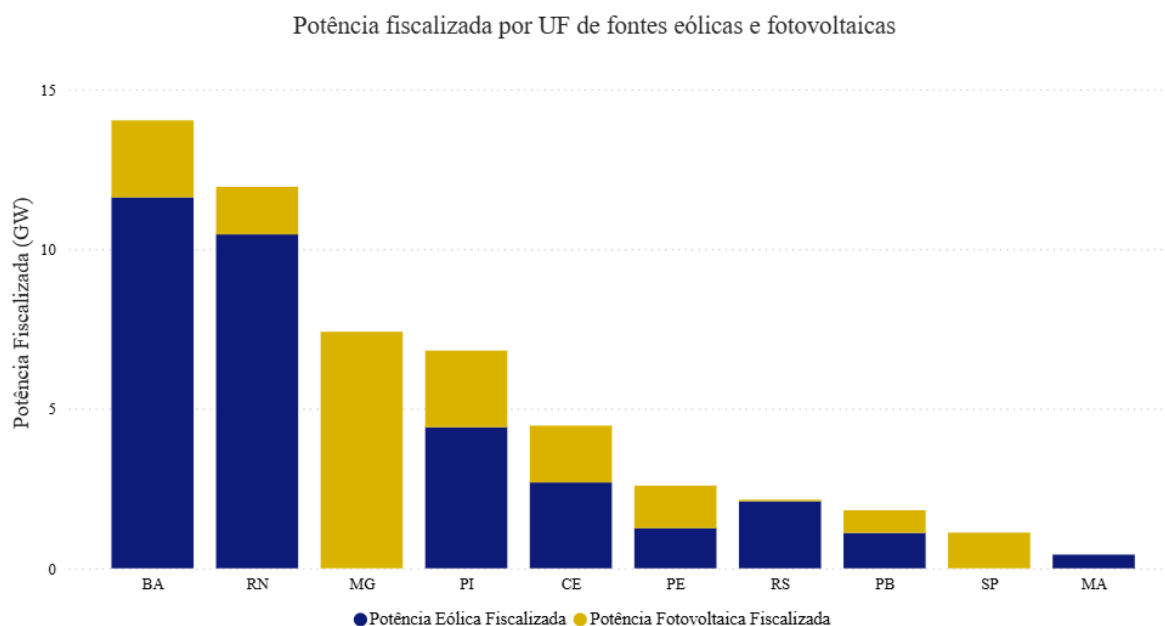
3

Disponível

em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibjlxMmQxMmYtNDlhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNlIiwidCI6IjNhZGVlNWZjLTkzM2UtNDkxMS1hZTFiLTljMmZlN2I4NDQ0OCIsImMiOiJ9>. Acesso em: 1 out. 2025.

Gráfico 5 – Estados brasileiros com maior potência fiscalizada de fontes eólicas e fotovoltaicas



Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do SIGA/ANEEL.<sup>4</sup>

Com base neste diagnóstico inicial, as próximas seções deste capítulo investigarão as causas e consequências do *curtailment* de forma estruturada. Serão abordados o crescente impacto da MMGD na sobregeração local; os aspectos geográficos e os gargalos de transmissão que separam os centros de geração e carga; a complexa questão sobre a alocação dos custos associados a este desperdício de energia; a análise da capacidade remanescente dos recursos hídricos como ferramenta de mitigação; e, por fim, um debate sobre o portfólio de possíveis soluções para o sistema elétrico brasileiro.

### 3.2 A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: O DILEMA DO SUCESSO SUBSIDIADO

A MMGD foi introduzida no Brasil com objetivos meritórios: democratizar o acesso à geração de energia, reduzir perdas em transmissão e distribuição e fomentar uma nova cadeia industrial de tecnologia limpa. Impulsionada por um modelo regulatório altamente benéfico e pela queda acentuada nos custos dos painéis fotovoltaicos, a MMGD, predominantemente solar, explodiu em popularidade, superando todas as projeções iniciais. Ao final do primeiro semestre de 2025, o Brasil ultrapassou a marca de 40 GW de capacidade instalada em MMGD, um

4

Disponível

em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNGE3NjVmYjAtNDZkZC00MDY4LTliNTItMTVhZTU4NWYzYzFmIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 1 out. 2025.

volume que supera o dobro da potência instalada da usina de Itaipu e representa uma parcela substancial da matriz elétrica nacional (ONS, 2025b).

Contudo, o sucesso avassalador desta modalidade trouxe à tona um dilema. A tecnologia, hoje plenamente madura e economicamente competitiva, continua a operar sob um arcabouço com características de subsídio, concebido para uma fase incipiente de desenvolvimento. Argumenta-se, neste contexto, que a manutenção desses benefícios não apenas é desnecessária, mas também se tornou uma fonte de profundas distorções técnicas e econômicas, criando desafios operacionais, onerando os demais consumidores e, crucialmente, tornando-se uma das causas diretas do *curtailment* de grandes usinas renováveis.

Do ponto de vista do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a MMGD representa um desafio operacional de primeira ordem. Por ser composta por milhões de sistemas individuais conectados à rede de distribuição de baixa e média tensão, a sua geração não é visível nem despachável pelo operador central. Para o ONS, essa vasta e crescente capacidade instalada não se manifesta como geração, mas sim como uma redução da carga (uma "carga negativa") a ser atendida pelo sistema.

Essa característica torna o planejamento da operação diária exponencialmente mais complexo. A previsibilidade da demanda, um pilar para a segurança do sistema, torna-se mais difícil, pois a carga líquida vista pelo ONS passa a depender não apenas do consumo, mas também das condições meteorológicas locais em milhões de pontos de geração dispersos (ONS, 2023). Essa geração "invisível" e incontrolável reduz a capacidade do operador de gerenciar o sistema de forma otimizada e segura, obrigando-o a manter uma reserva de usinas flexíveis (muitas vezes termelétricas, mais caras e poluentes) para compensar a variabilidade e a imprevisibilidade introduzida pela MMGD.

Adicionalmente, a operação enfrenta um risco técnico latente: a ausência de modelos matemáticos e computacionais bem definidos para a MMGD. Diferentemente dos grandes geradores síncronos, cujo comportamento físico é mapeado com precisão, não se sabe como a vasta massa de inversores distribuídos reagirá dinamicamente em casos de distúrbios sistêmicos, como curtos-circuitos ou oscilações bruscas de frequência e tensão. Diante dessa incerteza sobre o comportamento da carga líquida em situações de contingência, o ONS é forçado a adotar premissas operativas e margens de segurança excessivamente conservadoras, o que reduz a eficiência global do despacho.

A principal externalidade negativa da MMGD é sua contribuição direta para o *curtailment* das grandes usinas eólicas e solares. O perfil de geração da MMGD, quase que

integralmente solar, é coincidente com o das grandes usinas fotovoltaicas centralizadas: uma produção massiva concentrada nas horas de pico de irradiação solar, no meio do dia.

Esse fenômeno dá origem à "Curva de Pato" no Brasil. A injeção massiva de energia da MMGD durante o dia deprime drasticamente a demanda que precisa ser atendida pela geração centralizada. O resultado é um excesso de oferta de eletricidade no sistema, pois as grandes usinas eólicas (que podem estar ventando forte no mesmo período) e as grandes usinas solares (que também estão em seu pico de produção) não encontram mais demanda para sua energia. Para manter a frequência e a estabilidade da rede, a única opção do ONS é ordenar o corte da geração, ou seja, o *curtailment* dessas grandes usinas (ONS, 2023).

Neste cenário de excesso de oferta, cria-se uma profunda e injusta assimetria de riscos e prejuízos.

- O Gerador Centralizado: Quando uma grande usina eólica ou solar é forçada a sofrer *curtailment*, ela deixa de injetar energia na rede e, conseqüentemente, perde 100% da receita que obteria com aquela energia. O prejuízo financeiro é direto, imediato e inteiramente arcado pelo gerador.
- O Prossumidor da MMGD: O proprietário de um sistema de MMGD, por outro lado, está completamente imune a este cenário. Sob o arcabouço do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), mesmo após as alterações da Lei 14.300/2022, o prossumidor não é exposto aos preços do mercado de atacado, que estariam no piso ou próximos do piso durante os eventos de sobregeração. Pelo contrário, a energia que ele injeta na rede é creditada em sua conta de luz com base na tarifa de varejo, que é muito mais alta e não reflete as condições de oferta e demanda do sistema em tempo real.

Em suma, o modelo atual permite que a MMGD contribua diretamente para a criação de um problema sistêmico (a sobregeração) e, ao mesmo tempo, a isola completamente de suas conseqüências financeiras. O prejuízo é arcado seletivamente pelos grandes geradores renováveis, enquanto os custos indiretos para manter a estabilidade da rede são socializados entre todos os consumidores de energia, incluindo aqueles que não possuem geração própria (CASTRO et al., 2025). Este quadro distorcido levanta sérios questionamentos sobre a equidade e a eficiência do modelo de incentivos, sugerindo a necessidade de uma reforma que integre a MMGD de forma mais isonômica aos custos e responsabilidades da operação do SIN.

Uma das abordagens mais avançadas para essa integração, já em discussão em mercados internacionais, é o *curtailment* comercial (ou econômico). Em contraste com o *curtailment* físico – que implicaria um complexo controle direto e remoto sobre milhões de inversores –, a abordagem comercial utiliza sinais de preço (*price signals*) para modular a geração. Sob este

modelo, durante os períodos de excesso de oferta na rede, o valor econômico do crédito concedido pela energia injetada pela MMDG é drasticamente reduzido, podendo chegar a zero ou até ser negativo. Essa medida não força o desligamento, mas cria um forte incentivo financeiro para que o prosumidor priorize o autoconsumo da energia gerada ou realize seu armazenamento em baterias, em vez de exportá-la para um sistema já congestionado. Desta forma, o *curtailment* comercial promove uma integração mais justa e eficiente da geração distribuída, alinhando os interesses individuais dos prosumidores com as necessidades operativas coletivas do sistema elétrico (GOPAL et al., 2021).

### 3.3 ASPECTOS GEOGRÁFICOS E OS GARGALOS ESTRUTURAIS DE TRANSMISSÃO

A análise do *curtailment* no Brasil é indissociável de sua geografia. O país vive uma realidade em que a nova fronteira de geração de energia está massivamente concentrada em uma região, enquanto o centro de gravidade do consumo se encontra a milhares de quilômetros de distância. Esta dicotomia entre a oferta e a demanda é o desafio central da transição energética brasileira e a causa primária para o desperdício de energia renovável.

A Região Nordeste, abençoada com um dos melhores recursos eólicos do mundo – caracterizado por alta capacidade, constância e baixa variabilidade – e com um potencial solar igualmente vasto, consolidou-se como o polo de desenvolvimento da energia limpa no país. Impulsionada por leilões de energia e políticas de incentivo, a capacidade instalada eólica e solar na região cresceu de forma exponencial, respondendo hoje por uma parcela majoritária de toda a capacidade de geração dessas fontes no Brasil (ANEEL, 2023).

Em contrapartida, o centro de carga do SIN permanece historicamente localizado nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde se concentra a maior parte da população e da atividade industrial do país. A ponte que deve conectar a nova abundância de energia do Nordeste com a demanda do Sudeste é a malha de transmissão de alta tensão. No entanto, a expansão dessa malha não acompanhou o ritmo da construção das usinas geradoras.

O planejamento da expansão da transmissão é um processo complexo e de longa maturação, que envolve leilões para a concessão de novas linhas, licenciamento ambiental, questões fundiárias e, por fim, a construção. Nas últimas décadas, este processo tem sido marcado por atrasos recorrentes e significativos em projetos considerados estratégicos para o escoamento da energia do Nordeste. Diversos leilões de transmissão tiveram suas obras entregues com anos de atraso devido a uma combinação de fatores, incluindo a dificuldade de obtenção de licenças ambientais, a judicialização de processos e a incapacidade técnica ou

financeira de algumas das empresas vencedoras dos certames em executar os projetos (ANEEL, 2023).

Esses atrasos criaram um déficit estrutural na capacidade de transmissão. Os corredores de exportação do Nordeste para o Sudeste, embora robustos, tornaram-se cronicamente congestionados. Em muitos dias do ano, especialmente durante a "safra dos ventos" no segundo semestre, a geração potencial das usinas eólicas e solares da região supera a capacidade de transmissão da malha local.

A consequência direta deste descasamento entre a expansão da geração e da transmissão é uma dupla penalidade que onera toda a sociedade brasileira, impactando tanto quem gera quanto quem consome a energia.

- A Penalidade para o Gerador (e para o Meio Ambiente): Quando as linhas de transmissão atingem seu limite de capacidade, a única ferramenta disponível para o ONS garantir a segurança do sistema é ordenar a redução da geração. Ainda por motivos de segurança, é mais vantajoso priorizar cortes sobre fontes fotovoltaicas e eólicas do que ter vertimento hídrico. Este *curtailment* representa uma perda de receita direta para os empreendedores, que investiram na construção das usinas e agora são impedidos de vender sua energia. Além da perda financeira, há uma perda ambiental: energia limpa e de custo zero é deliberadamente desperdiçada.
- A Penalidade para o Consumidor: Do outro lado do gargalo, no Sudeste, a demanda por energia precisa ser atendida. Se a energia barata vinda do Nordeste está "presa" por falta de linhas, o ONS é forçado a acionar outras fontes de geração localizadas mais próximas aos centros de carga. Frequentemente, essas fontes são usinas termelétricas, que operam a um custo muito mais elevado (dependendo de combustíveis como o gás natural) e são mais poluentes. O resultado é que o consumidor final paga uma conta de luz mais cara, pois o custo de operação de todo o sistema aumenta. Cria-se, assim, uma situação paradoxal e ineficiente: o país desperdiça sua energia mais barata e limpa, enquanto paga mais caro para acionar usinas mais sujas e custosas (CCEE, 2025b).

A estabilidade deste sistema, cada vez mais dependente de um número limitado de grandes corredores de energia para conectar suas fontes mais produtivas ao seu consumo, também o torna inerentemente mais vulnerável a falhas. Um evento de grande porte em uma dessas linhas de transmissão críticas pode ter consequências em cascata para todo o SIN, como foi drasticamente demonstrado pelo colapso de uma das torres do sistema de transmissão de Belo Monte.

### 3.3.1 Estudo de caso: o colapso do bipolo de Belo Monte e a evidência da fragilidade sistêmica

No início de 2025, um evento significativo testou a resiliência e a complexidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN): a queda de uma torre de transmissão do segundo bipolo de corrente contínua de Belo Monte, situada no estado do Tocantins. Os dois bipolos de Belo Monte representam o eixo estrutural do escoamento da região Norte, sendo linhas de ultra alta tensão (800 kV) projetadas para transportar, cada uma, 4.000 MW da usina no Rio Xingu (PA) até o Sudeste. O incidente com a torre resultou na indisponibilidade total de um desses bipolos, restringindo instantaneamente metade da capacidade de exportação de energia por essa via expressa de corrente contínua (HVDC).

As consequências operacionais foram imediatas, exigindo uma resposta técnica complexa do Operador Nacional do Sistema (ONS). Com a interrupção do elo de corrente contínua, a tendência física natural seria a redistribuição do fluxo de potência pelas linhas de corrente alternada (CA) paralelas que conectam o Norte/Nordeste ao restante do país. No entanto, essa transferência encontra limites físicos rígidos. O transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias em CA eleva o ângulo de abertura entre os rotores dos geradores do Norte e os do Sudeste/Centro-Oeste. Se esse ângulo exceder certos limites, há o risco iminente de perda de sincronismo (instabilidade angular), o que poderia levar a um colapso em cascata.

Para manter o controle do ângulo dos rotores dentro de margens de segurança e preservar a integridade do sistema, o ONS precisou limitar o fluxo nas linhas CA. A única forma de realizar isso foi implementar um esquema de *curtailment* de magnitude considerável. Assim, a geração hidrelétrica de Belo Monte e, conseqüentemente, a produção de diversas usinas eólicas e solares no Nordeste — que compartilham os mesmos corredores de escoamento — tiveram seu despacho limitado durante o período de reparo.

O impacto financeiro para os agentes de geração foi expressivo, dado que a energia contratada não pôde ser injetada na rede. A consultoria Volt Robotics, por exemplo, estimou as repercussões econômicas do evento. Os cálculos indicaram que, apenas no primeiro mês após a ocorrência, o volume de energia renovável (eólica e solar) cortado no Nordeste superou 3.435 GWh. Considerando os preços médios contratuais, estima-se que o impacto direto para os geradores renováveis, somente em fevereiro, foi da ordem de R\$ 216 milhões (VOLT ROBOTICS, 2025).

O episódio do bipolo de Belo Monte é emblemático para a análise do setor elétrico, ilustrando o fenômeno da dupla penalidade: a restrição de geração renovável econômica no

Norte/Nordeste exigiu o despacho compensatório de termelétricas no Sudeste, elevando o Custo Marginal de Operação (CMO). Mais do que apontar uma falha, o evento ressalta o *trade-off* do planejamento da transmissão. Ele evidencia como a dependência de grandes corredores de escoamento, embora eficiente em situações normais, expõe o sistema a contingências severas (critério N-1 em grandes blocos) que, por questões de estabilidade física da rede, resultam em restrições operativas de larga escala.

### **3.3.2 Conclusão da seção sobre gargalos de transmissão**

Em suma, os gargalos na transmissão de energia são, hoje, o principal entrave para uma transição energética mais rápida, segura e econômica no Brasil. A combinação de um histórico de atrasos na entrega de obras de reforço da rede com uma arquitetura de sistema que demonstra baixa resiliência a falhas, como evidenciado pelo colapso do bipolo de Belo Monte, cria um cenário de risco permanente.

Este quadro impõe perdas diretas aos geradores de fontes renováveis, aumenta os custos para os consumidores, eleva a emissão de gases de efeito estufa pelo acionamento desnecessário de termelétricas e, em última instância, compromete a segurança energética do país. A superação desses desafios não é apenas uma questão de engenharia ou de investimento, mas uma necessidade estratégica para que o Brasil possa, de fato, colher todos os benefícios de seus vastos e competitivos recursos energéticos renováveis.

## **3.4 O PAPEL DOS RECURSOS HÍDRICOS NA MITIGAÇÃO DO *CURTAILMENT***

O sistema elétrico brasileiro foi estruturado sobre o pilar da energia hidrelétrica, uma fonte que historicamente garantiu não apenas o suprimento, mas também a estabilidade da rede através de seus grandes reservatórios e geradores síncronos. No entanto, o avanço da transição energética e os crescentes obstáculos socioambientais e econômicos à construção de novas usinas com capacidade de armazenamento criaram um paradoxo: enquanto a matriz se expande com fontes renováveis intermitentes, os recursos que asseguram sua confiabilidade estão se tornando proporcionalmente mais escassos. Esta análise explora as dimensões dessa encruzilhada, detalhando desde o legado da geração convencional até os desafios técnicos e estratégicos que moldarão o futuro da segurança energética no Brasil.

### **3.4.1 A dominância histórica e a participação atual na matriz elétrica**

A estrutura do SIN é resultado de uma decisão estratégica do século XX: basear o desenvolvimento do país em seu recurso energético mais abundante, a água. A hidroeletricidade

não é apenas uma fonte na matriz brasileira, mas o pilar sobre o qual o sistema foi erguido, e compreender sua participação histórica e atual é fundamental para analisar os desafios da transição energética.

Historicamente, a trajetória da fonte hídrica foi de dominância absoluta. Impulsionada pelo ciclo de grandes construções entre as décadas de 1950 e 1980, com projetos como Itaipu e Tucuruí, a participação hidrelétrica na geração nacional se manteve acima de 80%, superando 90% em diversos períodos até o fim dos anos 1990 (ANEEL, 2002). Essa onipresença moldou a cultura operacional do setor e tornou o Brasil uma referência global em sistemas elétricos de base hídrica.

Atualmente, mesmo com a diversificação da matriz, a hidroeletricidade mantém seu protagonismo. Sua participação, contudo, deve ser analisada sob duas óticas distintas. Em termos de **capacidade instalada**, as usinas hidrelétricas somam aproximadamente 109,9 GW, o que corresponde a 43% do total de 253,6 GW do país (ONS, 2025b). Essa potência, distribuída por grandes bacias hidrográficas, foi o que historicamente impulsionou a interligação do sistema nacional (ONS, 2010). Já em relação à **energia efetivamente gerada**, sua contribuição é ainda mais expressiva. Em 2023, ano de hidrologia favorável, as hidrelétricas geraram 436,7 TWh, atendendo a 64,7% de toda a demanda do SIN (EPE, 2024). A diferença entre os percentuais se deve ao alto fator de capacidade da fonte hídrica em comparação com outras, como as térmicas, despachadas apenas quando necessário.

É importante ressaltar, contudo, que o perfil dessa participação vem mudando. A expansão mais recente tem se concentrado em usinas a fio d'água, com pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento. Embora adicionem potência à estatística oficial, essas novas usinas têm um caráter de geração menos flexível que o parque gerador histórico, composto por grandes reservatórios. Essa mudança qualitativa é um fator de grande relevância, cujas implicações para a estabilidade do sistema serão exploradas adiante.

### **3.4.2 A capacidade de armazenamento hidrelétrico: a vantagem estratégica e a sua diluição estrutural**

O parque hidrelétrico brasileiro possui um atributo estratégico que historicamente garantiu a segurança do SIN: sua vasta capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios. Essa característica confere ao sistema uma flexibilidade de larga escala, atuando como um gigantesco sistema de armazenamento sazonal e plurianual, fundamental no contexto da expansão de fontes intermitentes (TOLMASQUIM, 2016; TOLMASQUIM, 2015).

A gestão deste ativo, a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), otimiza o uso dos recursos hídricos ao longo do tempo, acumulando água no período úmido para garantir o suprimento durante a estiagem. Os grandes reservatórios possuem capacidade de armazenamento plurianual, funcionando como salvaguarda contra secas prolongadas (MME, 2025). Essa arbitragem temporal da energia, que desloca a geração de momentos de abundância para os de escassez, sustenta a analogia dos reservatórios como a "grande bateria" do Brasil. Embora a precedência cronológica sugerisse que as baterias é que mimetizam as represas, a apropriação deste termo moderno oferece uma imagem mais intuitiva e imediata da capacidade de estocagem do sistema.

Essa expressiva capacidade de armazenamento convencional tornou desnecessário, historicamente, o investimento em Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs). A função das UHRs, de armazenamento de curta duração, já era desempenhada de forma mais ampla e com menor custo marginal pelos reservatórios existentes, tornando sua construção economicamente redundante (EPE, 2021b).

Contudo, o paradigma de expansão baseado em usinas com grandes reservatórios sofreu uma inflexão nas últimas décadas. Restrições socioambientais e a complexidade de licenciamento direcionaram o planejamento para a construção de usinas a fio d'água. Tais empreendimentos, embora adicionem potência ao sistema, possuem reservatórios reduzidos e não contribuem de forma relevante para a capacidade de armazenamento do SIN (Moretto et al., 2012).

Os projetos de Belo Monte e do complexo do Rio Madeira são exemplos emblemáticos dessa nova política: injetaram grande potência no sistema, mas com contribuição marginal para a Energia Armazenada Máxima (EAR<sub>máx</sub>; Moran et al., 2024). O resultado é uma perda de capacidade de estoque relativo do sistema: a potência instalada cresce, impulsionada por renováveis intermitentes e hidrelétricas a fio d'água, mas a capacidade de armazenamento que garante a flexibilidade permanece estagnada, tornando-se proporcionalmente menor.

Essa diluição reduz a habilidade do sistema de absorver excedentes de geração eólica e solar, intensificando as condições que levam ao *curtailment* (Castro et al., 2023). Assim, a "grande bateria" brasileira enfrenta o desafio de equilibrar um sistema maior e mais complexo com uma capacidade de armazenamento que não acompanhou sua expansão.

### **3.4.3 A frota convencional como pilar da estabilidade sistêmica: inércia e serviços ancilares**

A contribuição do parque gerador convencional para a robustez do SIN transcende a simples geração de energia firme. Sua importância mais fundamental, do ponto de vista da operação de sistemas de potência, reside nas características intrínsecas de suas máquinas síncronas, princípio que rege todas as grandes usinas hidrelétricas e termelétricas. Para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), essas máquinas não são apenas fontes de energia, mas os principais provedores de serviços essenciais à estabilidade da rede.

O funcionamento de um gerador síncrono baseia-se em uma grande massa rotativa — o conjunto turbina-rotor — que gira em sincronia com a frequência da rede (60 Hz no Brasil). A energia cinética armazenada nessa massa constitui a inércia eletromecânica do sistema, que atua como um amortecedor físico contra distúrbios. Diante de um evento súbito, como a perda de uma usina, a inércia resiste à variação de frequência, concedendo segundos vitais para que os sistemas de controle atuem e restabeleçam o equilíbrio (KUNDUR, 1994).

Intimamente ligada a essa dinâmica, e de igual criticidade, está a estabilidade de ângulo de rotor. Esta propriedade assegura que o gerador mantenha o sincronismo com a rede mesmo quando submetido a oscilações eletromecânicas severas. Durante um curto-circuito, por exemplo, ocorre um desequilíbrio súbito que tende a acelerar o rotor; é a capacidade de torque sincronizante da máquina, sustentada pela massa rotante e pela excitação magnética, que limita a abertura angular do rotor. Além disso, a frota convencional provê o torque de amortecimento necessário para dissipar oscilações de potência subsequentes. Sem essa rigidez no acoplamento magnético, perturbações localizadas poderiam evoluir para a perda de sincronismo em cadeia. Em contraste, fontes como a eólica e a solar, conectadas por inversores eletrônicos, não possuem essa massa física, tendo contribuição nula ou desprezível para a inércia e para a estabilidade angular intrínseca.

Historicamente, o SIN foi projetado em torno de um robusto parque gerador síncrono, o que lhe conferiu uma base de inércia naturalmente elevada. Essa característica é a pedra angular da segurança operativa, tornando o sistema inerentemente mais resiliente a contingências severas e capaz de suportar a perda de grandes blocos de geração sem que a frequência decaia a níveis que provoquem um desligamento em cascata (ONS, 2020).

Além da inércia passiva, a frota hidrotérmica oferece, de forma ativa e controlável, um portfólio de serviços ancilares indispensáveis ao ONS. Esses serviços incluem o controle de frequência, por meio da regulação primária (resposta instantânea) e secundária (restauração da frequência nominal), onde a agilidade das hidrelétricas complementa a grande inércia das

termelétricas (EPE, 2021a). Abrangem também o controle de tensão e suporte de potência reativa, função crítica tanto em áreas remotas quanto nos grandes centros de carga para garantir a qualidade da energia (EPE, 2021a). Adicionalmente, a frota provê reserva operativa sincronizada, uma capacidade ociosa pronta para cobrir perdas súbitas de geração, e a capacidade de partida autônoma (black start), essencial para iniciar a recomposição do sistema após um blecaute generalizado.

Em suma, o parque gerador convencional constitui a espinha dorsal da estabilidade operativa do SIN, combinando a inércia eletromecânica com um vasto leque de serviços auxiliares. A crescente penetração de fontes renováveis não despacháveis, embora fundamental para a descarbonização, promove uma erosão gradual desses atributos de estabilidade. Este cenário impõe ao operador o desafio de, por vezes, manter unidades síncronas em operação — mesmo com abundância de energia renovável — para garantir a segurança sistêmica, uma necessidade técnica que pode resultar diretamente no *curtailment* da geração eólica e solar.

#### **3.4.4 Os entraves à expansão da geração hidrelétrica**

Apesar de sua posição histórica como alicerce da matriz elétrica e de seus atributos para a estabilidade do sistema, a expansão da geração hidrelétrica enfrenta um conjunto de entraves que praticamente estagnaram a construção de novos grandes projetos com reservatório. A era de empreendimentos estruturantes do século XX deu lugar a um cenário de severas restrições socioambientais, econômico-financeiras e técnico-geográficas.

O principal obstáculo é de natureza socioambiental. A construção de usinas com grandes reservatórios implica uma profunda pegada ecológica, com inundação de vastas áreas, perda de biodiversidade e emissões de gases de efeito estufa pela decomposição de matéria orgânica submersa, o que questiona a premissa da fonte como energia totalmente limpa (FEARNSIDE, 2015). De forma ainda mais crítica, o deslocamento compulsório de comunidades rurais, ribeirinhas e indígenas gera complexos conflitos sociais, frequentemente marcados por disputas fundiárias e pela percepção de inadequação das compensações (MORETTO et al., 2012). O caso da Usina de Belo Monte tornou-se um símbolo internacional desses dissensos. Tais questões resultam em processos de licenciamento ambiental longos, rigorosos e de alto risco para os investidores.

Essa percepção de risco é agravada por desafios econômico-financeiros. Projetos hidrelétricos são de capital intensivo e longuíssima maturação, expondo o investimento a incertezas de mercado e regulatórias por mais de uma década. Essa característica representa uma grande desvantagem competitiva frente à drástica redução de custos e ao rápido tempo de

implantação da eólica e da solar, cuja modularidade e retorno veloz são mais atrativos ao capital privado (EPE, 2025). Sem a participação dominante do Estado como no passado, a viabilidade de novos grandes projetos tornou-se um desafio estrutural.

Soma-se a isso uma limitação geográfica e técnica. O potencial hidrelétrico mais atrativo e próximo aos centros de carga, nas bacias do Sul, Sudeste e Nordeste, já está em grande parte explorado (TOLMASQUIM, 2016). O potencial remanescente concentra-se na Bacia Amazônica, região de máxima sensibilidade ambiental, onde se consolidou um consenso político e social sobre a inviabilidade de novas usinas com grandes reservatórios.

Como consequência direta, a expansão hidrelétrica recente limitou-se quase exclusivamente a projetos a fio d'água ou à repotenciação de usinas existentes. Essa mudança de perfil, embora mitigue impactos, resultou na perda da principal vantagem estratégica da fonte: a capacidade de armazenamento, com implicações diretas para a flexibilidade e a segurança do SIN.

### **3.4.5 O lado do operador sobre o futuro da geração convencional**

A análise do setor elétrico brasileiro revela um dilema central para o seu futuro. De um lado, a geração convencional (hidrelétrica e termelétrica) é a base para a segurança do sistema, fornecendo atributos essenciais como armazenamento de energia, inércia e serviços ancilares. De outro, a construção de novas hidrelétricas com reservatórios está praticamente paralisada por barreiras socioambientais e econômicas difíceis de superar. Esse contraste levanta uma questão fundamental: diante da grande expansão das fontes renováveis intermitentes, o Brasil ainda precisa de novas usinas convencionais?

Para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável por garantir a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia, a resposta é clara e positiva. Em declaração pública, o diretor-geral do ONS, Luiz Carlos Ciochi, afirmou que o sistema precisa de mais fontes que possam ser gerenciadas e despachadas conforme a necessidade, destacando a importância de usinas hidrelétricas com reservatórios e de termelétricas para a segurança da operação. Segundo o operador, uma expansão baseada apenas em fontes intermitentes, como eólica e solar, não é sustentável, pois a rede precisa de recursos flexíveis para compensar a variação e garantir o fornecimento em momentos sem vento ou sol (ONS, 2025f).

A posição do ONS não se baseia em uma preferência tecnológica, mas em necessidades técnicas da operação de sistemas elétricos. A substituição gradual de geradores síncronos por fontes conectadas via inversores reduz a inércia do sistema, tornando a frequência da rede mais vulnerável a distúrbios. Além disso, o controle de tensão, o fornecimento de reservas de

potência e a capacidade de acompanhar a variação da demanda são atributos que as fontes intermitentes não oferecem com a mesma confiabilidade e escala da frota convencional. O argumento do ONS é que, sem o suporte de recursos despacháveis, o sistema perde resiliência, aumentando o risco de *curtailment* não apenas por falta de transmissão, mas também por falta de ferramentas para manter a estabilidade da rede.

Portanto, a discussão sobre a necessidade de novas usinas convencionais não se trata apenas de adicionar mais energia ao sistema, mas de garantir atributos técnicos que são essenciais à sua operação. Com a estagnação da hidroeletricidade com reservatórios, o debate se volta para alternativas como a modernização de usinas existentes para aumentar sua flexibilidade, a construção de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) como opção de armazenamento e a contratação estratégica de termelétricas, principalmente a gás natural, que são mais flexíveis e menos poluentes que as usinas a carvão ou óleo.

Em conclusão, o papel da geração convencional na mitigação do *curtailment* e na segurança do SIN é duplo e está em evolução. A frota atual já é o principal fator de mitigação, ao absorver o excesso de geração em seus reservatórios e ajustar sua produção para acomodar as fontes variáveis. No entanto, para sustentar a transição energética a longo prazo, o Brasil precisará não apenas expandir as fontes renováveis, mas também investir em tecnologias que garantam estabilidade e flexibilidade. Ignorar a necessidade de reforçar a base convencional do sistema, como alerta o ONS, pode levar a um futuro com uma matriz limpa, mas operacionalmente frágil, mais sujeita a cortes de geração e, em último caso, a riscos no fornecimento de energia.

### 3.5 CONCLUSÕES PRINCIPAIS

A análise dos desafios do SIN demonstra que o *curtailment* de energia renovável deixou de ser um evento pontual para se tornar um entrave crônico e estrutural à transição energética. A conclusão central é que o país enfrenta o paradoxo de uma abundância desperdiçada: a incapacidade de aproveitar seu vasto potencial eólico e solar devido a uma falha fundamental de coordenação entre a expansão da geração, o planejamento da transmissão e as necessidades de estabilidade da rede.

As causas para este cenário são múltiplas, mas podem ser hierarquizadas. Em primeiro lugar, há o já conhecido descompasso geográfico, onde a massiva instalação de usinas no Nordeste supera a capacidade de escoamento da malha de transmissão para os centros de carga. Este gargalo, agravado por um histórico de atrasos em obras estratégicas, resulta em uma dupla penalidade: o desperdício de energia limpa na origem e o acionamento de termelétricas mais

caras e poluentes nos centros de consumo, cuja vulnerabilidade foi exposta de forma dramática pelo colapso de um dos polos de Belo Monte.

Contudo, o vetor que mais acelera e agrava o *curtailment* sistêmico é o crescimento descontrolado da MMGD. Operando de forma "invisível" e não despachável para o ONS, sua geração massiva e coincidente com a solar centralizada deprime a carga líquida do sistema e se torna a causa direta para o corte de grandes usinas. Essa expansão, fomentada por um modelo regulatório que a isola das condições reais do sistema, cria uma profunda distorção: a MMGD contribui diretamente para o excesso de oferta, mas é completamente imune às suas consequências financeiras e operacionais. Enquanto grandes projetos renováveis arcam com o prejuízo dos cortes, o prosumidor da MMGD permanece protegido, em uma assimetria de riscos que se tornou insustentável. A perpetuação deste modelo é inviável e socialmente injusta. Torna-se, portanto, inadiável a implementação de mecanismos que incluam a MMGD na gestão da rede, seja através do chamado *curtailment* comercial – onde sinais de preço ou tarifas dinâmicas desincentivam a injeção de energia em momentos de sobreoferta – ou de soluções tecnológicas que permitam o controle remoto de sua geração.

Nesse cenário, o papel do parque hidrelétrico como mitigador torna-se cada vez mais limitado. Sua capacidade de armazenamento, que historicamente absorvia a variabilidade, encontra-se em um processo de diluição estrutural, uma vez que a expansão se restringe a usinas a fio d'água. Além disso, a frota convencional (hidro e termelétrica) permanece como a única provedora de serviços essenciais à segurança da rede, como inércia e controle de frequência, atributos que a expansão renovável, por si só, não consegue suprir. A paralisia na construção de novas hidrelétricas com reservatório agrava este quadro, criando o dilema alertado pelo próprio ONS: uma expansão baseada apenas em fontes intermitentes é operacionalmente insustentável e arriscada.

Em suma, a superação do desafio do *curtailment* exige uma abordagem sistêmica e corajosa. É imperativo acelerar os investimentos na rede de transmissão, mas isso não será suficiente. A solução impõe, acima de tudo, uma reforma estrutural e urgente do modelo da MMGD, de modo a integrá-la às responsabilidades, custos e realidades físicas da operação. Finalmente, é crucial desenvolver mecanismos para remunerar e expandir os recursos de flexibilidade e estabilidade – seja pela modernização da frota hídrica, pelo avanço de tecnologias de armazenamento ou pela contratação estratégica de geração convencional –, assegurando uma transição energética que seja não apenas limpa, mas segura e eficiente para todos os agentes do setor.

#### 4. ASPECTOS OPERACIONAIS DO *CURTAILMENT*

A operação do SIN é uma atividade complexa, regida por um robusto conjunto de normativas e procedimentos técnicos que estabelecem as responsabilidades e os limites de atuação de todos os agentes do setor. Nesse ambiente estritamente regulado, o fenômeno do *curtailment*, impulsionado pela rápida expansão das fontes renováveis, emergiu como um desafio operacional de nova ordem, cujas dimensões e consequências ainda estão sendo assimiladas pelos principais órgãos do setor.

Tanto para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela gestão em tempo real da rede, quanto para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), encarregada da regulação econômica e técnica, o *curtailment* representa uma fronteira em desenvolvimento, que demanda aprimoramento contínuo das regras vigentes. Enquanto as instituições aprendem a lidar com essa nova realidade, os agentes de geração, em especial os detentores de ativos eólicos e solares, enfrentam os impactos financeiros diretos e crescentes das restrições. Este cenário está alterando fundamentalmente a forma como os negócios são conduzidos, forçando uma reavaliação das estratégias de risco, dos modelos contratuais e do planejamento operativo para mitigar perdas e garantir a viabilidade dos empreendimentos.

##### 4.1 NORMATIVAS TÉCNICAS

A gestão e a apuração do *curtailment* no SIN são regidas por uma estrutura hierárquica de documentos que estabelecem desde os princípios regulatórios até os detalhes da execução operacional. No topo dessa estrutura, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 2022, e suas atualizações, definem o arcabouço legal, os direitos e deveres dos agentes e as condições para o ressarcimento de restrições de operação (ANEEL, 2022). Em nível operacional, os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) detalham a aplicação dessas regras, com destaque para a Rotina Operacional RO-AO.BR.13, que trata especificamente da "Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólioelétricas e Usinas Fotovoltaicas" (ONS, 2025d). A interação entre a agência reguladora e o operador é dinâmica, sendo comum que a ANEEL emita ofícios e orientações que promovem o aprimoramento contínuo dessas rotinas, adequando-as aos desafios observados na operação diária (ANEEL, 2025b; ANEEL, 2025c).

#### 4.1.1 Mecanismos de comercialização de energia no Brasil

A comercialização de energia elétrica no Brasil é estruturada em dois ambientes principais, que coexistem e interagem: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A gestão, regulação e operação desses mercados são realizadas por um conjunto de instituições, com destaque para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por viabilizar as transações, registrar os contratos, medir a geração e o consumo e liquidar as diferenças no mercado de curto prazo (CCEE, 2025a; CCEE, 2025c).

##### 4.1.1.1 O ambiente de contratação regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada é o pilar que garante o fornecimento de energia para a vasta maioria dos consumidores brasileiros, conhecidos como consumidores cativos. Neste modelo, os consumidores não escolhem seu fornecedor de energia; eles são compulsoriamente atendidos pela distribuidora que detém a concessão em sua área geográfica (CCEE, 2025a).

A principal característica do ACR é a forma como a energia é contratada. As distribuidoras não negociam contratos bilaterais com cada gerador. Em vez disso, elas adquirem a energia de que necessitam para atender seus mercados por meio de leilões de energia, promovidos pelo Governo Federal e operacionalizados pela ANEEL e pela CCEE. Nesses leilões, os agentes de geração (de usinas hidrelétricas, eólicas, solares, térmicas, etc.) competem para vender sua energia futura, e os vencedores assinam contratos de longo prazo (tipicamente de 15 a 30 anos) com um *pool* de todas as distribuidoras do país. Esses contratos são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs).

O modelo de leilões do ACR foi desenhado para garantir a expansão segura da oferta de energia e a modicidade tarifária. Para os geradores, os CCEARs oferecem uma garantia de receita de longo prazo, o que é fundamental para viabilizar o financiamento de novos projetos de geração. Para as distribuidoras e os consumidores, o mecanismo garante o suprimento futuro de energia a preços competitivos, definidos pela disputa nos leilões (CCEE, 2025a).

O preço final pago pelo consumidor cativo é a tarifa de energia elétrica, definida e homologada pela ANEEL. Essa tarifa é um valor monolítico que engloba os custos de geração (provenientes dos leilões), de transmissão, de distribuição, além de encargos setoriais e impostos.

#### 4.1.1.2 O ambiente de contratação livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre, ou mercado livre de energia, é um ambiente de negócios onde os participantes têm a liberdade de escolher seus fornecedores e negociar as condições comerciais de seus contratos de energia.

O ACL é composto por um conjunto mais heterogêneo de agentes (CCEE, 2025c):

- Geradores: Vendem a energia de suas usinas diretamente aos consumidores ou comercializadores.
- Comercializadores: Empresas autorizadas pela ANEEL que atuam como intermediárias, comprando energia de geradores e vendendo-a para os consumidores. Elas agregam risco e oferecem produtos customizados.
- Consumidores Livres: Consumidores com alta demanda de energia (originalmente acima de 3.000 kW, com o limite sendo progressivamente reduzido) que podem comprar energia de qualquer fonte (convencional ou incentivada).
- Consumidores Especiais: Consumidores com demanda menor (entre 500 kW e 1.000 kW), que também podem escolher seu fornecedor, mas são obrigados a comprar energia exclusivamente de fontes incentivadas (eólica, solar, biomassa, PCHs).
- Autoprodutores: Agentes que geram energia primariamente para seu próprio consumo.

A principal característica do ACL é a negociação bilateral. As condições do suprimento – como preço, volume, prazo, flexibilidade e indexação – são livremente pactuadas entre comprador e vendedor e formalizadas em um contrato. Essa liberdade permite que os consumidores busquem preços mais competitivos do que no mercado regulado e customizem seu suprimento de acordo com seu perfil de consumo.

O mercado livre tem passado por uma expansão contínua, com a legislação progressivamente reduzindo os limites de demanda para que mais consumidores possam migrar do ACR para o ACL. A figura do comercializador varejista foi criada para facilitar essa transição, permitindo que consumidores de menor porte participem do mercado livre sendo representados por um agente especializado, que assume todas as obrigações junto à CCEE.

#### 4.1.1.3 O papel da CCEE e o mercado de curto prazo

A CCEE atua como a operadora de todo esse mercado, garantindo que a soma de todos os contratos e transações seja fisicamente e financeiramente consistente. Sua função mais crítica é a gestão do Mercado de Curto Prazo, também conhecido como mercado *spot*.

Independentemente de seus contratos, todos os agentes têm suas posições (geração ou consumo) medidas pela CCEE a cada hora. As diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada ou consumida são valoradas a um preço spot, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

- O PLD: O PLD é o preço da energia no mercado de curto prazo, calculado pela CCEE para cada hora e para cada submercado do país (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte). Seu cálculo é complexo, realizado por modelos computacionais (como o DECOMP e o DESSEM) que buscam otimizar a operação do sistema, considerando a oferta de todas as usinas, a demanda prevista e o nível dos reservatórios hidrelétricos. O PLD reflete o custo marginal da operação do sistema, ou seja, o custo de se gerar o próximo megawatt-hora de energia. Ele é a principal referência de preço para a energia não contratada no país e impacta diretamente a estratégia de todos os agentes, sendo um indicador fundamental da condição de oferta e demanda do sistema elétrico.

#### 4.1.2 Classificação das restrições de geração

O tratamento dado a um evento de *curtailment* depende fundamentalmente de sua causa. A ANEEL estabelece as motivações para as restrições, que são operacionalizadas pelo ONS em classificações específicas. As três categorias principais são:

- REL – Restrição por Razão de Indisponibilidade Externa: É a classificação aplicada quando a redução da geração é motivada por indisponibilidades em instalações externas à usina, como falhas ou manutenções em linhas de transmissão, transformadores ou equipamentos de subestação. Por ser um evento alheio ao controle do gerador, esta é a única categoria que torna a usina elegível ao cálculo de uma Geração de Referência Final para fins de uma eventual compensação financeira (ANEEL, 2022).
- CNF – Restrição por Atendimento a Requisitos de Confiabilidade Elétrica: Ocorre quando o ONS limita a geração para garantir a segurança operativa do sistema, mesmo sem a indisponibilidade de um equipamento. Exemplos incluem o controle de níveis de tensão ou a gestão de fluxos de potência para manter a rede dentro de limites seguros. Embora a causa também seja externa à usina, esta categoria não confere direito ao ressarcimento (ANEEL, 2022).
- ENE – Restrição por Razão Energética: Esta classificação é utilizada em cenários de excesso de oferta, nos quais a geração total disponível supera a demanda de energia do sistema (a carga). É a categoria tipicamente associada ao *curtailment* por sobregeração

de fontes renováveis, quando não há capacidade de consumo ou exportação para absorver a energia. Eventos classificados como ENE não são passíveis de compensação (ANEEL, 2022).

- PAR – Restrição por Razão de Indisponibilidade Externa indicada no Parecer de Acesso: Refere-se a restrições de geração que já estavam previstas e documentadas no parecer de acesso da usina à rede, sendo, portanto, uma condição conhecida pelo agente e não compensável (ANEEL, 2022).

A lógica de não ressarcimento possui fundamento técnico, uma vez que a saturação do sistema decorre, em grande parte, da própria expansão acelerada da geração — um risco de mercado previsível que não deve ser transferido ao consumidor ou ao sistema. Contudo, o reconhecimento dessa dinâmica não elimina a importância de o regulador e o operador buscarem aprimoramentos no tratamento da MMGD e assegurarem a tempestividade das obras de transmissão planejadas.

#### **4.1.3 Apuração da geração de referência e a elegibilidade ao ressarcimento**

Quando um evento é classificado como REL, o ONS inicia o processo de apuração para calcular a Geração de Referência Final, que representa a estimativa da energia que a usina teria injetado na rede se não houvesse a restrição. Este valor servirá de base para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no processo de contabilização dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

O primeiro passo é calcular a Geração de Referência, que corresponde ao valor estimado da potência que uma usina ou um conjunto de usinas eólicas ou fotovoltaicas poderia produzir em condições normais. Para determinar esse valor, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota uma metodologia com uma ordem de prioridade definida, começando pelo método mais preciso, que se baseia nas características técnicas de cada planta.

O método principal e preferencial utiliza as curvas de produtividade específicas de cada usina. Para as usinas eólicas, a Geração de Referência é calculada a partir da curva que relaciona a potência de saída da usina com a velocidade do vento medida. De forma análoga, para as usinas fotovoltaicas, o cálculo é feito com base na função de produtividade que relaciona a potência de saída com a irradiância solar incidente. A integridade dos dados meteorológicos é crucial, por isso o ONS estabelece uma tolerância de até seis minutos corridos de falha no envio dessas informações dentro de cada intervalo de 30 minutos. Caso a falha de supervisão em uma usina de um conjunto exceda esse limite, a sua contribuição para a Geração de Referência do conjunto será considerada nula (ONS, 2025d).

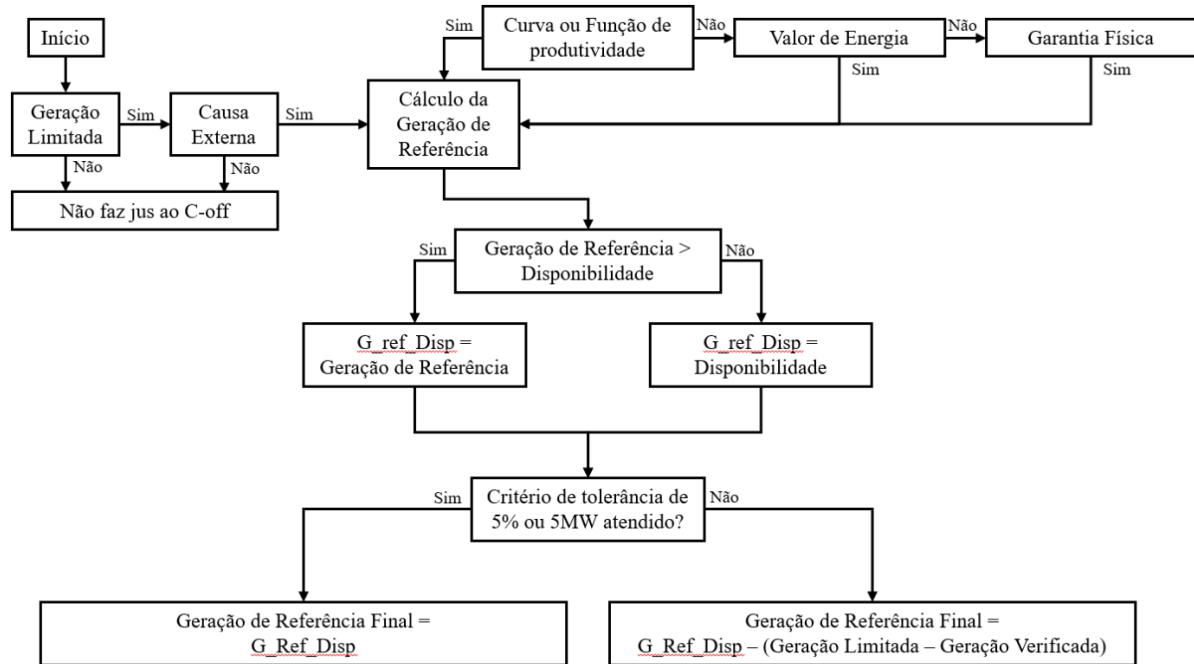
Na ausência dessas curvas de produtividade, como em casos de usinas recém-comissionadas, o ONS recorre a um método secundário baseado no histórico de geração recente. Para uma usina eólica, o valor de referência será o segundo menor valor de energia gerada nos 10 períodos anteriores que coincidem com o horário da restrição em análise. Para uma usina fotovoltaica, a abordagem é diferente: utiliza-se a média aritmética entre o quinto e o sexto valores, depois de ordenados, da energia gerada nos mesmos 10 períodos anteriores coincidentes. Caso esse histórico de 10 períodos inclua datas anteriores à entrada da usina em operação comercial, a garantia física da planta será utilizada para compor os dados faltantes (ONS, 2025d).

O valor final a ser considerado para compensação, a Geração de Referência Final, passa por um processo de validação e ajuste crucial, cuja metodologia foi significativamente alterada em 2025. O cálculo atual, descrito na Revisão 08 da RO-AO.BR.13, segue as seguintes etapas:

1. Limitação pela Disponibilidade: Primeiramente, a Geração de Referência é comparada com a Disponibilidade Eletromecânica da usina no momento do evento. O valor considerado para a etapa seguinte, chamado de  $G_{ref\_Disp}$ , será sempre o menor entre os dois, pois uma usina não pode ser compensada por uma energia que ela não tinha capacidade física de gerar.
2. Teste de Tolerância: O ONS verifica se o agente gerador atendeu ao comando de limitação com a precisão exigida. É admitida uma tolerância de 5% ou 5 MW (o que for menor) entre a geração efetivamente verificada e a geração que foi limitada pelo operador.
3. Cálculo da Penalidade (a grande mudança): A consequência de não atender ao critério de tolerância foi o ponto central da evolução normativa. Na regra antiga (Revisão 05), o descumprimento da tolerância era punitivo e resultava na perda total do direito ao ressarcimento para aquele intervalo. Após queixas de agentes sobre a dificuldade de controlar a geração variável e a manifestação da ANEEL por meio do Ofício nº 62/2025-SGM/ANEEL, que reconheceu a necessidade de adequar a rotina à realidade operativa, a metodologia foi aprimorada. Na regra atual (Revisão 08), o agente não perde todo o direito. Em vez disso, a Geração de Referência Final é ajustada subtraindo-se o valor do desvio, tornando a penalidade proporcional à falha no atendimento ao comando do operador.

A imagem abaixo mostra o fluxo utilizado pelo ONS em seus procedimentos de operação.

Figura 3 - Fluxo do cálculo da geração de referência final para usinas e conjunto de usinas



Fonte - 1 ONS (2025c).

#### 4.1.4 A franquia anual de indisponibilidade

É crucial destacar que a elegibilidade ao ressarcimento por eventos REL não é imediata. A regulamentação da ANEEL estabelece um período de franquia anual, um dedutível de horas durante o qual o gerador assume o risco de indisponibilidades externas sem compensação financeira. O pagamento via ESS só é devido após a soma dos tempos de restrição por REL, acumulados desde o início do ano civil, superar esse limite. Os valores são distintos para cada fonte:

- Para usinas eólicas: A franquia anual é de 78 horas.
- Para usinas fotovoltaicas: A franquia anual é de 30 horas e 30 minutos.

Essa franquia funciona como um mecanismo de compartilhamento de risco, no qual os geradores absorvem um nível considerado ordinário de indisponibilidades da rede, e o sistema arca com os custos apenas para eventos que excedam essa normalidade (ANEEL, 2022).

#### 4.1.5 Requisitos e flexibilização no envio de dados

A precisão de todo o processo depende da qualidade dos dados que os agentes enviam em tempo real ao ONS, incluindo medições de vento e irradiância, geração verificada e disponibilidade dos equipamentos. Falhas na comunicação desses dados por mais de 6 minutos em um intervalo de 30 minutos podem levar a Geração de Referência daquele período a ser considerada zero. Reconhecendo que falhas de comunicação não deveriam penalizar os agentes

se os dados foram medidos corretamente, a ANEEL, por meio do Ofício nº 61/2025-SGM/ANEEL, orientou o ONS a permitir a consistência dessas informações na pós-operação (ANEEL, 2025b).

Em resposta, a rotina do ONS foi atualizada para permitir que os agentes solicitem, via sistema SAGER, a substituição de dados invalidados por falha de transmissão, desde que apresentem os valores fidedignos registrados localmente na usina. Os agentes dispõem de 3 dias úteis para validar os dados apurados diariamente pelo ONS, podendo abrir contestações que devem ser analisadas pelo operador (ONS, 2024a; ONS, 2025d).

#### **4.1.6 A revisão da rotina operacional e seus impactos**

As alterações promovidas na Rotina Operacional RO-AO.BR.13, formalizadas na Revisão 08, não foram meros ajustes, mas uma resposta direta a distorções significativas que geravam perdas financeiras injustas para os agentes de geração. A revisão buscou realinhar os procedimentos à premissa fundamental do ressarcimento por REL: proteger os geradores de prejuízos decorrentes de eventos sistêmicos externos e não controláveis, pelos quais não possuem culpa (ANEEL, 2022). Dois pontos foram centrais nessa evolução: a flexibilização da consistência de dados e, principalmente, a reformulação do critério de tolerância.

O critério de tolerância de 5% ou 5 MW, em sua aplicação anterior, foi alvo de críticas contundentes por parte dos agentes, pois sua rigidez desconsiderava a realidade operativa das fontes variáveis. Primeiramente, a regra apresentava uma falha de proporcionalidade: para valores de limitação de geração muito baixos (ex: 1 MW), a tolerância absoluta (50 kW) se tornava extremamente restrita, por vezes, inferior à própria precisão dos sistemas de controle da usina. Em contrapartida, para usinas de grande porte, a tolerância fixa de 5 MW também impunha um desafio operacional desproporcional. A metodologia original não contabilizava os tempos de resposta do operador humano e da própria planta para atingir o *setpoint* de geração determinado pelo ONS, fazendo com que pequenos atrasos na rampa de adequação pudessem ser suficientes para invalidar o ressarcimento. Adicionalmente, a regra ignorava a natureza intermitente das fontes, onde flutuações naturais de curta duração — como a passagem de uma nuvem em uma usina fotovoltaica ou uma breve redução do vento — poderiam causar desvios na média semi-horária, resultando na perda integral da compensação para aquele período. A ANEEL reconheceu a pertinência dessas queixas, indicando em ofício que caberia ao ONS promover aprimoramentos para adequar a rotina às características técnicas das usinas.

De forma análoga, a exigência estrita de dados meteorológicos (vento e irradiância) em tempo real, sem a possibilidade de consistência posterior, era outro ponto de atrito.

Argumentava-se que falhas de comunicação, e não de medição, não deveriam invalidar o direito ao ressarcimento, uma vez que o dado fidedigno havia sido registrado nos sistemas da usina. Essa lógica foi acatada pela ANEEL, que orientou o ONS a permitir a validação desses dados na pós-operação.

As consequências financeiras dessa rigidez normativa foram particularmente sentidas durante eventos de grande porte, como o colapso do bipolo de Belo Monte, um período em que diversas usinas do Nordeste foram submetidas a longos períodos de *curtailment* por razão de indisponibilidade externa (REL). Nessas ocasiões, muitos geradores tiveram seus ressarcimentos negados ou zerados por conta de pequenas variações instantâneas de geração que os fizeram descumprir a regra de tolerância, ou por falhas momentâneas na comunicação dos dados meteorológicos, gerando perdas financeiras expressivas para o setor em um momento em que a causa da restrição era inequivocamente sistêmica. A revisão da rotina, portanto, foi uma medida corretiva essencial para restaurar a isonomia e a lógica econômica do mecanismo de ressarcimento por *constrained-off*.

#### 4.2 DESAFIOS ENFRENTADOS PELOS AGENTES

O advento do *curtailment* como um fenômeno permanente no SIN impõe um conjunto de novos e complexos desafios aos agentes de geração, sendo o mais direto e sensível a perda de receita. A impossibilidade de gerar e faturar energia, mesmo com plena disponibilidade de recurso primário (vento ou sol) e de equipamentos, corrói a rentabilidade dos projetos e introduz um grau de incerteza que não era considerado nos modelos de negócio originais. Essa nova realidade, por um lado, representa um fator de risco que pode desincentivar futuros investimentos em energia renovável, uma vez que a previsibilidade do fluxo de caixa, pilar para a viabilidade de qualquer empreendimento de capital intensivo, torna-se comprometida.

Contudo, paradoxalmente, essa mesma pressão financeira atua como um poderoso catalisador para a evolução e o amadurecimento do setor. Diante de um cenário onde a simples capacidade de gerar energia já não garante o retorno financeiro, os agentes são forçados a desenvolver um nível superior de competitividade, eficiência e sofisticação em suas operações. A necessidade de mitigar as perdas por *curtailment* exige maior critério na análise de dados, um acompanhamento rigoroso dos procedimentos do ONS, o desenvolvimento de estratégias comerciais mais robustas e um gerenciamento de risco mais apurado. Desta forma, o que surge como uma ameaça à rentabilidade também fomenta a profissionalização e a inovação, incentivando as empresas a adotarem uma postura mais proativa e analítica para preservar seus resultados e se destacarem em um ambiente operacional cada vez mais complexo.

#### 4.2.1 A gestão da operação em tempo real

O primeiro desafio imposto pelo aumento do *curtailment* é a gestão da operação em tempo real. A dimensão deste desafio é evidenciada pelo crescimento exponencial no número de solicitações de redução de geração enviadas pelo ONS e atendidas pelo Centro de Operação Unificado (COG) da Engie, um dos maiores geradores do país. Em 2022, a Engie registrou apenas 110 solicitações; em 2023, o número saltou para 4.323; em 2024, explodiu para 30.148 solicitações; e apenas nos primeiros oito meses de 2025 (até 31 de agosto), o volume já havia superado o ano anterior, atingindo 38.958 solicitações.

Originalmente, o procedimento para cada limitação de geração era manual e síncrono: um operador de tempo real do ONS contatava, por via telefônica, o operador correspondente no centro de operação do agente, que então executava os comandos necessários para limitar o ativo. Este método, embora funcional para um volume baixo de eventos, tornou-se insustentável com a escalada das restrições entre o final de 2023 e o início de 2024, gerando uma sobrecarga humana e operacional tanto para o operador do sistema quanto para os geradores. Para lidar com este novo cenário, o ONS implementou o sistema SINapse, que substituiu as chamadas telefônicas por um sistema de mensagens de texto, conferindo maior agilidade, rastreabilidade e segurança ao processo de comunicação.

Em paralelo, os agentes de geração foram compelidos a promover uma reavaliação completa de seus processos internos. Foi necessário aprimorar os sistemas de controle remoto das usinas, redefinir a distribuição da carga de trabalho entre as equipes de operação, intensificar o monitoramento das condições dos ativos e, crucialmente, modernizar os métodos de registro de cada evento. Um exemplo prático dessa adaptação é a evolução dos sistemas internos da Engie. Ao longo de anos de desenvolvimento contínuo, a empresa criou o Sistema de Administração de Usinas (SAU), posteriormente substituído por uma plataforma mais integrada e robusta, o Sistema Integrado de Gestão da Operação (SIGO).

O SIGO centraliza os dados operativos de todos os ativos da companhia, automatizando e simplificando grande parte dos processos de controle e registro. Uma de suas funcionalidades centrais é o "livro de turno" digital, uma ferramenta que moderniza o antigo processo de anotações em um caderno físico. Neste sistema, todos os eventos relevantes do turno – desde comandos recebidos do ONS até ações realizadas pelos operadores – são registrados de forma manual ou por rotinas automatizadas, garantindo um histórico centralizado, preciso e auditável da operação, essencial para a gestão de um volume tão grande de eventos de *curtailment*.

#### 4.2.2 Gestão financeira, comercial e de riscos

O impacto financeiro do *curtailment* representa um dos desafios mais críticos para os agentes de geração. A frustração recorrente da receita, com os ganhos não atingindo as previsões originais dos modelos de negócio, cria um ambiente de incerteza que afeta a rentabilidade e a avaliação de risco dos empreendimentos. Contudo, essa pressão financeira também tem servido como um forte incentivo para o aprimoramento dos processos internos, forçando as empresas a desenvolverem maior sofisticação na gestão de seus contratos, nas estratégias de compra e venda de energia e no gerenciamento de riscos associados à operação.

Um exemplo notável de otimização de ganhos em um cenário de restrições é a estratégia adotada pela Engie em seus grandes conjuntos eólicos, como Serra do Assuruá, Trairí, Umburanas e Campo Largo. Nestes complexos, a empresa possui parques eólicos (Sociedades de Propósito Específico - SPEs) com contratos de venda de energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa presença em ambos os regimes de comercialização permite uma gestão ativa e econômica do *curtailment*. Ao receber uma ordem de limitação para o complexo eólico, a equipe de operação pode calcular, em tempo real, qual dos ambientes de contratação apresenta o menor preço de energia naquele momento e aplicar a redução de geração exclusivamente nos parques alocados no mercado de menor remuneração. Após a superação de significativos desafios técnicos para sua implementação, essa estratégia de despacho econômico interno se tornou um exemplo de excelência na gestão de ativos, maximizando a receita do portfólio ao garantir que a energia de maior valor seja priorizada durante os eventos de restrição.

#### 4.2.3 A criticidade e a gestão dos dados operacionais

A precisão do ressarcimento por *curtailment* está intrinsecamente ligada à qualidade dos dados enviados ao ONS. A regulação exige o envio contínuo de três tipos de informação: a geração verificada, a disponibilidade dos equipamentos e os dados meteorológicos (velocidade do vento para eólicas ou irradiância para fotovoltaicas). Embora o dado de geração sempre tenha recebido atenção por seu impacto direto no faturamento, a gestão da qualidade e da confiabilidade de seu envio revela um desafio técnico relevante. Os transdutores que medem a energia para o ONS tipicamente não possuem memória de massa, o que significa que uma falha momentânea de comunicação é registrada pelo operador como um período de geração nula.

Como o ONS disponibiliza os dados de forma agregada em intervalos de 30 minutos, essa falha pode passar despercebida, resultando em um valor de geração consolidado inferior ao real, com consequente perda financeira. Para mitigar esse risco, agentes com maior

governança operacional, como a Engie, investem em uma arquitetura de dados redundante e de alta confiabilidade, uma infraestrutura que distingue sua abordagem daquela de outros agentes que, por vezes, optam por não realizar investimentos de mesma magnitude em inteligência de dados. Nas usinas da Engie, os dados dos medidores são armazenados em *dataloggers* locais, passam por controladores de automação em tempo real (RTACs) e servidores de supervisão (Elipse), sendo então direcionados para plataformas de alto nível como o sistema de telemedição, o PI System para armazenamento de séries históricas e o próprio SIGO.

Esses sistemas, selecionados pela qualidade e estabilidade, garantem a existência de múltiplas fontes de dados com memória de massa, permitindo uma contínua validação cruzada para identificar e corrigir eventuais falhas nos dados enviados ao ONS.

Por outro lado, os dados de disponibilidade e, especialmente, os meteorológicos, foram por muito tempo considerados secundários, pois seu impacto financeiro era indireto. Com a consolidação do *curtailment* por indisponibilidade externa (REL), essa percepção mudou drasticamente, pois essas informações se tornaram a base para o cálculo da energia que deixou de ser gerada e, portanto, do valor a ser ressarcido. Muitos agentes, no entanto, demoraram a se adaptar a essa nova realidade. Em uma empresa com recursos limitados, a manutenção de anemômetros e piranômetros frequentemente perde prioridade, pois o prejuízo de um dado ausente só se materializa durante uma restrição por indisponibilidade externa, único cenário em que a perda de geração pode ser compensada financeiramente. Quando este tipo de restrição ocorre e a geração é reduzida, os agentes se deparam com uma situação crítica: a impossibilidade de pleitear o ressarcimento por falta de dados válidos, transformando um evento que deveria ser neutro em uma perda de receita substancial.

O colapso de um dos bipolos de transmissão de Belo Monte foi o evento catalisador que demonstrou a importância estratégica da gestão de dados. Nunca antes os agentes haviam sofrido perdas financeiras tão expressivas por indisponibilidades externas, e o evento deixou claro que uma estrutura robusta de coleta de dados funciona como um atenuador crítico contra prejuízos em larga escala. A experiência evidencia uma bifurcação nas estratégias dos agentes: enquanto empresas como a Engie adotam uma filosofia de gestão na qual os dados são tratados como um ativo financeiro, dedicando recursos para seu monitoramento e manutenção, outras podem optar por uma operação de custo mínimo, com equipes e recursos reduzidos. A aparente economia obtida com essa abordagem é, contudo, frequentemente superada por perdas financeiras expressivas durante os períodos de restrição por indisponibilidade externa, revelando que, no novo paradigma do setor elétrico, a excelência na gestão de dados não é um custo, mas um investimento direto na proteção da receita.

#### 4.2.4 A assimetria de informação e a contestação das restrições

Um dos desafios operacionais e regulatórios mais recorrentes para os agentes de geração é a dificuldade em auditar e, quando necessário, contestar a classificação das restrições de geração impostas pelo ONS. A determinação da causa raiz de um evento de *curtailment* representa um dos principais pontos de atrito na relação entre o operador do sistema e os geradores. Uma crítica comum é a percepção de falta de transparência no processo, que, segundo os agentes, limita sua capacidade de contestação e gera um ceticismo recorrente quanto à classificação atribuída, especialmente porque o incentivo financeiro é claro: apenas as restrições por indisponibilidade externa (REL) são passíveis de ressarcimento. O ONS fornece um breve comentário sobre a limitação, mas o agente possui uma visão restrita das condições sistêmicas no momento do evento, criando uma assimetria de informação que dificulta a construção de um contra-argumento técnico robusto.

A principal ferramenta à disposição dos agentes para fundamentar uma contestação é o SGI-OP (Sistema de Gestão de Intervenções), que informa as intervenções programadas e de emergência na rede. A análise deste sistema é a base para qualquer pleito, pois permite ao agente encontrar evidências de que um equipamento de transmissão estava indisponível no momento e na região de sua restrição. Contudo, a simples existência de uma intervenção não garante a classificação como REL. O ONS analisa o conjunto de restrições ativas e define qual era a preponderante, que pode ser por confiabilidade elétrica (CNF) ou por razão energética (ENE), mesmo com a existência de uma indisponibilidade simultânea. Outro recurso valioso são os dados abertos do ONS, que contêm informações de todas as usinas do Brasil. A análise comparativa do *curtailment* em usinas vizinhas pode servir como um forte indício de uma restrição sistêmica ou local. Em um avanço significativo para a transparência, o ONS anunciou que, a partir de novembro de 2025, os comentários sobre os motivos das limitações serão incluídos nos dados abertos, o que deve auxiliar os agentes a obterem uma visão mais sistêmica.

Além das ferramentas, existem zonas de interpretação normativa que geram debates. Os agentes frequentemente defendem que disponibilidades reduzidas de linhas, atrasos em obras de transmissão e alterações sistêmicas (como testes ou comissionamento de novos ativos) deveriam ser classificados como indisponibilidade externa. Este pleito possui fundamento, visto que os projetos de geração foram viabilizados considerando a infraestrutura de transmissão planejada; portanto, os atrasos nessas obras constituem falhas estruturais alheias à responsabilidade e à gestão das usinas.

Embora haja alguma variação na análise, a posição geral do ONS é clara: a classificação REL se aplica a eventos onde um equipamento específico está indisponível (desligado),

conforme documentado no SGI, e é a causa direta e mais relevante da limitação. Outro questionamento recorrente refere-se ao que ocorre após o término de um evento REL. Por exemplo, uma usina pode ser levada a zero por uma indisponibilidade externa; ao fim da intervenção, o sistema pode estar em sobreoferta (ENE), e o ONS mantém a usina em zero ou a libera muito lentamente, enquanto outras usinas que não foram tão afetadas operam com percentuais de geração maiores. Esta transição de estados operativos, embora siga a lógica do despacho, é percebida como particularmente danosa, pois a condição inicial de geração nula da usina foi uma consequência direta do evento REL, resultando em perdas financeiras contínuas e não ressarcidas.

Contudo, é fundamental contextualizar a atuação do ONS, que opera sob o mandato de garantir a segurança do sistema com o menor custo possível para os consumidores. O operador aplica as regras definidas pela ANEEL, priorizando a segurança e a economicidade, e dentro desse escopo, seu trabalho é amplamente reconhecido como de excelência. Nesse cenário de debates e busca por aprimoramentos, o papel de associações setoriais como a ABE Eólica tem sido fundamental, reunindo os pleitos dos agentes, promovendo discussões técnicas e fazendo apelos formais à ANEEL e ao ONS. Apesar das divergências, o setor de energia se destaca por manter um relacionamento construtivo e colaborativo, onde os desafios são debatidos abertamente na busca por soluções que beneficiem o sistema como um todo.

#### **4.2.5 O impacto do *curtailment* na estratégia de expansão e localização de ativos**

Os crescentes impactos do *curtailment* transcendem a operação diária e já redefinem as decisões estratégicas de expansão e investimento no setor de geração. Os agentes agora precisam precificar em seus modelos de negócio a expectativa de menores receitas e maior complexidade operacional. O cenário de lucros praticamente garantidos pela simples disponibilidade do recurso primário deu lugar a um ambiente que exige elevado conhecimento técnico, sofisticação comercial e capacidade de investimento em inteligência de dados. Paradoxalmente, essa nova realidade, embora desafiadora, também pode ser vista como um aspecto positivo para o mercado, pois eleva a barreira de entrada para agentes menos preparados e incentiva a adoção de melhores práticas, o que contribui para a solidez e a resiliência do setor de geração a longo prazo.

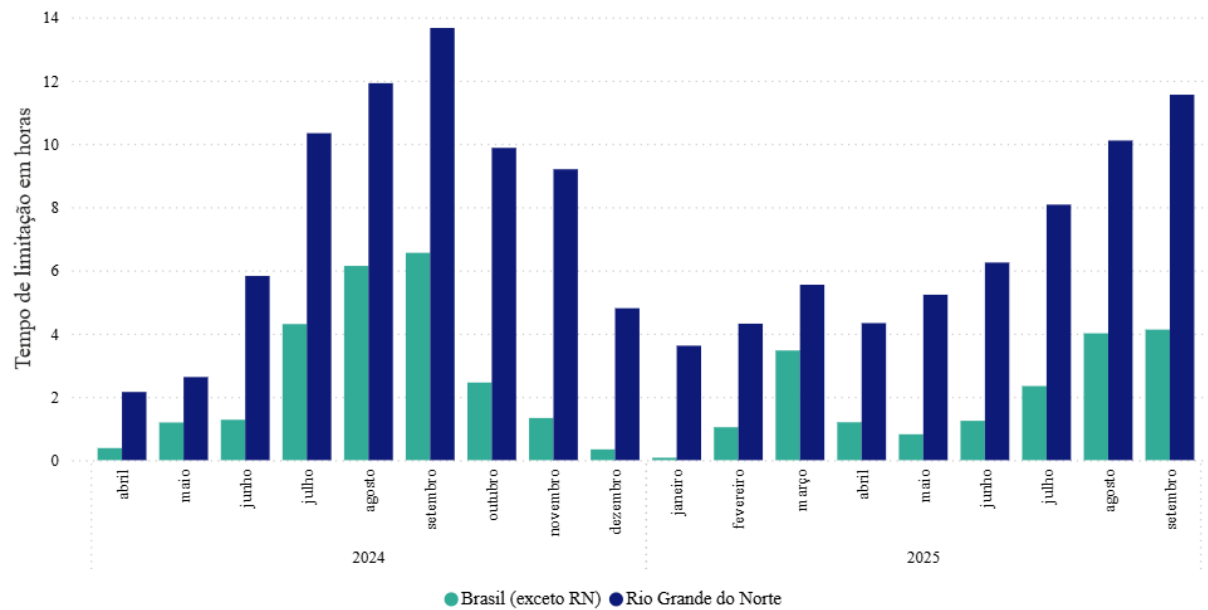
Ainda há expansão de fontes renováveis, mas já se nota alguma hesitação por parte dos agentes. Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mostram que, em 2023, foram adicionados 5,3 GW de capacidade eólica e 4,1 GW de solar fotovoltaica ao SIN. O crescimento continuou em 2024, com a adição de 3,7 GW de eólica e 5,6 GW de solar. Já em 2025, até o

final de agosto, o sistema já havia incorporado mais 1,0 GW de eólica e 0,7 GW de solar (os dados de 2025 estão sujeitos a alterações), demonstrando um declínio na atratividade dos recursos do país (ONS, 2025a). Além disso, a estratégia de localização desses novos ativos passou por uma reavaliação fundamental. Se antes o fator principal era a abundância do recurso, agora a complementaridade do seu perfil horário tornou-se um critério decisivo. As primeiras usinas eólicas, por exemplo, foram construídas em locais com ventos mais intensos durante o dia, para coincidir com o período de maior consumo de energia. Hoje, agentes com maior sofisticação estratégica priorizam locais com maior abundância de vento no período noturno.

Desta forma, a geração eólica deixa de competir diretamente com a massiva geração fotovoltaica (tanto centralizada quanto distribuída) durante o dia, reduzindo a exposição a *curtailment* por excesso de geração e por sobrecarga do sistema de transmissão. A trajetória da Engie ilustra essa mudança: seus primeiros grandes investimentos, como o complexo eólico Trairi, situam-se na costa do Ceará, com ventos diurnos; já seus projetos mais recentes e volumosos, como os complexos Campo Largo, Umburanas e Serra do Assuruá, foram concentrados no interior da Bahia, região conhecida pelo forte perfil de vento noturno.

Outro aspecto que passou a ser central na análise de novos projetos é a capacidade de escoamento da rede de transmissão local e regional. A região Nordeste, que concentrou a maior parte da expansão renovável por seus recursos de classe mundial, enfrenta hoje severos gargalos na infraestrutura, que se tornou insuficiente para escoar todo o excedente de energia para outras regiões. O estado do Rio Grande do Norte é um exemplo crítico, onde a expansão da geração superou de tal forma a capacidade da rede que uma parcela significativa da energia produzida fica restrita dentro de suas fronteiras. Isso introduz um novo paradigma na prospecção de projetos, onde a análise de viabilidade deve ponderar entre o investimento em uma região com recurso excepcional, mas rede congestionada, e uma região que, apesar de possuir um recurso inferior, oferece maior garantia de escoamento e, conseqüentemente, menor risco de *curtailment*, conforme observa-se no gráfico a seguir:

Gráfico 6 – Comparação entre o tempo médio de limitação por motivo de confiabilidade elétrica por dia no Rio Grande do Norte e no restante do Brasil em fontes eólicas e fotovoltaicas



Fonte - Elaboração própria (2025), com base em dados do ONS.<sup>1</sup>

#### 4.2.6 Datacenters como carga local.

Uma estratégia para reduzir as perdas financeiras com o *curtailment* é a instalação de datacenters diretamente nos parques eólicos. Essa abordagem cria um consumidor local para a energia, permitindo que a usina continue gerando e faturando mesmo quando o escoamento para o SIN está restrito por gargalos na transmissão ou por excesso de oferta.

O principal benefício é a criação de uma receita alternativa que não depende da rede. Como o consumo é local, a energia vendida ao datacenter não está sujeita às tarifas de transmissão nem aos motivos que levam ao *curtailment*. Para o gerador, vender essa energia a um preço mais baixo para o datacenter é mais vantajoso do que a perda total de faturamento durante um evento de restrição. A prática, que já é alvo de estudos e projetos-piloto, funciona como uma ferramenta de gerenciamento de risco financeiro.

A viabilidade da implementação depende de fatores técnicos, principalmente a localização. A instalação de datacenters no litoral é dificultada pela maresia, que corrói equipamentos eletrônicos e aumenta os custos de manutenção. Por essa razão, os projetos eólicos mais recentes, localizados no interior do Nordeste, são mais adequados para abrigar esse tipo de carga, combinando o benefício de um perfil de vento complementar ao da fonte solar com um ambiente mais seguro para a operação de um datacenter.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A jornada de transição da matriz elétrica brasileira, outrora celebrada por sua base hídrica robusta e renovável, atingiu um ponto de inflexão crítico, onde o sucesso se converteu em um paradoxo de abundância desperdiçada. A análise aprofundada do fenômeno do *curtailment*, revela que este deixou de ser um evento operacional esporádico para se consolidar como um entrave estrutural, crônico e crescente, que ameaça não apenas a rentabilidade dos agentes de geração, mas a própria eficiência e sustentabilidade da expansão energética nacional. A conclusão central deste trabalho é que o Brasil, dotado de recursos eólicos e solares de classe mundial, enfrenta uma incapacidade sistêmica de aproveitar plenamente seu potencial, uma falha que reside na profunda dessincronia entre a expansão da geração, o planejamento da transmissão e a valoração dos atributos de flexibilidade e segurança da rede.

A análise comparativa internacional demonstrou que os desafios brasileiros não são únicos, mas espelham as dificuldades enfrentadas por outras nações na vanguarda da transição. Os gargalos de transmissão que separam os polos de geração renovável dos centros de carga, como o eixo Nordeste-Sudeste no Brasil, são análogos aos corredores Norte-Sul da Alemanha e do Reino Unido, e aos eixos Oeste-Leste da China e dos Estados Unidos. Contudo, o caso brasileiro apresenta particularidades que intensificam o problema. O crescimento exponencial e geograficamente concentrado das fontes renováveis, especialmente no Nordeste, avançou em um ritmo muito superior à capacidade de licenciamento e construção da infraestrutura de transmissão, criando uma dupla penalidade que onera toda a sociedade: energia limpa e de custo marginal zero é desperdiçada na origem, enquanto usinas termelétricas, mais caras e poluentes, são acionadas nos centros de consumo pela sua inércia e previsibilidade em potenciais eventos de falha sistêmica. A vulnerabilidade dessa arquitetura foi drasticamente exposta pelo colapso de um dos bipolos de Belo Monte, um evento que materializou os riscos de um sistema com baixa redundância e cristalizou os prejuízos bilionários impostos aos geradores.

Entretanto, se os gargalos de transmissão são a causa primária e mais visível, a análise detalhada aponta para o crescimento da MMGD como o principal vetor de aceleração do *curtailment* sistêmico. Operando de forma "invisível" e não despachável para o ONS, sua geração massiva e coincidente com a solar centralizada deprime a carga líquida, criando a "Curva de Pato" brasileira e tornando-se a causa direta para o corte de grandes usinas. A expansão da MMGD, fomentada por um modelo regulatório que a isola das condições reais de oferta e demanda, gerou uma profunda e insustentável assimetria de riscos: enquanto os grandes projetos renováveis, que viabilizam a expansão em escala, arcam integralmente com o prejuízo

dos cortes, o prosumidor da MMSGD, que contribui diretamente para a sobreoferta, permanece imune às suas consequências financeiras. A perpetuação deste modelo é técnica e economicamente inviável, além de socialmente injusta, tornando inadiável uma reforma estrutural que integre a geração distribuída às responsabilidades, custos e realidades físicas da operação, seja através de mecanismos como o *curtailment* comercial, tarifas dinâmicas ou tecnologias de controle.

Nesse cenário de crescente intermitência, o papel do parque hidrelétrico como mitigador, embora ainda fundamental, revela-se cada vez mais limitado. A capacidade de armazenamento dos grandes reservatórios, a "grande bateria" do Brasil, encontra-se em um processo de diluição estrutural, uma vez que a expansão se restringe a usinas a fio d'água e sua capacidade de regularização não acompanha a escala do crescimento das fontes variáveis. Adicionalmente, a frota convencional (hídrica e térmica) permanece como a única provedora de serviços essenciais à segurança da rede, como inércia e controle de frequência, atributos que a expansão renovável, por si só, não supre. A paralisia na construção de novas hidrelétricas com reservatório, como alertado pelo próprio ONS, cria o dilema de uma expansão baseada apenas em fontes intermitentes, o que é operacionalmente insustentável e arriscado.

Para os agentes de geração, este novo paradigma impõe uma transformação forçada. A perda de receita corrói a rentabilidade dos projetos e eleva a percepção de risco, mas, catalisa a sofisticação e o amadurecimento do setor. A necessidade de mitigar as perdas exige uma gestão da operação em tempo real de alta complexidade, o desenvolvimento de estratégias comerciais robustas, como o despacho econômico, e, crucialmente, o tratamento dos dados operacionais como um ativo financeiro estratégico. A assimetria de informação na contestação das restrições e a criticidade na gestão de dados meteorológicos e de disponibilidade evidenciam que a sobrevivência e a competitividade no novo setor elétrico dependem de excelência técnica, capacidade analítica e investimentos em inteligência, elevando a barreira de entrada e profissionalizando o mercado.

Em suma, a superação do desafio do *curtailment* no Brasil exige uma abordagem sistêmica, coordenada e corajosa, que transcenda a simples aceleração dos investimentos em transmissão. Impõe-se, acima de tudo, uma reforma urgente do modelo da MMSGD. É igualmente crucial desenvolver mecanismos de mercado que remunerem e incentivem a expansão dos recursos de flexibilidade e inércia – seja pela modernização da frota hídrica, pelo avanço de tecnologias de armazenamento em larga escala, como baterias e hidrelétricas reversíveis, ou pela contratação estratégica de geração convencional flexível. O Brasil encontra-se em uma encruzilhada: para colher plenamente os frutos de seus vastos recursos renováveis e

se consolidar como um líder na transição energética global, o país deve agora focar não apenas em gerar energia limpa, mas em construir um sistema elétrico mais inteligente, resiliente e integrado, que garanta que essa energia chegue ao consumidor de forma segura, eficiente e econômica.



## REFERÊNCIAS

ACATECH; DECHEMA. **Guiding Germany into the hydrogen era: H2-Compass**. Berlin: acatech, 2023. Disponível em: <https://en.acatech.de/allgemein/guiding-germany-into-the-hydrogen-era-acatech-and-dechema-publish-h2-compass/>. Acesso em: 28 jul. 2025.

ACATECH; LEOPOLDINA; AKADEMIENUNION. **Grid congestion as a challenge for the electricity system: options for a future market design**. Munich: acatech, 2021. Disponível em: <https://en.acatech.de/publication/grid-congestion-as-a-challenge-electricity-system/>. Acesso em: 28 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf). Acesso em: 14 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DA ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bem-vindo à ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2025a. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/a-aneel?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_assetEntryId=14469158&\\_101\\_type=content&\\_101\\_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/a-aneel?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14469158&_101_type=content&_101_urlTitle=informacoes-institucionais&inheritRedirect=true). Acesso em: 26 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ofício nº 61/2025-SGM/ANEEL**. Assunto: Resposta à Carta CTA-ONS DOP 1829/2024 - Falha de dados enviados em tempo real para o processo de Apuração de Restrição de Geração. Brasília, DF: ANEEL, 03 abr. 2025b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ofício nº 62/2025-SGM/ANEEL**. Assunto: Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas e Usinas Fotovoltaicas - Tolerância de 5% ou 5MW da geração verificada em relação à geração limitada pelo ONS. Brasília, DF: ANEEL, 03 abr. 2025c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 927, de 22 de março de 2021**. Estabelece procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 mar. 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021927.html>. Acesso em: 10 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece os critérios para o ressarcimento aos agentes de geração em razão de restrição de operação por constrained-off e os procedimentos para sua aplicação. Brasília, DF: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf> Acesso em: 10 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022**. Consolida os atos regulatórios relativos [...] aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas. Brasília, DF: ANEEL, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Workshop de Esclarecimentos sobre o Leilão de Transmissão nº 2/2023**. Brasília, DF: ANEEL, 2023.

Notícias. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-promove-workshop-sobre-leilao-de-transmissao-no-2-2023>. Acesso em: 22 ago. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Contribuição à Consulta Pública ANEEL nº 010/2020**. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_idDocumento=55129](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=55129). Acesso em: 28 set. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **2024 Integrated System Plan for the National Electricity Market**. Melbourne: AEMO, 2024a. Disponível em: <https://aemo.com.au/en/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>. Acesso em: 27 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **An introduction to Australia's National Electricity Market**. Melbourne: AEMO, 2021a. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **Energy Explainer: Big Batteries**. Melbourne: AEMO, 2021b. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/learn/energy-101/batteries-explainer.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **Initial operation of the Hornsdale Power Reserve**. Melbourne: AEMO, 2018. Disponível em: [https://aemo.com.au/-/media/Files/Media\\_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf](https://aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf). Acesso em: 28 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **Quarterly Energy Dynamics (Q4 2022)**. Melbourne: AEMO, 2023a. Disponível em: <https://aemo.com.au/en/energy-systems/market-operations/energy-market-reports-and-analysis/quarterly-energy-dynamics-qed/qed-q4-2022>. Acesso em: 28 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **Quarterly Energy Dynamics (Q4 2023)**. Melbourne: AEMO, 2024b. Disponível em: <https://aemo.com.au/en/energy-systems/market-operations/energy-market-reports-and-analysis/quarterly-energy-dynamics-qed/qed-q4-2023>. Acesso em: 28 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **System Security Planning**. Melbourne: AEMO, 2024c. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/system-security-planning>. Acesso em: 27 jul. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **Voluntary Specification for Grid-forming Inverters**. Melbourne: AEMO, 2023b. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços de eletricidade e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, [...], autoriza o Poder Executivo a criar o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 maio 1998.

BUNDESNETZAGENTUR. **Fortentwicklung des Redispatch 2.0 – Verfahrenseinleitung.** Bonn: Bundesnetzagentur, 2023. Disponível em: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241\\_verfahrenser%C3%B6ffnung.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_verfahrenser%C3%B6ffnung.html). Acesso em: 28 jul. 2025

BUNDESNETZAGENTUR. **Further progress in grid expansion: Bundesnetzagentur approves last section of the SuedOstLink power line.** Bonn: Bundesnetzagentur, 2025. Disponível em: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250725\\_SOL.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250725_SOL.html). Acesso em: 28 jul. 2025.

BUNDESNETZAGENTUR. **Netzengpassmanagement Viertes Quartal 2023 – Marktbeobachtung Strom/Gas.** Bonn: Bundesnetzagentur, 2024. Disponível em: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ4\\_2023.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ4_2023.pdf). Acesso em: 28 jul. 2025.

BUNDESREGIERUNG. **Lower CO2 emissions from energy generation.** Die Bundesregierung informiert, 22 set. 2020. Disponível em: <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/lower-co2-emissions-1795844>. Acesso em: 28 jul. 2025.

CAISO. **Flexible Resources Help Renewables – Fast Facts.** California Independent System Operator, 2024. Disponível em: [https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf). Acesso em: 29 jul. 2025.

CAISO. **Market Disruption – Western Energy Imbalance Market (WEIM).** California Independent System Operator, 2025. Disponível em: <https://www.caiso.com/documents/2720-market-disruption-western-energy-imbalance-market-weim.docx>. Acesso em: 29 jul. 2025.

CAISO. **Wind and Solar Curtailment December 20, 2022.** California Independent System Operator, 2022. Disponível em: [https://www.caiso.com/Documents/Wind\\_SolarReal-TimeDispatchCurtailmentReportDec20\\_2022.pdf](https://www.caiso.com/Documents/Wind_SolarReal-TimeDispatchCurtailmentReportDec20_2022.pdf). Acesso em: 29 jul. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Contratos – Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).** São Paulo: CCEE, 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contratos..> Acesso em: 28 ago. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Cronograma de operacionalização das recontabilizações e ressarcimentos associados ao Constrained-Off para Usinas Eólicas (metodologia definitiva).** São Paulo: CCEE, 2024. Comunicado.

Disponível em: <https://www.ccee.org.br/-/cronograma-de-operacionalizacao-das-recontabilizacoes-e-ressarcimentos-associados-ao-constrained-off-para-usinas-eolicas-metodologia-definitiva->. Acesso em: 28 ago. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **InfoPLD – Semana de 14 a 20 de março de 2025**. São Paulo: CCEE, 2025b. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/29595874/704\\_-\\_InfoPLD\\_2025\\_03\\_sem4.pdf](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29595874/704_-_InfoPLD_2025_03_sem4.pdf). Acesso em: 28 ago. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Mercado Livre (ACL)**. São Paulo: CCEE, 2025c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado-livre-acl>. Acesso em: 28 ago. 2025.

CASTRO, Nivalde de et al. **Observatório de Armazenamento de Energia – N° 01, 3° trimestre de 2023**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2023. Disponível em: [https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/11/Observatorio-Armazenamento-01\\_3%C2%B0tri\\_2023.pdf](https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/11/Observatorio-Armazenamento-01_3%C2%B0tri_2023.pdf). Acesso em: 16 set. 2025.

CASTRO, Nivalde de; FRANÇA, Fernando; BRANDÃO, Roberto. Impactos da geração distribuída no Setor Elétrico Brasileiro. **GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico**, Instituto de Economia da UFRJ. Publicado em 26 mar. 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/artigo-gesel-impactos-da-geracao-distribuida-no-setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 16 set. 2025.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. **Reporte Energía Abierta Ciudadana – Almacenamiento**. Santiago: CNE, jul./ago. 2024. Disponível em: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/RCiudadano\\_v202408.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/RCiudadano_v202408.pdf). Acesso em: 29 jul. 2025.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. **Resoluciones Reglamentarias de la Ley 21.721**. Santiago: CNE, 2025. Disponível em: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/cne-publica-resoluciones-reglamentarias-de-la-ley-21-721/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. **Costo Marginal Online**. Santiago: CEN, 2025. Disponível em: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-online/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. **Reducciones de Generación Renovable**. Santiago: CEN, 2024. Disponível em: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. **Review of electricity market arrangements (REMA)**. Londres: GOV.UK, 2025. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/collections/review-of-electricity-market-arrangements-rema>. Acesso em: 28 jul. 2025

EIA – U.S. Energy Information Administration. **In-brief analysis: U.S. developers report half of new electric generating capacity will come from solar**. 20 ago. 2025a. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65964>. Acesso em: 29 jul. 2025.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **U.S. battery storage capacity expected to nearly double in 2024.** 9 jan. 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61202>. Acesso em: 29 jul. 2025.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Utility-scale batteries are more commonly used for price arbitrage.** 22 set. 2025b. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66164>. Acesso em: 29 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro.** Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019a. Disponível em: ([https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006\\_2019-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf)). Acesso em: 22 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2024: Ano base 2023.** Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN\\_Síntese\\_2024\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_Síntese_2024_PT.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão.** Nota Técnica EPE-DEE-NT-090/2021-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2021a. Disponível em: ([https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0\\_Servicos%20Ancilares.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf)). Acesso em: 02 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias: Potencial de Aplicação no Planejamento da Operação e Expansão do Setor Elétrico.** Rio de Janeiro: EPE, 2019b. 85 p. (Nota Técnica EPE-DEE-NT-098/2019). Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098\\_2019\\_Baterias%20no%20planejamento.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Um olhar para as usinas hidrelétricas – Desafios e oportunidades para o aproveitamento hidrelétrico brasileiro.** Caderno de Estudos CD-EPE-DEA-SMA-001-2025. Janeiro de 2025. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acesso em: 02 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica.** Rio de Janeiro: EPE, 2021b. 59 p. (Nota Técnica EPE-DEE-NT-013/2021-r0). Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013\\_2021-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf). Acesso em: 02 set. 2025.

FEARNSIDE, P. M. Hidrelétricas na Amazônia: impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras. In: FEARNSIDE, P. M. (org.). **Hidrelétricas na Amazônia.** Manaus: Editora do INPA, 2015. p. 1-29. Disponível

em:(<https://acervo.socioambiental.org/sites/default/files/documents/Q3D00023.pdf>). Acesso em: 02 set. 2025.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Explainer on the Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule**. Washington, D.C., 2024. Disponível em: <https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule>. Acesso em: 29 jul. 2025.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **State of the Markets Report for 2024 Released**. 20 mar. 2025. Disponível em: <https://www.ferc.gov/news-events/news/SMR-2024>. Acesso em: 29 jul. 2025.

GOPAL, S.; et al. **An overview of distributed energy resource (DER) interconnection: current practices and evolving solutions**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021. NREL/TP-5D00-78052. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78052.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2025.

GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA. **Leading the green economy**. Adelaide: Department for Energy and Mining, 2024. Disponível em: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/hydrogen-and-renewable-energy/leading-the-green-economy>. Acesso em: 28 jul. 2025

INELFE – Interconexión Eléctrica Francia-España. **Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia**. 2025. Disponível em: <https://www.inelfe.eu/es/proyectos/golfo-de-bizkaia>. Acesso em: 28 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **France needs to invest more in energy efficiency, renewables and nuclear to put itself on track for net zero by 2050**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/news/france-needs-to-invest-more-in-energy-efficiency-renewables-and-nuclear-to-put-itself-on-track-for-net-zero-by-2050-iea-policy-review-says>. Acesso em: 28 jul. 2025.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994. Disponível em:[https://books.google.com/books/about/Power\\_System\\_Stability\\_and\\_Control.html?id=2cbvyf8Ly4AC](https://books.google.com/books/about/Power_System_Stability_and_Control.html?id=2cbvyf8Ly4AC). Acesso em: 25 ago. 2025.

MINISTERIO DE ENERGÍA DE CHILE. **Solicitud de concesión definitiva para establecer línea de transmisión eléctrica Kimal-Lo Aguirre**. Santiago: Diario Oficial, 2013. Disponível em: [https://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/2013/S\\_SEC\\_SN\\_Transelec\\_01-02-13.pdf](https://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2013/S_SEC_SN_Transelec_01-02-13.pdf). Acesso em: 29 jul. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Reservatórios das usinas hidrelétricas alcançam 70% da capacidade de armazenamento**. Brasília: MME, 15 fev. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/reservatorios-das-usinas-hidreletricas-alcancam-70-da-capacidade-de-armazenamento>. Acesso em: 02 set. 2025.

MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. **Draft Update of the Integrated National Energy and Climate Plan 2023-2030**. Madrid: Gobierno de

España, 2023. Disponível em: [https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN\\_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf](https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf). Acesso em: 28 jul. 2025.

MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. **Estrategia de Almacenamiento Energético**. 2021. Disponível em: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/210209npaprobacionestrategiadealmacenamiento\\_tcm30-522654.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/210209npaprobacionestrategiadealmacenamiento_tcm30-522654.pdf). Acesso em: 28 jul. 2025.

MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. **Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable**. 2020. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html>. Acesso em: 28 jul. 2025.

MORAN, Emilio et al. **Depois das Hidrelétricas: Processos sociais e ambientais que ocorrem depois da construção de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio na Amazônia Brasileira**. São Paulo: FAPESP, 2024. Disponível em: <https://energiaparavida.org.br/news/belo-monte-jirau-e-santo-antonio-dez-anos-depois>. Acesso em: 09 out. 2025.

MORETTO, E. M. *et al.* **Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: a antiga e atual fronteira Amazônica**. *Ambiente & Sociedade*, Campinas, v. 15, n. 3, p. 141-164, set./dez. 2012. Disponível em: ([https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1414-753X2012000300009&script=sci\\_arttext](https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1414-753X2012000300009&script=sci_arttext)). Acesso em: 01 set. 2024.

NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION; NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Notice on Issuing the Implementation Plan for the New Generation Coal Power Upgrade Special Action (2025–2027)**. Beijing: NEA, 2025a. Disponível em: <https://www.nea.gov.cn/20250418/5c9e2108eefc4e7d8c9931de4456dda9/c.html>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **2016 Northwest wind and PV output and curtailment statistics**. Beijing: NEA, 2017a. Disponível em: <https://chinaenergyportal.org/en/2016-northwest-wind-and-pv-output-and-curtailment-statistics/>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **China has built and commissioned 44.44 GW of new energy storage capacity**. Beijing: NEA, 2024a. Disponível em: [https://www.nea.gov.cn/2024-08/02/c\\_1310783696.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-08/02/c_1310783696.htm). Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Is the utilization rate of green electricity in Western China reaching a turning point?**. Beijing: NEA, 2025b. Disponível em: <https://www.nea.gov.cn/20250704/a6080a306a14481588b887f3db1788c3/c.html>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Measures for resolving curtailment of hydro, wind and PV power generation**. Beijing: NEA, 2017b. Disponível em: <https://chinaenergyportal.org/measures-resolving-curtailment-hydro-wind-pv-power-generation/>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **NEA official answers questions on the “Guidelines for Market Construction in Regions with Continuous Operation of Electricity Spot Markets”**. Beijing: NEA, 2025c. Disponível em: <https://www.nea.gov.cn/20250916/42ad648c308b45df8d31078249b5ea62/c.html>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Notice from the General Office of the National Energy Administration on Special Supervision of Interprovincial and Cross-regional Electricity Trading and Market Order**. Beijing: NEA, 2023a. Disponível em: [https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-10/27/c\\_1310748175.htm](https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-10/27/c_1310748175.htm). Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Notice from the National Energy Administration on Strengthening Flexibility Retrofits of Coal Power Units and Safety Management During Deep Peak Regulation**. Beijing: NEA, 2024b. Disponível em: [https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-07/26/c\\_1212386624.htm](https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-07/26/c_1212386624.htm). Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Notice on Issuing the “Guiding Opinions on Energy Work in 2023” (Guonengfa Planning [2023] No. 30)**. Beijing: NEA, 2023b.. Disponível em: [https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-04/06/c\\_1310710616.htm](https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-04/06/c_1310710616.htm). Acesso em: 8 out. 2025.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. **Promoting the Transformation and Upgrade of New Generation Coal Power to Support High-quality Development of a New Power System**. Beijing: NEA, 2025d. Disponível em: <https://www.nea.gov.cn/20250420/c068f16deca9422bae827bb41698843c/c.html>. Acesso em: 28 jul. 2025.

NATIONAL GRID ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR. **Balancing Principles Statement**. Londres: National Grid ESO, 2024. Disponível em: <https://www.nationalgrideso.com/document/298816/download>. Acesso em: 28 jul. 2025

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **The 2022 Standard Scenarios Are Now Available**. NREL, 2022. Disponível em: <https://www.nrel.gov/news/detail/program/2022/the-2022-standard-scenarios-are-now-available>. Acesso em: 29 jul. 2025.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2024 Annual Technology Baseline**. NREL, 2024. Disponível em: [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage). Acesso em: 28 jul. 2025.

OFGEM. **NESO System Impact Assessment Report**. Londres: Office of Gas and Electricity Markets, nov. 2024. Disponível em: [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-11/NESO\\_System\\_Impact\\_Report.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-11/NESO_System_Impact_Report.pdf). Acesso em: 28 jul. 2025

OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía. **Informe Anual 2023**. 2024. Disponível em: <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Evolução da Capacidade Instalada no SIN**. Rio de Janeiro: ONS, 2025a. Disponível em:

[https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao\\_capacidade\\_instalada.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx). Acesso em: 28 set. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Evolução da Matriz Elétrica e da Carga a Nível Estadual**. Rio de Janeiro: ONS, 2025b. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjkxMWQxMmYtNDlhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNliiwidCI6IjNhZGVlNWZjLTkzM2UtNDkxMS1hZTFiLTljMmZlN2I4NDQ0OCIsImMiOiR9>. Acesso em: 26 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **GT Cortes de Geração – Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil**. Rio de Janeiro: ONS, 2025c. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtaiment%20rev1.pdf>. Acesso em: 11 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **História da operação do sistema interligado nacional**. v. 1. Rio de Janeiro: ONS, 2010. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Hist%3%B3ria%20da%20opera%3%A7%3%A3o%20do%20sistema%20interligado%20nacional%20-%20Vol%201.pdf>. Acesso em: 10 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 3: Planejamento da Operação**. Revisão 2020.12. Rio de Janeiro: ONS, 2020. Vigência: 01/12/2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.13 - Rotina Operacional RO-AO.BR.13 – Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas e Usinas Fotovoltaicas**. Revisão 05. Rio de Janeiro: ONS, 2024a. Vigência: 01/04/2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.13 - Rotina Operacional RO-AO.BR.13 – Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas e Usinas Fotovoltaicas**. Revisão 08. Rio de Janeiro: ONS, 2025d. Vigência: 01/08/2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O que é o SIN**. Rio de Janeiro: ONS, 2025e. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 26 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL)**. Brasília, DF: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>. Acesso em: 28 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano da Operação Energética: Ciclo 2025**. Rio de Janeiro: ONS, 2025f. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN%202025%20-%20VF.pdf>. Acesso em: 11 out. 2025.

POWER TECHNOLOGY. **China faces rising renewable energy curtailment. 3 jun. 2024.** Power Technology, 2025. Disponível em: <https://www.power-technology.com/news/china-renewable-energy-curtailment/>.. Acesso em: 27 jul. 2025.

RAND, Joseph. **Queued Up: Status and Drivers of Generator Interconnection Backlogs.** Lawrence Berkeley National Laboratory, Transmission and Interconnection Summit, jun. 2023. Disponível em: [https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/Rand\\_Queued%20Up\\_2022\\_Tx%26Ix\\_Summit\\_061223.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/Rand_Queued%20Up_2022_Tx%26Ix_Summit_061223.pdf). Acesso em: 29 jul. 2025.

REE – Red Eléctrica de España. **In 2023, Spain implemented the largest installed solar photovoltaic power system in its history.** REE, 2024. Disponível em: <https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2024/03/in-2023-spain-implemented-the-largest-installed-solar-photovoltaic-power-system-in-its-history>. Acesso em: 28 jul. 2025.

REE – Red Eléctrica de España. **Resumen Servicios de ajuste 2023. Madrid: Red Eléctrica de España.** REE, 2023. Disponível em: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2023/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste>. Acesso em: 28 jul. 2025.

REN – Redes Energéticas Nacionais. **Produção de eletricidade a partir das barragens com bombagem bate recorde.** 2023. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/producao-de-eletricidade-a-partir-das-barragens-com-bombagem-bate-recorde>. Acesso em: 28 jul. 2025.

REN – Redes Energéticas Nacionais. **Recorde de produção de renováveis abastece 71% do consumo de eletricidade em 2024.** 2025. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/recorde-de-producao-de-renovaveis-abastece-71-do-consumo-de-eletricidade-em-2024>. Acesso em: 28 jul. 2025.

SCOTTISH GOVERNMENT. **Red John Pumped Storage Hydro Scheme – Case Details.** DPEA – Directorate for Planning and Environmental Appeals, 2021. Disponível em: <https://www.dpea.scotland.gov.uk/CaseDetails.aspx?ID=120883>. Acesso em: 28 jul. 2025.

STATE GRID CORPORATION OF CHINA. **China’s 220 kV and above transmission lines total about 920,000 km — a 70% increase compared to 2013.** Beijing: SGCC, 2024. Disponível em: [https://www.nea.gov.cn/2024-07/19/c\\_1310782066.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-07/19/c_1310782066.htm). Acesso em: 28 jul. 2025.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** 2. ed. rev. e ampl. Rio de Janeiro; Brasília, DF: Synergia; EPE, 2015.

TRANSGRID. **EnergyConnect – Australia’s Largest Transmission Project.** Sydney: Transgrid, 2025. Disponível em: <https://www.transgrid.com.au/projects-innovation/energyconnect>. Acesso em: 28 jul. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **National Transmission Needs Study**. Grid Deployment Office, 2023a. Disponível em: <https://www.energy.gov/gdo/national-transmission-needs-study>. Acesso em: 29 jul. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Queued Up... But in Need of Transmission**. Office of Policy, 2023b. Disponível em: <https://www.energy.gov/policy/queued-need-transmission>. Acesso em: 29 jul. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Tackling High Costs and Long Delays for Clean Energy Interconnection**. Grid Deployment and Transmission, 2023c. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/i2x/articles/tackling-high-costs-and-long-delays-clean-energy-interconnection>. Acesso em: 29 jul. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **U.S. Department of Energy Projects Strong Growth in U.S. Wind Power Sector**. Washington, D.C., 2023d. Disponível em: <https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-projects-strong-growth-us-wind-power-sector>. Acesso em: 29 jul. 2025.

UK PARLIAMENT. House of Commons Library. **Battery energy storage systems**. Londres: House of Commons Library, jun. 2025. Disponível em: <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-7621/CBP-7621.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

VOLT ROBOTICS. **Análise de Impacto do Desligamento do Bipolo 2 de Belo Monte**. Relatório Técnico. Florianópolis: Volt Robotics, 2025. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/wp-content/uploads/2025/03/Radar-Curtailment.Fevereiro-2025.Volt-Robotics.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2025.

WESTERN ENERGY IMBALANCE MARKET. **Western Energy Imbalance Market**. Folsom, CA: California ISSO. WEIM, 2024. Disponível em: <https://www.westerneim.com/pages/default.aspx>. Acesso em: 28 ul. 2025.

WOOD, Tony; BLOWERS, David. **Sundown, sunrise: how Australia can finally get solar power right**. Melbourne: Grattan Institute, 2015. Disponível em: <https://grattan.edu.au/report/sundown-sunrise-how-australia-can-finally-get-solar-power-right/>. Acesso em: 28 jul. 2025.4