UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS - CCJ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS
CURSO DE DIREITO (UNIDADE SANTA RITA)
COORDENAÇÃO DE MONOGRAFIAS

ALEXANDRE MARCIO NÓBREGA GOMES

PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN): impactos regulatórios do IBS e da Lei nº 15.269/2025 na gestão de excedentes renováveis solares e eólicos via Ambiente de Contratação Livre e armazenamento (2026-2033).

SANTA RITA – PB

2026

ALEXANDRE MARCIO NÓBREGA GOMES

PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN): impactos regulatórios do IBS e da Lei nº 15.269/2025 na gestão de excedentes renováveis solares e eólicos via Ambiente de Contratação Livre e armazenamento (2026-2033)

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Direito da Unidade Santa Rita, do Centro de Ciências Jurídicas da Universidade Federal da Paraíba, como exigência parcial para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Jurídicas.

Orientadora: Profa. Dra. Ana Paula Basso
Coorientador: Prof. Me. Alex Taveira dos Santos

SANTA RITA – PB

2026

Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

G633p Gomes, Alexandre Marcio Nóbrega.
Promoção da eficiência energética no Sistema Interligado Nacional (SIN): impactos regulatórios do IBS e da Lei nº 15.269/2025 na gestão de excedentes renováveis solares e eólicos via Ambiente de Contratação Livre e armazenamento (2026-2033). / Alexandre Marcio Nóbrega Gomes. - Santa Rita, 2026.
120 f. : il.

Orientação: Ana Paula Basso.
Coorientação: Alex Taveira dos Santos.
TCC (Graduação) - UFPB/CCJ/DCJ - SANTA RITA.

1. Reforma tributária. 2. IBS. 3. Eficiência energética. 4. Ambiente de contratação livre. 5. Armazenamento de energia em baterias. 6. Curtailment. I. Basso, Ana Paula. II. Santos, Alex Taveira dos. III. Título.

Elaborado por ANA BEATRIZ DE OLIVEIRA ABRANTES SILVA - CRB-15/596

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS
DIREÇÃO DO CENTRO
COORDENAÇÃO DE MONOGRAFIAS
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS
DISCIPLINA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CCJ Centro de Ciências Jurídicas

ATA DE DEFESA PÚBLICA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ao décimo quarto dia do mês de Julho do ano de dois mil e vinte e seis, realizou-se a sessão de Defesa Pública do Trabalho de Conclusão do Curso de Direito intitulado "Promoção da eficiência energética no Sistema Interligado Nacional (SIN): impactos regulatórios do IBS e da Lei nº 15.269/2025 na gestão de excedentes renováveis solares e eólicos via Ambiente de Contratação Livre e armazenamento (2026-2033)", do(a) discente(a) **ALEXANDRE MARCIO NÓBREGA GOMES**, sob orientação do(a) professor(a) Dra. Ana Paula Basso. Após apresentação oral pelo(a) discente e a arguição dos membros avaliadores, a Banca Examinadora se reuniu reservadamente e decidiu emitir parecer favorável à APROVAÇÃO, de acordo com o art. 33, da Resolução CCGD/02/2013, com base na média final de 10,0 (dez). Após aprovada por todos os presentes, esta ata segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

Ana Paula Basso
Dra. Ana Paula Basso

Me. Alex Taveira dos Santos

PLL
Dr. Pablo Georges Cícero Fraga Leurquin

Rodrigo Portela Gomes
Dr. Rodrigo Portela Gomes

ilizado com CamScanner

Aos meus pais, por tudo.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Geraldo e Glória, dedico o meu primeiro e mais profundo agradecimento. Vocês foram meu chão e meu abrigo, deram-me apoio incondicional e nunca soltaram a minha mão, mesmo quando o caminho parecia longo demais. Cada linha deste trabalho carrega um pouco do amor e do esforço de vocês.

Aos meus filhos, que estiveram ao meu lado durante todos esses anos de universidade, agradeço por serem a minha maior força. Foi pensando em vocês que encontrei coragem para seguir nos dias difíceis. Vocês são, e sempre serão, o sentido de tudo.

À Larissa, que caminhou comigo do início ao fim desta jornada, o meu agradecimento por estar presente nos dias bons e, sobretudo, nos difíceis. Obrigado pela paciência, pelo colo, pelo incentivo silencioso e por acreditar em mim quando eu mesmo duvidei.

À professora Ana Paula Basso e ao professor Alex Taveira, expresso minha profunda gratidão pela orientação, pela generosidade intelectual e pelo apoio ao longo desta caminhada acadêmica. As contribuições, os ensinamentos e a confiança de ambos foram fundamentais para a construção deste trabalho e para o meu amadurecimento acadêmico.

Aos demais professores e aos funcionários da Universidade Federal da Paraíba, sou grato por cada lição, dentro e fora da sala de aula. Levo comigo não apenas o conhecimento, mas o exemplo de quem faz da educação um ato de generosidade.

Por fim, agradeço ao Estado brasileiro por ainda garantir um ensino superior público, gratuito e de qualidade. Esta conquista é prova viva da importância da universidade pública — um direito que transformou a minha história e que precisa ser defendido para que tantos outros sonhos também possam se realizar.

"Envelheço sempre aprendendo muitas coisas."

— Sólon

RESUMO

O presente trabalho examina os impactos regulatórios do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e da Lei nº 15.269/2025 na gestão de excedentes renováveis solares e eólicos no Sistema Interligado Nacional (SIN), no período de transição 2026-2033. Parte-se do problema do *curtailment* renovável — corte forçado de geração por saturação da rede de transmissão, com perdas estimadas em R$ 6 bilhões em 2025 — e investiga-se em que medida a sinergia entre a reforma tributária instituída pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e a modernização setorial trazida pela Lei nº 15.269/2025 é apta a mitigar tal desperdício, por meio da ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da viabilização jurídico-econômica dos sistemas de armazenamento em baterias (BESS). A pesquisa adota método predominantemente jurídico-dogmático, com utilização complementar de dados empíricos secundários provenientes de órgãos reguladores, instituições setoriais e relatórios técnicos. Conclui-se que a desoneração tributária do IBS é condição necessária, mas não suficiente para a integração plena dos BESS ao SIN, exigindo articulação com o marco regulatório setorial específico para o armazenamento, a remuneração de serviços ancilares e a compensação por *curtailment*.

Palavras-chave: Reforma Tributária; IBS; Eficiência Energética; Ambiente de Contratação Livre; Armazenamento de Energia em Baterias; *Curtailment*.

ABSTRACT

This study examines the regulatory impacts of the Tax on Goods and Services (IBS) and of Law No. 15,269/2025 on the management of solar and wind renewable surpluses in the National Interconnected System (SIN), during the 2026-2033 transition period. Starting from the problem of renewable curtailment — the forced reduction of generation caused by transmission grid saturation, with losses estimated at BRL 6 billion in 2025 — the research investigates to what extent the synergy between the tax reform established by Constitutional Amendment No. 132/2023 and the sectoral modernization introduced by Law No. 15,269/2025 is capable of mitigating such waste, through the expansion of the Free Contracting Environment (ACL) and the legal and economic enablement of battery energy storage systems (BESS). The research adopts a predominantly legal-dogmatic method, with the complementary use of secondary empirical data drawn from regulatory bodies, sectoral institutions, and technical reports. It concludes that the tax relief provided by the IBS is a necessary but not sufficient condition for the full integration of BESS into the SIN, requiring articulation with a sector-specific regulatory framework for storage, the remuneration of ancillary services, and compensation for curtailment.

Keywords: Tax Reform; IBS; Energy Efficiency; Free Contracting Environment; Battery Energy Storage; Curtailment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – *Curtailment* de energia renovável: geração disponível versus demanda absorvida pelo SIN em dia típico na região Nordeste 14
Figura 2 – O processo de administração dos serviços ancilares 57
Quadro 1 – Comparativo entre o sistema tributário pré-reforma e o regime do IBS 19
Quadro 2 – Arquitetura do IVA Dual brasileiro instituído pela EC nº 132/2023 21
Quadro 3 – Princípios constitucionais norteadores da reforma tributária e seus impactos no setor elétrico 22
Quadro 4 – Configuração regulatória do armazenamento de energia sob a Lei nº 15.269/2025 55
Quadro 5 – Serviços ancilares passíveis de prestação por BESS no SIN e status regulatório (2026) 58
Quadro 6 – Compensação por *curtailment* na Lei nº 10.848/2004, por causa do corte e por regime 90
Gráfico 1 – *Curtailment* por submercado em 2025 77
Gráfico 2 – *Curtailment* no Nordeste por estado em 2025 (GWh) 77
Gráfico 3 – Distribuição do *curtailment* por motivos no Nordeste 78
Gráfico 4 – Evolução mensal do *curtailment* no Nordeste em 2025 79
Gráfico 5 – Evolução mensal do *curtailment* no Nordeste em 2025 por motivos 80
Gráfico 6 – Comparação mensal do *curtailment* no Nordeste (jan.-maio 2025 vs. 2026) 81
Tabela 1 – Cronograma de transição tributária instituído pela EC nº 132/2023 (2026-2033) . 27
Tabela 2 – Tributação incidente sobre kits solares importados 30
Tabela 3 – Cronograma de cobrança evolutiva da TUSD Fio B sobre a energia injetada por sistemas de MMGD protocolados a partir de 7 de janeiro de 2023 34
Tabela 4 – Mecanismos jurídicos de redução de custos cumulativos sobre BESS no regime do IBS 39
Tabela 5 – *Curtailment* no Nordeste por estado em 2025 (GWh) 78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica
Absolar – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ADCT – Ato das Disposições Constitucionais Transitórias
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APE – Autoprodução por Equiparação
BESS – *Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento em Baterias)
Capex – *Capital Expenditure* (despesa de capital)
CBS – Contribuição sobre Bens e Serviços
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAL – Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP – Consulta Pública
EC – Emenda Constitucional
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESS – Encargo de Serviços do Sistema
EXPNE - Limite de Exportação Nordeste
EXPNNE - Limite de Exportação do Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste
IBS – Imposto sobre Bens e Serviços
ICMS – Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados
IS – Imposto Seletivo
ISS – Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza
IVA – Imposto sobre Valor Agregado
LC – Lei Complementar
LCOS – *Levelized Cost of Storage* (custo nivelado de armazenamento)
LRCAP – Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência
MCP – Mercado de Curto Prazo
MMGD – Micro e Minigeração Distribuída
MME – Ministério de Minas e Energia
MP – Medida Provisória
NCM – Nomenclatura Comum do Mercosul
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
Opex – *Operating Expenditure* (despesa operacional)
PIS – Programa de Integração Social
PLD – Preços de Liquidação das Diferenças
PMI – Ponto de Medição Individual
PPA – *Power Purchase Agreement* (contrato de compra e venda de energia de longo prazo)
RED – Recurso Energético Distribuído
REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
SAE – Sistema de Armazenamento de Energi**a**
SEP – Sistema Especial de Proteção
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO **13**
2. A REFORMA TRIBUTÁRIA E O SETOR ELÉTRICO: O IBS COMO VETOR DE NEUTRALIDADE NA CADEIA DA ENERGIA **18**
2.1 OS FUNDAMENTOS CONSTITUCIONAIS DA REFORMA TRIBUTÁRIA: A EC Nº 132/2023 19
2.1.1 A arquitetura do IVA dual: IBS, CBS e Imposto Seletivo 21
2.1.2 Princípios constitucionais da reforma tributária aplicados à cadeia da energia elétrica 22
2.2 A LEI COMPLEMENTAR Nº 214/2025 E O CRONOGRAMA DE TRANSIÇÃO (2026-2033) 26
2.2.1 O cronograma de transição tributária de 2026 a 2033 e seus efeitos sobre os contratos de energia 27
2.2.2 A neutralidade tributária aplicada à geração elétrica renovável 28
2.3 IMPACTOS SOBRE A CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO 29
2.3.1 Sistemas de Armazenamento em Baterias (BESS) 32
2.3.2 Recursos Energéticos Distribuídos e MMGD 34
2.4 A TRIBUTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES RENOVÁVEIS NO ACL 36
2.4.1 Mecanismos de redução de custos cumulativos sobre *Capex* e *Opex* 37
2.4.2 O REIDI e os benefícios fiscais correlatos 39
2.5 CONCLUSÃO 40
3. A MODERNIZAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO: A LEI Nº 15.269/2025, A ABERTURA DO ACL E A REGULAMENTAÇÃO DOS BESS **43**
3.1 ANTECEDENTES LEGISLATIVOS: DO MODELO LEI Nº 10.848/2004 À LEI Nº 15.269/2025 44
3.1.1 Da MP nº 1.304/2025 à sanção da Lei nº 15.269/2025 47
3.2 A ABERTURA GRADUAL DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE 49
3.2.1 O fim do desconto na TUSD/TUST de energia incentivada para novos entrantes 50
3.3 A REGULAMENTAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS (BESS) 53
3.3.1 Outorgas e o modelo dual entre operação autônoma e integrada 54
3.3.2 Serviços ancilares, flexibilidade e a remuneração pendente de regulamentação ... 56
3.4 A COMPENSAÇÃO FINANCEIRA POR *CURTAILMENT* 60
3.4.1 Os cortes por razão energética como parcela majoritária do *curtailment* sem compensação 62
3.5 OS BENEFÍCIOS FISCAIS CORRELATOS: REIDI AMPLIADO E IMPOSTO DE IMPORTAÇÃO REDUZIDO A ZERO 64
3.6 AUTOPRODUÇÃO POR EQUIPARAÇÃO E MMGD À LUZ DA LEI Nº 14.300/2022 66
3.6.1 A MMGD à luz da Lei nº 14.300/2022 e suas interações com a Lei nº 15.269/2025 67

3.6.2 Os vetos à Lei nº 15.269/2025 e os desafios que se mantêm 70
3.7 CONCLUSÃO 71
4. SINERGIA IBS-LEI Nº 15.269/2025 NA GESTÃO DE EXCEDENTES RENOVÁVEIS: ANÁLISE EMPÍRICA E PROPOSIÇÕES NORMATIVAS 75
4.1 INDICADORES EMPÍRICOS DO *CURTAILMENT* NO SIN E A RELEVÂNCIA DO SUBMERCADO NORDESTE 75
4.2 IBS, NEUTRALIDADE TRIBUTÁRIA E ARMAZENAMENTO EM BATERIAS 83
4.3 ACL AMPLIADO, LEILÃO DE ARMAZENAMENTO E A SINERGIA ENTRE REGULAÇÃO E TRIBUTAÇÃO 85
4.4 PROPOSIÇÕES NORMATIVAS PARA O PERÍODO TRANSITÓRIO 2026-2033 88
4.4.1 Ampliação progressiva do escopo da compensação por *curtailment* 89
4.4.2 Rateio comercial proporcional entre geração centralizada e geração distribuída 91
4.4.3 Detalhamento operacional e comercial do SAE colocalizado 94
4.4.4 Regulamentação dos serviços ancilares prestados por sistemas de armazenamento 96
4.4.5 Instrumentos tributários de apoio ao investimento em BESS: creditamento de IBS/CBS e qualificação ao REIDI 97
4.5 CONCLUSÃO 101
5. CONCLUSÃO 104
REFERÊNCIAS 107

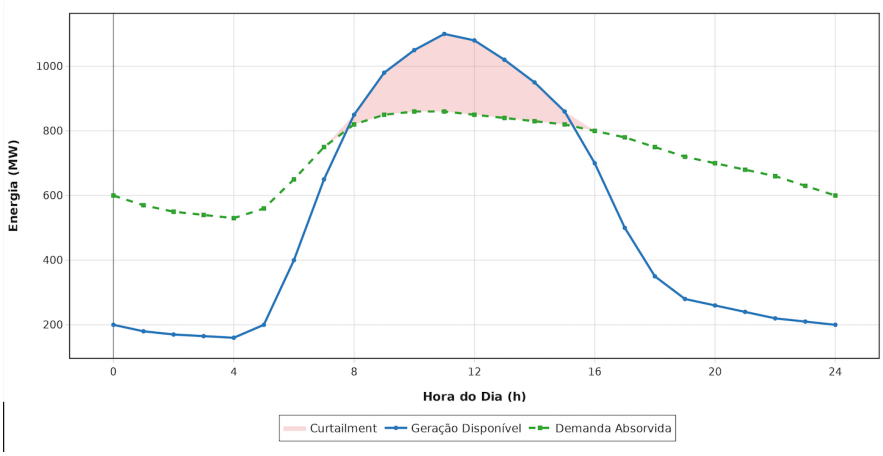
1. INTRODUÇÃO

A descarbonização da matriz elétrica brasileira avançou de forma expressiva nos últimos anos, com expansão acelerada das fontes solar e eólica. Em janeiro de 2026, conforme os indicadores divulgados pela ANEEL no Painel de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica, o Sistema Interligado Nacional contava com cerca de 215,9 GW de capacidade instalada, dos quais aproximadamente 84,63% provinham de fontes renováveis (ANEEL, 2026a). Esse avanço, contudo, não foi acompanhado por aumento equivalente da capacidade da rede de absorver toda a energia gerada por essas fontes intermitentes, situação que tem contribuído para a ocorrência mais frequente do fenômeno do *curtailment* no Sistema Interligado Nacional (ONS, 2025a).

A relevância prática do tema é dimensionada pelos cenários disponíveis no Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025, no qual o Operador Nacional do Sistema Elétrico classifica os cortes em três categorias e projeta a predominância dos cortes por razão energética para o horizonte 2025-2029, modalidade que vincula o problema diretamente à sobreoferta de geração no sistema (ONS, 2025a). A literatura acadêmica recente caracteriza essa configuração como manifestação do paradoxo da abundância renovável no sistema elétrico brasileiro, com epicentro no submercado Nordeste, em especial no Rio Grande do Norte, onde a expansão da geração ultrapassou a capacidade da rede local (SIGNOR, 2025). A literatura comparada internacional registra, em sentido convergente, que a formulação de políticas voltadas à gestão do excedente fotovoltaico depende da articulação entre soluções técnicas de armazenamento, modernização regulatória e gestão da demanda (LOBO et al., 2026), e a literatura brasileira de engenharia elétrica sobre planejamento da expansão tem demonstrado que a incorporação do balanço horário ao longo do ano é essencial para identificar os níveis de *curtailment* associados a diferentes composições da matriz energética (LUZ; UNSIHUAY-VILA, 2024).

A Figura 1 apresenta uma representação esquemática e de caráter ilustrativo do fenômeno do *curtailment* renovável, elaborada com dados hipotéticos e sem escala, com finalidade exclusivamente didática, com o objetivo de sintetizar graficamente a dinâmica descrita nos relatórios técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico. A linha contínua representa o total de energia renovável disponível para despacho ao longo do dia, e a linha tracejada representa a demanda efetivamente absorvida pelo sistema. A área entre as duas linhas corresponde ao *curtailment*, ou seja, a energia gerada que não pôde ser despachada pelo ONS por limitações de transmissão, excesso de oferta ou restrições operacionais do SIN.

Figura 1 — *Curtailment* de energia renovável: geração disponível versus demanda absorvida pelo SIN em dia típico na região Nordeste.



Fonte: Elaboração do autor.

Esse pano de fundo se conecta a duas reformas estruturais de caráter transitório, ambas em vigor no horizonte 2026-2033 examinado pela presente pesquisa. A primeira é a reforma tributária instituída pela Emenda Constitucional nº 132, de 20 de dezembro de 2023 (BRASIL, 2023), e regulamentada pela Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025 (BRASIL, 2025a; BRASIL, 2025b), que substitui o ICMS e o ISS pelo Imposto sobre Bens e Serviços, o PIS e a COFINS pela Contribuição sobre Bens e Serviços e parte das hipóteses do IPI pelo Imposto Seletivo, estruturando o que a doutrina brasileira tem caracterizado como modelo dual de imposto sobre valor agregado (RIBEIRO, 2026). A segunda é a Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, que moderniza o marco regulatório do setor elétrico, reconhece o armazenamento em baterias como segmento autônomo do setor, consolida o calendário de abertura do Ambiente de Contratação Livre até novembro de 2028 e passa a tratar, no plano regulatório, os efeitos e as consequências do *curtailment*, nos termos da redação dada pela própria Lei nº 15.269/2025 ao art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1995a; BRASIL, 2025a).

Diante desse quadro, o problema central deste trabalho indaga: no contexto da transição tributária para o IBS no horizonte 2026-2033 e da modernização do marco regulatório promovida pela Lei nº 15.269/2025, em que medida o novo ordenamento regulatório se mostra apto a mitigar o desperdício de excedentes renováveis solares e eólicos no SIN, por meio da ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da viabilização jurídica e econômica dos sistemas de armazenamento em baterias BESS, contribuindo para a promoção da eficiência energética sistêmica?

A investigação adota a abordagem predominantemente jurídico-dogmática, voltada a avaliar se os instrumentos regulatórios e tributários são suficientes para promover a eficiência energética do sistema, sem entrar na viabilidade econômica dos projetos nem na medição técnica dessa eficiência, que ficam fora do escopo desta pesquisa. Para isso, articula-se à análise documental de fontes primárias e secundárias, além da utilização complementar de dados empíricos provenientes de órgãos reguladores, instituições setoriais e relatórios técnicos. O exame normativo concentra-se sobre as fontes primárias pertinentes, em particular a Emenda Constitucional nº 132/2023, a Lei Complementar nº 214/2025, a Lei nº 15.269/2025, a Lei nº 14.300/2022, a Lei nº 11.488/2007 e a Lei nº 10.848/2004, complementadas pelos atos infralegais aplicáveis da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As fontes doutrinárias mobilizadas integram bibliografia especializada de Direito Tributário e de Direito da Energia, e os dados quantitativos utilizados ao longo do trabalho provêm de relatórios técnicos públicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da ANEEL e da PSR, em particular do Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025 sobre o *curtailment* renovável (ONS, 2025a), dos dados de operação sob restrição de geração — *constrained-off* — de usinas eólicas e fotovoltaicas (ONS, 2026), e da meta-análise PSR sobre armazenamento de energia no Brasil (PSR, 2025). Tais indicadores são utilizados como referência factual da pesquisa dogmática, sem que o trabalho assuma natureza empírica em sentido estrito, uma vez que, na ausência de séries históricas consolidadas sobre um marco ainda em transição, os relatórios dos reguladores constituem a fonte mais confiável de que se dispõe para amparar a análise jurídica desenvolvida.

A hipótese de pesquisa sustenta que a articulação entre a neutralidade tributária construída pela Lei Complementar n. 214/2025 e os mecanismos regulatórios introduzidos pela Lei n. 15.269/2025 pode criar condições jurídicas favoráveis à mitigação do *curtailment* no Sistema Interligado Nacional ao longo do período 2026-2033. Esse potencial, contudo, depende da regulamentação infralegal pendente, especialmente no que diz respeito à remuneração dos serviços ancilares e ao desenho do regime de compensação por *curtailment*, cujo escopo atual exclui justamente a modalidade dominante de cortes nos cenários projetados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para o horizonte 2025-2029 (ONS, 2025a).

O objetivo geral desta pesquisa consiste em analisar, à luz da transição tributária para o IBS no período 2026-2033 e da modernização do marco regulatório do setor elétrico operada pela Lei nº 15.269/2025, em que medida o novo ordenamento jurídico-regulatório se mostra apto a mitigar o desperdício de excedentes renováveis solares e eólicos no Sistema Interligado Nacional, por meio da ampliação do Ambiente de Contratação Livre e da viabilização jurídica

e econômica dos sistemas de armazenamento em baterias. Como desdobramento desse objetivo geral, são fixados os seguintes objetivos específicos: a) Examinar as diretrizes gerais da reforma tributária instituída pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e regulamentada pela Lei Complementar nº 214/2025, com ênfase nos princípios da neutralidade tributária e da não cumulatividade plena aplicáveis ao setor elétrico; b) Analisar os impactos da transição para o IBS na tributação da comercialização de excedentes renováveis solares e eólicos no Ambiente de Contratação Livre, com atenção especial à autoprodução por equiparação; c) Avaliar o marco regulatório introduzido pela Lei nº 15.269/2025 quanto à abertura gradual do Ambiente de Contratação Livre até novembro de 2028, à regulamentação dos sistemas de armazenamento em baterias, ao regime de compensação por *curtailment*, aos benefícios fiscais aplicáveis ao armazenamento e às alterações pontuais sobre a microgeração e minigeração distribuída regulada pela Lei nº 14.300/2022; d) Examinar, com base em indicadores empíricos públicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a eficácia esperada da sinergia entre as reformas tributária e setorial na mitigação do *curtailment* no Sistema Interligado Nacional, com recorte no submercado Nordeste; e) Propor ajustes normativos e regulatórios destinados a aprimorar a integração das fontes renováveis intermitentes ao Sistema Interligado Nacional e a mitigar as perdas decorrentes do *curtailment* ao longo do período transitório 2026-2033.

Em observância à Resolução Consepe nº 57/2025, que institui a Política de Integridade Acadêmica e Científica da Universidade Federal da Paraíba e disciplina o uso de inteligência artificial em trabalhos acadêmicos, registra-se de forma expressa que esta monografia contou com o apoio subsidiário do assistente Claude, da Anthropic, nas versões disponíveis ao longo de 2025 e 2026, empregado apenas em funções acessórias e sob direção, supervisão e revisão do autor, a saber, a organização de ideias por ele concebidas, a revisão linguística e a padronização conforme as normas da ABNT, o apoio à formatação e à conferência das referências, o processamento e a meta-análise dos dados públicos de *curtailment* do ONS e a construção dos gráficos a partir desses dados, complementados por indicadores da ANEEL e da CCEE (UFPB, 2025). A definição do problema, a formulação da hipótese, a seleção e a leitura crítica das fontes, a construção dos argumentos, a interpretação dos dados e a elaboração das proposições e conclusões constituem trabalho intelectual integralmente do autor, que assume responsabilidade integral pelo conteúdo, pela análise crítica e pelas conclusões apresentadas.

A presente monografia organiza-se em três capítulos substantivos, além desta Introdução e da Conclusão. O Capítulo 2 reconstrói os fundamentos tributário-constitucionais

da reforma instituída pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e regulamentada pela Lei Complementar nº 214/2025, com ênfase na incidência do novo regime sobre a cadeia produtiva da energia elétrica. O Capítulo 3 examina o marco regulatório introduzido pela Lei nº 15.269/2025, com foco na abertura do Ambiente de Contratação Livre, na regulamentação dos sistemas de armazenamento em baterias, no regime de compensação por *curtailment*, nos benefícios fiscais e nas alterações pontuais sobre a Lei nº 14.300/2022. O Capítulo 4 articula análise empírica fundada em indicadores do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica com proposições normativas voltadas ao aperfeiçoamento do regime de compensação por *curtailment* e à integração dos sistemas de armazenamento ao Sistema Interligado Nacional, com recorte espacial no submercado Nordeste. A Conclusão retoma o problema de pesquisa, examina a confirmação ou refutação da hipótese e sintetiza os principais resultados alcançados.

2. A REFORMA TRIBUTÁRIA E O SETOR ELÉTRICO: O IBS COMO VETOR DE NEUTRALIDADE NA CADEIA DA ENERGIA

A análise da promoção da eficiência energética no Sistema Interligado Nacional (SIN) durante o período transitório 2026-2033 começa pelo Direito Tributário. Antes de tratar dos aspectos regulatórios setoriais, é necessário reconstruir o panorama tributário-constitucional sobre o qual repousa toda a cadeia produtiva da energia elétrica brasileira. A escolha de abrir a monografia por esse eixo não atende a uma preferência metodológica arbitrária, mas a uma exigência dogmática. Somente a partir da arquitetura do Imposto sobre Bens e Serviços IBS, instituído pela Emenda Constitucional n. 132/2023 e regulamentado pela Lei Complementar n. 214/2025, é possível avaliar como a Lei n. 15.269/2025 se articula com esse novo regime para viabilizar a mitigação do *curtailment* renovável.

Dois objetivos específicos delineados no projeto orientam, portanto, o que se segue: examinar as diretrizes gerais da reforma tributária instituída pela EC nº 132/2023 e suas normas transitórias, com ênfase na substituição do ICMS e do ISS pelo IBS, do PIS e da COFINS pela CBS — e ainda na substituição parcial das hipóteses do IPI pelo Imposto Seletivo —, bem como nos princípios da neutralidade e da não cumulatividade plena; e analisar os impactos regulatórios dessa transição na tributação da comercialização de excedentes renováveis solares e eólicos no Ambiente de Contratação Livre (ACL), identificando mecanismos jurídicos para a redução de custos cumulativos sobre o *Capital Expenditure* (*Capex*) e o *Operating Expenditure* (*Opex*) dos sistemas de armazenamento em baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*).

A partir desses dois eixos, o capítulo organiza-se em cinco seções substantivas. A seção 2.1 reconstrói os fundamentos constitucionais da reforma, com ênfase no novo art. 156-A da Constituição Federal e nos princípios que estruturam o IBS. A seção 2.2 examina a Lei Complementar nº 214/2025 e o cronograma escalonado de transição entre 2026 e 2033. A seção 2.3 desce ao plano da cadeia produtiva do setor elétrico e disseca os impactos sobre BESS, geração centralizada e Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). A seção 2.4 verticaliza a análise sobre a tributação da comercialização de excedentes no ACL e sobre os benefícios fiscais correlatos, com destaque para o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). A seção 2.5, por fim, sintetiza as conclusões parciais e antecipa as conexões com o capítulo seguinte.

2.1 OS FUNDAMENTOS CONSTITUCIONAIS DA REFORMA TRIBUTÁRIA: A EC Nº 132/2023

O sistema tributário brasileiro pré-2023, no que toca à tributação do consumo, apoiava-se em cinco tributos com funções sobrepostas mas com estruturas formais distintas: o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), de competência estadual; o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), federal; o Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), municipal; e as contribuições para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), também federais (BRASIL, 1988a). Essa pluralidade era, por sua vez, sintoma do federalismo fiscal cooperativo desenhado pela Constituição de 1988 — solução institucional que, embora coerente do ponto de vista jurídico, produziu, ao longo de três décadas, um conjunto de distorções econômicas de difícil reversão.

A primeira dessas distorções dizia respeito à não cumulatividade. Tanto o ICMS quanto o IPI operavam sob regime apenas parcial de creditamento, já que as hipóteses de vedação de crédito multiplicaram-se em legislação infraconstitucional e em julgados do Supremo Tribunal Federal, restringindo o aproveitamento de créditos a insumos diretamente vinculados à atividade produtiva. As contribuições PIS e COFINS, por sua vez, conviviam com regimes cumulativos e não cumulativos a depender do enquadramento da empresa no lucro real ou no lucro presumido — circunstância que, somada à pluralidade de alíquotas e regimes especiais, ampliava de forma desordenada os custos de conformidade tributária no país.

A síntese desse contraste entre o regime pré-2023 e a configuração instituída pela EC nº 132/2023 pode ser visualizada no Quadro 1, que sistematiza os principais elementos de cada modelo.

Quadro 1 — Comparativo entre o sistema tributário pré-reforma e o regime do IBS

Aspecto	Sistema pré-reforma	Regime do IBS (EC nº 132/2023)
Tributos sobre consumo	ICMS, ISS, IPI, PIS e COFINS (cinco tributos)	IBS, CBS e Imposto Seletivo (três tributos)
Não cumulatividade	Parcial; vedações múltiplas de crédito	Plena; crédito integral sobre todas as aquisições

Critério arrecadatório	Origem (ICMS) — alimentava a guerra fiscal	Destino — arrecadação no ente do consumo final
Competência	Distribuída por ente (federal, estadual, municipal)	Compartilhada (IBS) e federal (CBS, IS)
Base de cálculo	Plural; alíquotas heterogêneas	Única; alíquota de referência harmonizada
Incidência sobre BESS	Cumulativa; carga total estimada em até 79% do custo de implantação em cenário sem incentivos	Neutra; equiparação à geração renovável

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (1988a, 2023), Schoueri (2019), Ribeiro (2026) e em estudo da Greener apud Takata (2025).

No setor elétrico, esse desenho normativo produziu o que a doutrina especializada costuma chamar de cascatas tributárias. Tributos pagos em etapas anteriores da cadeia — geração, transmissão, distribuição — não eram integralmente recuperáveis nas etapas seguintes, gerando majoração artificial dos custos finais de *Capex* e *Opex*. A geração renovável centralizada, ainda que parcialmente protegida pelo REIDI (Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007), suportava o ICMS estadual em escala variável conforme a Unidade Federativa. Os sistemas de armazenamento em baterias, por sua vez, sofriam o pior cenário, pois, classificados como mercadorias industriais, viam incidir sobre si o IPI federal sem hipótese de suspensão equivalente ao REIDI, o ICMS sem creditamento pleno na operação subsequente e o Imposto de Importação aplicável a baterias estrangeiras — fração majoritária do mercado, dada a inexistência de produção nacional em escala. Estudo da Greener, divulgado por Takata (2025), apurou que a carga tributária total — somando II, IPI, ICMS, PIS e COFINS — pode chegar a 79% do custo de implantação de um BESS em cenário sem incentivos fiscais aplicados, sendo o ICMS responsável, isoladamente, por 36%. Confrontados esses números à carga efetiva tipicamente suportada pela geração renovável centralizada com REIDI aplicado — situada em faixa significativamente inferior —, constata-se uma disparidade expressiva entre os dois grupos de ativos, com diferença de aproximadamente dez vezes nos valores envolvidos.

Foi nesse cenário de tensão acumulada — dogmática e setorial — que a Emenda Constitucional nº 132 foi promulgada em 20 de dezembro de 2023, depois de mais de três décadas de tentativas frustradas de reforma. Inspirada nas práticas internacionais consolidadas em torno do Imposto sobre Valor Agregado (IVA), a Emenda inaugura um novo paradigma de

tributação do consumo no Brasil, ancorado em três promessas: simplificação, neutralidade e justiça tributária (BRASIL, 2023).

2.1.1 A arquitetura do IVA dual: IBS, CBS e Imposto Seletivo

O eixo central dessa reforma encontra-se no novo art. 156-A da Constituição Federal, que institui o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência compartilhada entre Estados, Distrito Federal e Municípios, complementado pelo art. 195, V, que cria a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência da União (BRASIL, 2023). Os dois tributos estruturam um modelo dual de imposto sobre valor agregado, inspirado em experiências de Direito Comparado, em especial a do Goods and Services Tax e do Harmonized Sales Tax adotados no Canadá, paradigma que Malpighi et al. (2023) utilizam expressamente como referência metodológica para discutir o redesenho da tributação sobre o consumo no Brasil. Enquanto isso, Ribeiro (2026) caracteriza o conjunto como "sistema de tipo IVA (valor agregado) 'dual' — federal e subnacional", cuja finalidade declarada é entregar simplificação, neutralidade e transparência à tributação do consumo no Brasil.

Ao lado do IBS e da CBS, a Emenda Constitucional cria o Imposto Seletivo (IS), de competência federal, incidente sobre a produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente, em substituição parcial às hipóteses tributárias do IPI. Como sublinha Ribeiro (2026), o IS tem "caráter predominantemente extrafiscal", funcionando como instrumento de política pública voltado à regulação de externalidades negativas — o consumo de bens prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente —, e não como mecanismo arrecadatório principal. O Quadro 2 representa a arquitetura desse IVA dual brasileiro, evidenciando a substituição dos cinco tributos antigos pelos três novos.

Quadro 2 — Arquitetura do IVA Dual brasileiro instituído pela EC nº 132/2023

Tributos substituídos	ICMS (Estados/DF)	ISS (Municípios)	PIS (União)	COFINS (União)	IPI parcial União)
Novo sistema	IBS Estados, DF e Municípios (competência compartilhada		CBS União (arrecadação federal)		Imposto Seletivo (função extrafiscal)

Fonte: Elaboração própria do autor.

A atuação conjunta do IBS e da CBS se apoia em dois princípios de especial relevância para o setor elétrico. O primeiro é o princípio do destino: a arrecadação cabe ao ente federativo onde ocorre o consumo final do bem ou serviço, em substituição ao critério de origem que historicamente caracterizava o ICMS e que alimentava a guerra fiscal interestadual. O segundo é o princípio da neutralidade, que veda a discriminação entre setores, regimes empresariais e formas de organização produtiva. Quando aplicados à energia elétrica, esses princípios redesenham a lógica alocativa da geração e do armazenamento e criam condições para maior competitividade dos BESS em relação à geração centralizada, conforme se verá adiante.

2.1.2 Princípios constitucionais da reforma tributária aplicados à cadeia da energia elétrica

A neutralidade tributária, embora central, não se restringe ao conjunto de princípios incorporados pela EC nº 132/2023. O novo art. 145, § 3º, da Constituição Federal deixa claro que o Sistema Tributário Nacional também deve se orientar pela simplicidade, pela transparência, pela justiça tributária, pela cooperação e pela defesa do meio ambiente — diretrizes que dialogam diretamente com os desafios regulatórios e econômicos do setor elétrico (BRASIL, 2023). A não cumulatividade plena, por sua vez, está expressamente prevista no art. 156-A, § 1º, VIII, da Constituição — para o IBS — e no art. 195, § 16 — para a CBS —, enquanto a neutralidade tributária — embora não nomeada expressamente no texto constitucional — emerge da arquitetura do IVA dual e foi consagrada como princípio orientador na regulamentação infraconstitucional (BRASIL, 2025b) e na doutrina especializada (SCHOUERI, 2019; MALPIGHI et al., 2023; RIBEIRO, 2026). Para os fins desta pesquisa, interessam particularmente cinco desses princípios — não cumulatividade plena, neutralidade tributária, simplificação, transparência e justiça tributária —, cuja interação com a operação do setor elétrico é desenvolvida nas seções subsequentes. O Quadro 3 sintetiza o conteúdo essencial e o impacto setorial de cada um deles, antes de o texto desenvolvê-los individualmente.

Quadro 3 — Princípios constitucionais norteadores da reforma tributária e seus impactos no setor elétrico

Princípio	Conteúdo essencial	Impacto sobre o setor elétrico

Não cumulatividade plena	Crédito integral sobre todas as aquisições, salvo uso pessoal	Elimina cascatas sobre Capex e Opex de geração e armazenamento
Neutralidade tributária	Veda discriminação entre setores e formas de organização	Equipara BESS a ativos de geração renovável
Simplificação	Unificação de cinco tributos em três; legislação harmonizada	Reduz custos de conformidade em PPAs de longo prazo
Transparência	Cobrança por fora; tributo destacado do preço	Facilita precificação e cláusulas de repactuação no ACL
Justiça tributária	Cashback, alíquotas reduzidas e seletividade ambiental	Permite extrafiscalidade pró-renováveis via IS

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2023), Schoueri (2019), Malpighi et al. (2023) e Ribeiro (2026).

A não cumulatividade plena distingue-se daquela parcial vigente no ICMS e nas contribuições sociais por garantir crédito integral sobre todas as aquisições de bens e serviços utilizados na atividade econômica do contribuinte, com exceção apenas do uso e consumo pessoal expressamente vedado. Schoueri (2019) já advertia, em sua síntese sobre o tema, que "a tributação plurifásica não cumulativa implica que a cada etapa considere-se a tributação já ocorrida em transações anteriores, recolhendo-se, a cada transação, apenas o *plus* incidente sobre o valor acrescido" — lógica que o IBS pretende levar ao limite por meio do creditamento integral (SCHOUERI, 2019, item 3.3).

A doutrina mais especializada, já no contexto da reforma, reforça esse ponto ao sustentar que só existe um imposto sobre o consumo realmente neutro quando a não cumulatividade é ampla, isto é, quando se admite o creditamento integral de toda a tributação incidente sobre bens, ativos e serviços vinculados à atividade econômica. É exatamente essa lógica que, no plano normativo, o IBS busca concretizar ao assegurar o creditamento sobre as aquisições relacionadas à atividade do contribuinte, o que o afasta do regime cumulativo que o antecedeu e evidencia a diferença estrutural entre o IVA dual brasileiro e o modelo anterior (MALPIGHI et al, 2023). Delimitado o que gera crédito, resta definir o que pode ser tributado, e é nesse ponto que Ávila (2024), ao examinar os requisitos constitucionais para a instituição do IBS e da CBS por lei complementar, aponta que esses tributos só devem incidir quando há negócio jurídico oriundo do exercício de atividade econômica, direcionado ao consumo e inserido em um ciclo econômico, parâmetro que define com precisão o campo de aplicação do novo modelo tributário.

Em sentido convergente, Ribeiro (2026) descreve o desenho do IBS e da CBS como “crédito amplo e irrestrito sobre todos os bens e serviços adquiridos, independentemente de sua essencialidade ou vinculação direta à atividade-fim”, sistemática cuja finalidade declarada é, segundo o autor, “evitar a tributação em cascata e promover maior neutralidade econômica”. A adoção do crédito financeiro representa uma ruptura em relação ao modelo anterior, no qual o crédito físico restritivo do ICMS limitava o aproveitamento de créditos tributários às entradas diretamente vinculadas ao produto final. Para tecnologias que exigem elevado aporte de capital na fase de instalação, como os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), essa mudança é economicamente decisiva, pois reduz o custo tributário efetivo sobre os investimentos realizados.

A neutralidade tributária, tomada nesta pesquisa em sua dimensão constitucional, opera como princípio de alocação eficiente de recursos, e, nessa linha, Schoueri (2019, item 5.1) destaca, sob o enfoque concorrencial, que "a neutralidade fiscal significa que produtos em condições similares devem estar submetidos à mesma carga fiscal". A função do princípio é impedir que o sistema fiscal interfira nas decisões econômicas dos agentes e conferir tratamento igual a atividades funcionalmente similares, independentemente da forma jurídica que adotem. No setor elétrico, isso significa que a aquisição de equipamentos de geração renovável e a aquisição de sistemas de armazenamento em baterias devem sofrer carga tributária equivalente, tendendo a eliminar a discrepância histórica que onerava os BESS desproporcionalmente. Essa neutralidade, contudo, não deve ser tomada em sentido absoluto, sob pena de comprometer a função extrafiscal do tributo em setores estratégicos. No setor energético, em particular, a literatura especializada em tributação e energia sustenta que a extrafiscalidade pode operar como instrumento legítimo de política industrial e ambiental voltado à promoção das fontes renováveis, em especial à geração distribuída de energia solar fotovoltaica (SANTOS; ANJOS, 2022). Essas duas funções, porém, não são antagônicas, como sustentam Uessler, Ferreira e Ramos (2026), para quem a neutralidade e a extrafiscalidade podem coexistir quando há clara divisão funcional entre tributos neutros, como o IBS e a CBS, e instrumentos extrafiscais específicos, como o Imposto Seletivo, arranjo que, no setor elétrico, permite equiparar a tributação da geração renovável e do armazenamento sem renunciar ao estímulo às fontes limpas.

A simplificação, por sua vez, manifesta-se na unificação de cinco tributos — ICMS, ISS, IPI, PIS e COFINS — em apenas três (IBS, CBS e Imposto Seletivo), com legislação harmonizada nacionalmente, base de cálculo única e sistemática operacional uniforme. A doutrina, ainda assim, reconhece que a coexistência prolongada de regimes durante o período

de transição (2026-2033) compromete parcialmente essa promessa — a configuração final do sistema, contudo, tende a reduzir os custos de conformidade hoje suportados pelos contribuintes.

Embora menos comentada, a transparência tem impacto direto na precificação de contratos no Ambiente de Contratação Livre. Ela decorre do critério "por fora" de cobrança previsto no art. 156-A da Constituição Federal (BRASIL, 2023), pelo qual o valor do tributo destaca-se separadamente do preço do bem ou serviço — em contraste com o critério "por dentro" historicamente aplicado ao ICMS, no qual o tributo compõe sua própria base de cálculo, sistemática reiteradamente examinada pelo Supremo Tribunal Federal em controvérsias sobre a inclusão do imposto na receita bruta (BRASIL, 2017). Essa visibilidade do encargo fiscal facilita o controle social do tributo e tende a simplificar o cálculo econômico das empresas, observação que esta pesquisa estende, em caráter analítico, à modelagem das cláusulas de repactuação tarifária que costumam reger *Power Purchase Agreements* — acordos de longo prazo — geralmente 5 a 20 anos — firmados entre geradores de energia renovável e consumidores — geralmente grandes empresas. Essa revisão da formação de preços não é trivial, como observam Martinez e Alves Filho (2025), para quem a substituição dos tributos cumulativos pelo IVA dual exigirá a reconfiguração dos sistemas de custeio e a revisão dos critérios de formação de preços das empresas, ajuste que, no Ambiente de Contratação Livre, recai justamente sobre a modelagem desses contratos de longo prazo.

Fecha o conjunto principiológico a justiça tributária, que assume forma concreta na combinação de regimes específicos de tributação reduzida ou favorecida — saúde, educação, transporte público, alimentos da cesta básica —, em mecanismos de devolução personalizada do imposto a famílias de baixa renda — *cashback* — e na seletividade ambiental embutida no Imposto Seletivo. Essa dimensão extrafiscal alinha o sistema tributário aos objetivos constitucionais de redução das desigualdades regionais e sociais e de proteção ambiental (BRASIL, 2023).

A interação entre os cinco princípios — não cumulatividade plena, neutralidade tributária, simplificação, transparência e justiça tributária — produz, no plano desta pesquisa, uma tese central. A combinação entre neutralidade tributária plena e não cumulatividade integral cria ambiente fiscal favorável à internalização de tecnologias de armazenamento e à operação de mercados livres descentralizados, ao passo que simplificação, transparência e justiça tributária operam como suportes que viabilizam o efetivo aproveitamento, pelos agentes econômicos do setor elétrico, dos benefícios estruturais do novo regime — duas dimensões que serão, respectivamente, exploradas nas seções 2.3 e 2.4 deste capítulo.

2.2 A LEI COMPLEMENTAR Nº 214/2025 E O CRONOGRAMA DE TRANSIÇÃO (2026-2033)

A Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025, é o instrumento legislativo que dá corpo aos arts. 149-B, 156-A e 195, V, da Constituição Federal, conforme redação dada pela EC nº 132/2023 (BRASIL, 2023; BRASIL, 2025a). Estruturada em mais de quinhentos artigos, a LC nº 214/2025 disciplina, de forma articulada, o IBS, a CBS e o Imposto Seletivo (BRASIL, 2025b), configurando, em rigor, um código de tributação sobre o consumo (RIBEIRO, 2026).

Três núcleos da LC nº 214/2025 importam para esta pesquisa, sendo o primeiro o que define o fato gerador do IBS e da CBS, ao estabelecer que a lei abrange operações onerosas com bens e serviços, inclusive cessão e licenciamento de direitos, locação, arrendamento e fornecimento de utilidades (BRASIL, 2025b). A energia elétrica, especificamente, é tratada como bem para fins do IBS, e sua circulação configura fato gerador autônomo a cada etapa da cadeia produtiva — geração, transmissão, distribuição e comercialização —, com consequências relevantes para a engenharia de contratos no ACL.

O segundo núcleo diz respeito à base de cálculo e às alíquotas, em que o sistema adota uma alíquota de referência unificada, fixada pelo Senado Federal, que contempla conjuntamente as parcelas devidas à União — CBS —, aos estados e ao Distrito Federal — IBS estadual — e aos municípios — IBS municipal —, com possibilidade de redução de até 60% da alíquota padrão para setores e operações enquadrados em regimes específicos (BRASIL, 2025b). Análises divulgadas pelo Ministério da Fazenda durante o processo legislativo da reforma situaram a alíquota total combinada — IBS mais CBS — em torno de 26,5% — distribuída entre 17,7% para o IBS e 8,8% para a CBS (BRASIL, 2024a) —, número posteriormente inscrito como teto legal pela Lei Complementar nº 214/2025 (BRASIL, 2025b). Os valores definitivos das alíquotas de referência só se conhecerão ao final do período de transição, mediante calibragem progressiva conduzida pelo Senado Federal, nos termos do art. 130 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias (BRASIL, 2023) e da regulamentação trazida pela própria LC nº 214/2025 (BRASIL, 2025b), com a finalidade declarada de preservar a carga tributária total agregada do sistema.

O terceiro núcleo é a sistemática de creditamento integral, que incorpora o regime de *split payment* — separação imediata, no momento da quitação da fatura, entre o valor do tributo devido e o valor líquido pago ao fornecedor (BRASIL, 2025b). Esse mecanismo reduz substancialmente riscos de inadimplência tributária e reforça a não cumulatividade plena (RIBEIRO, 2026), introduzindo dinâmica relevante para a engenharia financeira de contratos

de longo prazo no setor elétrico — observação que esta pesquisa estende, em caráter analítico, aos *Power Purchase Agreements* (PPAs) com BESS integrados, em que o fluxo financeiro entre as partes precisa ser modelado com precisão.

2.2.1 O cronograma de transição tributária de 2026 a 2033 e seus efeitos sobre os contratos de energia

A transição do sistema atual para o novo regime tributário se estende por sete exercícios fiscais, conforme cronograma estabelecido pelos arts. 124 a 134 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias (ADCT), na redação dada pela EC nº 132/2023. Compreender esse calendário em pormenor não é mero detalhe técnico, visto que, parcela significativa dos contratos de comercialização de energia possui prazo superior ao período de transição, o que exige dos agentes uma engenharia contratual capaz de absorver, sem ruptura, a coexistência de regimes distintos. A Tabela 1 sintetiza a evolução das alíquotas ano a ano.

Tabela 1 — Cronograma de transição tributária instituído pela EC nº 132/2023 (2026-2033)

Exercício	CBS	IBS	ICMS / ISS	PIS / COFINS	IPI
2026	0,9% (teste)	0,1% (teste)	Integral	Integral	Integral
2027	Integral	0,1%	Integral	Início da extinção conforme transição	Zerado*
2028	Integral	0,1%	Integral	Extintos ou em extinção, conforme disciplina legal	Zerado*
2029	Integral	10% IBS	90% original	Extintos	Zerado*
2030	Integral	20% IBS	80% original	Extintos	Zerado*
2031	Integral	30% IBS	70% original	Extintos	Zerado*
2032	Integral	40% IBS	60% original	Extintos	Zerado*
2033	Integral	Integral	Extintos	Extintos	Zerado*

** Exceção mantida para produtos da Zona Franca de Manaus.*

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2023, ADCT, arts. 124-134) e Brasil (Lei Complementar nº 214/2025).

O exercício de 2026 funciona como ano-teste, em que a CBS é cobrada à alíquota de 0,9% e o IBS à alíquota 0,1% sobre as operações tributáveis, sendo os respectivos valores compensados no PIS, na COFINS e no ICMS. O contribuinte que cumprir as novas obrigações acessórias terá, ao final do exercício, os tributos antigos efetivamente compensados, sem aumento de carga total. Esse desenho permite a calibragem dos sistemas de conformidade sem ônus financeiro adicional aos agentes.

Em 2027, a CBS passa a operar com alíquota cheia, enquanto o PIS e a COFINS são extintos, permanecendo o IBS com a alíquota reduzida de 0,1% durante esse exercício. As alíquotas do IPI são zeradas — exceção feita aos produtos da Zona Franca de Manaus, em respeito ao regime constitucional específico daquela região. A configuração mantém-se inalterada em 2028 com a CBS operando plenamente e o IBS continuando com alíquota reduzida.

O quadriênio de 2029-2032 marca a transição gradual propriamente dita, com a redução progressiva das alíquotas do ICMS e do ISS, à razão de um décimo ao ano, enquanto as alíquotas do IBS são elevadas proporcionalmente. Ao final de 2032, ICMS e ISS estarão reduzidos a 60% de seus valores originais, com o IBS correspondendo aos 40% restantes. O ano de 2033 conclui o ciclo, em que o ICMS e ISS serão definitivamente extintos e o IBS passará a operar com alíquota integral (BRASIL, 2023; BRASIL, 2025b).

O cronograma preserva segurança jurídica e previsibilidade das receitas, mas cobra um preço, pois serão sete anos de regimes coexistentes, com a complexidade operacional que isso acarreta. Para o setor elétrico, a implicação é direta, visto que os contratos de comercialização de energia — incluindo aqueles celebrados no ACL para excedentes renováveis — precisarão ser continuamente adaptados ao longo do período transitório, com cláusulas de repactuação robustas o bastante para absorver as variações tributárias programadas.

2.2.2 A neutralidade tributária aplicada à geração elétrica renovável

A doutrina especializada, contudo, não adotou postura acrítica diante da EC nº 132/2023 e da LC nº 214/2025. Autores de relevo no direito tributário e no direito da energia apontaram limitações técnicas e inconsistências normativas que merecem atenção antes de se concluir pela efetividade do novo regime. Barcellos e Lopes (2025), por exemplo, questionam a compatibilidade do art. 47 da LC nº 214/2025, que condiciona o creditamento à comprovação do pagamento efetivo do tributo pelo fornecedor, com a não cumulatividade plena e a neutralidade. Críticas como essa evidenciam que a neutralidade não é um efeito automático da reforma, mas um objetivo dependente do desenho normativo, razão pela qual deve ser

compreendida em sua complexidade econômica, e não como princípio absoluto, sob pena de comprometer a função extrafiscal do tributo em setores estratégicos. O setor energético é um desses casos, em que, conforme já discutido, a extrafiscalidade se legitima como instrumento de política industrial e ambiental voltado às fontes renováveis (SANTOS; ANJOS, 2022).

Esta mesma doutrina especializada assinala que a arquitetura federativa da reforma tende a reduzir o espaço de utilização da tributação sobre o consumo como instrumento de política regional, na medida em que a disciplina uniforme do IBS restringe a continuidade de incentivos fiscais subnacionais (SCHOUERI; GALDINO, 2025). No setor elétrico, essa mudança assume relevância particular para os Estados produtores de energia renovável, sobretudo os da região Nordeste, que concentram parcela expressiva da capacidade eólica e solar instalada no país e historicamente se beneficiaram de arranjos tributários e financeiros voltados à atração de investimentos, bem como de instrumentos de tributação extrafiscal especificamente voltados ao fomento das fontes renováveis, particularmente da geração solar fotovoltaica distribuída (SANTOS; ANJOS, 2022). Em consequência, a transição para o novo modelo tributário desloca o eixo da competitividade regional, na medida que, em vez da indução por benefícios fiscais, se tende a ganhar centralidade a combinação entre infraestrutura de rede, segurança regulatória, financiamento e planejamento energético, sem que isso elimine, por completo, os efeitos distributivos e federativos da tributação (SCHOUERI; GALDINO, 2025).

Ainda assim, a doutrina converge em um ponto, qual seja, o efeito desonerador da reforma sobre tecnologias historicamente penalizadas pela cumulatividade, especialmente pela tendência de eliminação das cascatas tributárias, que beneficia de forma particular os insumos energéticos e os sistemas tecnológicos integrados — caso paradigmático dos BESS, cujo regime tributário será analisado na próxima seção. A leitura sistemática dos princípios constitucionais norteadores sugere, portanto, que o IBS não abandona a função arrecadatória do Estado, mas redireciona-a por meio de instrumentos extrafiscais específicos — *cashback*, alíquotas reduzidas, Imposto Seletivo —, sem comprometer a neutralidade alocativa que justifica, em última análise, toda a reforma.

2.3 IMPACTOS SOBRE A CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO

O Sistema Interligado Nacional alcançou, em 1º de janeiro de 2026, 215,9 GW de capacidade instalada em usinas centralizadas, dos quais 84,63% provinham de fontes renováveis (ANEEL, 2026a). Para 2026, a ANEEL projeta acréscimo de 9.142 MW na potência instalada, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, responsável por 4.560 MW, e para a

fonte eólica, com 1.436 MW, expansão esta que reforça a predominância das renováveis na matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2026a). A concentração desses ativos em regiões como o Nordeste, o Centro-Oeste e o Sudeste evidencia a descentralização geográfica da produção elétrica ao longo da última década, estando, no entanto, o aproveitamento integral dessa geração, condicionado a fatores regulatórios e tributários que afetam tanto o investimento quanto a operação.

Sob a ótica tributária, a cadeia produtiva da geração renovável centralizada compreende três grandes etapas. A primeira é a aquisição de equipamentos — módulos fotovoltaicos, aerogeradores, inversores, transformadores — e da infraestrutura civil. A segunda é a construção e o comissionamento e a terceira, por fim, é a operação e a manutenção. No regime pré-reforma, cada uma dessas etapas suportava incidências tributárias com graus diferenciados de cumulatividade.

Tomemos como exemplo, a cadeia tributária que recai sobre os distribuidores de kits fotovoltaicos no Brasil que se apresenta, ao mesmo tempo, complexa e estratégica para a compreensão das barreiras econômicas à expansão da energia solar no país. Diferentemente de setores que suportam tributação apenas na venda final, o distribuidor de equipamentos solares importados enfrenta incidências em dois momentos distintos e cumulativos, inicialmente no desembaraço aduaneiro, ao adquirir os produtos advindos do exterior, principalmente da China, e posteriormente, na saída das mercadorias para o consumidor final. Essa sobreposição de cargas tributárias ao longo da cadeia tem impacto direto na formação do preço final e, consequentemente, na velocidade de adoção da tecnologia solar pela população brasileira, constituindo num dos vetores de análise indispensáveis na avaliação do impacto da reforma tributária sobre a transição energética brasileira. A Tabela 2 sintetiza os principais tributos incidentes em cada fase, desde a importação dos bens até a revenda ao consumidor final.

Tabela 2 — Tributação Incidente sobre Kits Solares Importados

Fase	Tributo	Alíquota / Regime	Observação
Importação	Imposto de Importação (II)	25% sobre módulos FV	Elevada pela Resolução Gecex nº 666/2024 (BRASIL, 2024b)
Importação	IPI	Variável	Pode ser isento para células solares (EX 01)
Importação	PIS + COFINS-Importação	9,25% sobre valor aduaneiro	Lei nº 10.865/2004 (BRASIL, 2004b)
Importação	ICMS-Importação	12% a 18% conforme o estado	Isenção possível via Convênio ICMS nº 101/1997 (CONFAZ, 1997)
Revenda — Simples Nacional	Tributos unificados	Progressivo sobre faturamento	Sem aproveitamento de créditos sobre entradas
Revenda — Lucro Presumido	PIS + COFINS cumulativo	3,65% sobre receita bruta	Sem créditos sobre aquisições (BRASIL, 2002;BRASIL, 2003)
Revenda — Lucro Real	PIS + COFINS não cumulativo	9,25% com direito a créditos	Mais vantajoso para distribuidores de maior porte (BRASIL, 2002; BRASIL, 2003)
Revenda — todos os regimes	IRPJ + CSLL	Conforme lucro apurado	Incide em qualquer regime tributário
Revenda — todos os regimes	ICMS sobre saída	Alíquota estadual aplicável	Isenção possível via Convênio ICMS nº 101/1997 (CONFAZ, 1997)

Fonte: elaboração própria, com base em BRASIL (1988b; 1998a; 2002; 2003; 2004b; 2006; 2018; 2019; 2024b) e CONFAZ (1997).

A aquisição de equipamentos destinados a projetos de infraestrutura podia sofrer incidência de tributos como ICMS e IPI, além de PIS e COFINS, sendo que a Lei nº 11.488/2007, ao instituir o REIDI, autorizava a suspensão da incidência de PIS/Pasep e COFINS sobre aquisições vinculadas a projetos habilitados. Ainda assim, a tributação estadual podia permanecer relevante, especialmente em operações não alcançadas por benefícios específicos, o que reforçava a importância de incentivos regionais na atração de investimentos para projetos de energia renovável.

No regime do IBS, a alteração ocorrerá progressivamente durante o período de transição, de modo que a aquisição de equipamentos passará, dependendo da implementação

integral do novo sistema, a sofrer apenas a incidência conjunta de IBS e CBS, com creditamento integral do tributo recolhido na etapa anterior, a ser recuperado quando da venda da energia gerada. Como resultado, reduz-se o custo tributário efetivo do *Capex* destinado à geração renovável, o que melhora de forma significativa os indicadores de viabilidade econômica de novos projetos. Ainda que esse efeito desonerador se manifeste de modo gradual ao longo do cronograma de transição, ele atua, para os empreendimentos ainda enquadrados no regime de energia incentivada, em conjunto com o desconto tarifário aplicável à TUST e à TUSD, previsto no art. 26, § 1º-C, da Lei nº 9.427/1996 (BRASIL, 1996b), com redação dada pela Lei nº 14.120/2021 (BRASIL, 2021), e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.031/2022 (ANEEL, 2022b). Tal benefício, contudo, encontra-se em processo de extinção gradual para os novos entrantes, conforme examinado na seção 3.2.1 desta pesquisa, de modo que a convergência entre os dois efeitos desonerados tende a se restringir, no tempo, aos ativos já outorgados sob o regime anterior.

2.3.1 Sistemas de Armazenamento em Baterias (BESS)

A geração renovável centralizada já contava, ainda que de forma parcial, com os benefícios do REIDI, ao passo que os Sistemas de Armazenamento em Baterias concentravam o caso mais grave de distorção tributária no setor elétrico brasileiro. O levantamento da Greener divulgado por Takata (2025) apurou que a carga tributária total sobre BESS no Brasil podia chegar a 79% do custo de implantação em cenário sem incentivos fiscais aplicados. Em sentido convergente, o PSR (2025) registra elevação de até 76% do custo médio dos sistemas de armazenamento em razão da incidência tributária, número sem paralelo internacional e suficiente, por si só, para inviabilizar economicamente projetos de armazenamento em escala comercial.

A discrepância entre geração e armazenamento se apresenta bastante acentuada, aproximando-se de uma ordem de grandeza, conforme se infere da comparação entre a carga total apurada pela Greener para BESS — em torno de 79% do custo de implantação em cenário sem incentivos (Greener, dados reportados em TAKATA, 2025) — e a carga efetiva tipicamente suportada por ativos de geração renovável com REIDI aplicado, situada em faixa muito inferior.

As causas dessa disparidade não eram conjunturais, mas estruturais, e podem ser reconstituídas a partir de quatro frentes que operavam de modo cumulativo, descritas a seguir: a) os BESS, classificados como acumuladores elétricos de íon de lítio (NCM 8507.60.00), sofriam a incidência do IPI federal à alíquota de 11,5%, sem hipótese de suspensão equivalente

ao REIDI (BRASIL, 2022c; 2026a); b) a esse encargo somava-se o ICMS, tributo de competência dos Estados e do Distrito Federal, com alíquotas internas usualmente situadas entre 17% e 25% conforme a Unidade Federativa, incidindo sobre a aquisição sem garantia de creditamento pleno na operação subsequente (BRASIL, 1988a, art. 155, II); c) PIS e COFINS incidiam cumulativamente sobre fornecedores enquadrados no lucro presumido, à alíquota conjunta de 3,65% sobre a receita bruta, ampliando o ônus fiscal indireto repassado ao adquirente (BRASIL, 1998a; 2002); d) por fim, o Imposto de Importação aplicado a baterias estrangeiras alcançava 20% para a NCM 8507.60.00 de forma geral, podendo chegar a 25% nas baterias LFP 48V destinadas a sistemas estacionários e fotovoltaicos de até 4.800W (ex-tarifário 074), com hipóteses limitadas de ex-tarifário e sem regime específico de redução para sistemas de armazenamento (BRASIL, 2026a; BRASIL, 2026b).

A consequência disto é a penetração reduzida de BESS no SIN, apesar do reconhecimento técnico crescente de sua centralidade para a mitigação do *curtailment*, visto que o ônus tributário sobre o armazenamento, em proporção ao *Capex* total, configura barreira regulatória de fato à transição energética brasileira. Essa avaliação encontra respaldo nos dados setoriais disponíveis, pois, quando a tributação incidente representa parcela tão expressiva do custo de implantação, os incentivos econômicos para o investimento ficam sensivelmente comprometidos, conforme documentam os estudos de viabilidade citados (PSR, 2025; TAKATA, 2025). Dessa forma, o que ocorre de modo frequente é que propostas de integração de BESS a parques solares ou eólicos não chegam sequer à etapa de viabilidade financeira, justamente em razão dessa estrutura de custos, circunstância que fundamenta o recorte regional escolhido para esta pesquisa.

A reforma instituída pela EC nº 132/2023 e regulamentada pela LC nº 214/2025 possui um grande potencial para mitigar esse panorama por meio de três alterações estruturais: a) a não cumulatividade plena prevê crédito integral sobre o IBS pago na aquisição dos sistemas, recuperável quando da operação subsequente de venda de serviços de flexibilidade ou de energia armazenada; b) a neutralidade tributária tende a reduzir distorções tributárias entre geração renovável e armazenamento, equiparando funcionalmente os ativos integrados de produção e estocagem de energia.; c) e a Lei nº 15.269/2025, em sintonia com o novo regime, inclui os BESS no rol de projetos elegíveis ao REIDI ampliado e autoriza a redução a zero do Imposto de Importação sobre baterias destinadas a projetos do SIN (BRASIL, 2025a) — dispositivos que serão detalhados no Capítulo 3.

A meta-análise do PSR (2025) projeta o efeito sinérgico dessas medidas em redução substancial do custo total de implantação de BESS até 2029, com potencial de redução de até

16% no custo médio do sistema elétrico brasileiro, estimativa que pressupõe a plena implementação do regime do IBS e a regularização do marco regulatório setorial no horizonte projetado. A reforma tende a converter, assim, os BESS de uma tecnologia economicamente pouco atrativa sob o regime tributário anterior, em opção potencialmente competitiva para a gestão de excedentes renováveis — efeito que, se confirmado pela regulamentação infralegal e pela formação dos mercados de serviços ancilares, poderá ter efeito de especial relevância no Nordeste do SIN, região que, segundo os dados do ONS (2025a; 2026), concentra os maiores índices de *curtailment* do SIN, e que, por essa mesma razão, foi escolhida como recorte espacial desta investigação.

2.3.2 Recursos Energéticos Distribuídos e MMGD

A reforma tributária não impacta apenas a geração centralizada e o armazenamento, pois os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e, em especial, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), regulamentada pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022a), também ocupam posição relevante na nova arquitetura. A MMGD compreende geração de pequeno porte conectada à rede de distribuição, em regime de compensação de créditos energéticos com a unidade consumidora — modelo que, no Brasil, expandiu-se aceleradamente desde 2012, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e suas atualizações.

Para além da disciplina tributária trazida pela EC nº 132/2023, a Lei nº 14.300/2022 introduziu cronograma próprio de cobrança progressiva da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) — componente Fio B — sobre a parcela injetada da energia gerada por sistemas de MMGD. Trata-se de mudança estruturante, pois, até a edição desta Lei, *prosumers* — aqueles que geram sua a própria energia — protocolados nos termos da Resolução ANEEL nº 482/2012 estavam isentos do encargo de Fio B sobre a energia injetada, recebendo créditos energéticos pelo valor cheio. A Lei nº 14.300/2022 estabelece, agora, cobrança escalonada para os sistemas protocolados a partir de 7 de janeiro de 2023. A Tabela 3 sintetiza essa evolução.

Tabela 3 — Cronograma de cobrança evolutiva da TUSD Fio B sobre a energia injetada por sistemas de MMGD protocolados a partir de 7 de janeiro de 2023

Exercício	Percentual da TUSD Fio B incidente sobre a energia injetada
2023*	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%

2027	75%
2028	90%
2029 em diante	100% (cobrança integral)

*Sistemas com protocolo anterior a 7 de janeiro de 2023 mantêm direito adquirido às regras de compensação plena até 31 de dezembro de 2045, nos termos do art. 26 da Lei nº 14.300/2022.

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2022a).

Sob o regime tributário pré-reforma, a MMGD beneficiava-se, ainda, de isenções e reduções de base de cálculo do ICMS em diversos Estados, configurando um mosaico regulatório cuja heterogeneidade dificultava o planejamento empresarial. A esse desafio somava-se o cronograma de cobrança progressiva da TUSD Fio B sintetizado acima, ampliando paulatinamente a alíquota efetiva sobre *prosumers* até 2029.

Três mudanças relevantes acompanham o regime do IBS, pois a uniformização nacional do tributo deve eliminar as assimetrias estaduais e confere maior previsibilidade ao planejamento de novos sistemas, a neutralidade tributária plena tende a alcançar tanto a aquisição de equipamentos quanto as operações de injeção na rede, reduzindo o ônus efetivo, e a possibilidade de classificação da atividade como econômica para fins de creditamento amplia o aproveitamento de créditos para *prosumers* comerciais e industriais, segmento que, segundo projeções setoriais, deve crescer de forma acelerada até 2030.

Há, todavia, sobreposição relevante entre o cronograma tributário da EC nº 132/2023 (Tabela 1) e o cronograma setorial da Lei nº 14.300/2022 (Tabela 3) visto que a fase de cobrança integral da TUSD Fio B (a partir de 2029) coincide exatamente com o início da elevação progressiva do IBS. O *prosumer,* portanto, será impactado por dois movimentos simultâneos durante o triênio 2029-2031 — elevação do encargo tarifário sobre a energia injetada e elevação proporcional da alíquota tributária —, observação analítica que sugere atenção redobrada por parte da ANEEL e do Comitê Gestor do IBS no desenho das regras de creditamento aplicáveis ao *prosumer*.

Para os fins desta pesquisa, o ponto sensível é outro, pois, os REDs e MMGD operam, em regra, fora do escopo de despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS), o que tem implicações sistêmicas significativas para a gestão do *curtailment*. O Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025 (ONS, 2025a) registra com clareza que as fontes centralizadas absorvem desproporcionalmente o ônus dos cortes por razão energética, justamente porque as unidades de geração distribuída encontram-se fora do controle operacional do operador do sistema. Essa

assimetria — tributariamente neutralizada, operacionalmente persistente — será objeto de aprofundamento no Capítulo 3.

2.4 A TRIBUTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES RENOVÁVEIS NO ACL

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), instituído pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004a), é o espaço jurídico-econômico no qual geradores, comercializadores e consumidores livres negociam diretamente preços, volumes e prazos de fornecimento de energia elétrica. Em 2025, o ACL atingiu sua maior participação histórica, respondendo por cerca de 42% do consumo total de energia elétrica no país (CCEE, 2025). Enquanto o Ambiente de Contratação Regulada registrou contração de 5,1% no consumo, o ACL cresceu 7,3% no mesmo período (CCEE, 2025), confirmando a trajetória ascendente do mercado livre desde sua institucionalização.

A incidência do ICMS sobre a comercialização de energia elétrica decorre, no plano constitucional, do art. 155, II, da Constituição Federal (BRASIL, 1988a), que atribui aos Estados e ao Distrito Federal a competência para tributar operações relativas à circulação de mercadorias — categoria que abrange a energia elétrica. Para as operações interestaduais especificamente, o Supremo Tribunal Federal pacificou a controvérsia ao julgar o RE n. 748.543/RS — Tema 689 da repercussão geral —, firmando a tese de que, nos termos do art. 155, § 2º, X, "b", da Constituição, cabe ao Estado de destino, em sua totalidade, o ICMS sobre a operação interestadual de fornecimento de energia elétrica a consumidor final para emprego em processo de industrialização, não podendo o Estado de origem cobrar o referido imposto (BRASIL, 2020a).

Sob esse marco, a circulação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) submeteu-se, no regime pré-reforma, ao ICMS estadual — cuja incidência sobre a energia elétrica encontra fundamento, além do art. 155, II da Constituição Federal, no art. 2º, § 1º, III da Lei Complementar nº 87/1996 — Lei Kandir (BRASIL, 1996a) —, com aproveitamento parcial de créditos pelo consumidor industrial. No ACL, o consumidor livre é contribuinte do ICMS e pode aproveitar créditos, mas o creditamento é parcial porque a legislação estadual impõe regras específicas. O Decreto nº 66.373/2021, do Estado de São Paulo, por exemplo, regulamentou a sistemática de tributação do ICMS nas operações com energia elétrica no ACL, disciplinando a responsabilidade pelo recolhimento do imposto e as obrigações acessórias aplicáveis aos agentes do setor (SÃO PAULO, 2021). Incidia, ainda, o PIS e a COFINS sobre

a receita bruta do gerador-vendedor, em regime cumulativo ou não cumulativo conforme o enquadramento empresarial. Neste caso, as empresas optantes pelo Lucro Real sujeitam-se ao regime não cumulativo, nos termos das Leis nº 10.637/2002 e nº 10.833/2003, ao passo que empresas enquadradas no Lucro Presumido ou no Simples Nacional se submetem ao regime cumulativo, com alíquotas menores, porém sem direito ao aproveitamento de créditos (BRASIL, 2002; BRASIL, 2003). Além disso, a circulação de energia no Ambiente de Contratação Livre, em determinados arranjos contratuais, se submeteu à controvérsia sobre a inclusão de valores de demanda contratada na base de cálculo do imposto — questão pacificada pelo STF no Tema 176 da repercussão geral (RE n. 593.824/SC), que firmou tese segundo a qual o ICMS incide apenas sobre a potência efetivamente consumida (BRASIL, 2020b).

Os contratos celebrados no ACL recebem, na sistemática operacional da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a denominação técnica de Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), pactuados livremente entre dois agentes e apenas registrados perante a CCEE, sem intervenção da ANEEL (CCEE, 2024). A literatura setorial agrupa os CCEAL em quatro tipologias funcionais: a) contratos de longo prazo, ou *Power Purchase Agreements* (PPAs), com prazos entre cinco e vinte anos; b) contratos de curto prazo, geralmente vinculados ao Mercado de Curto Prazo (MCP) operado pela própria CCEE; c) contratos de cobertura, voltados à mitigação de riscos de exposição financeira; d) e contratos de excedentes, voltados à comercialização de energia gerada acima do volume previamente comprometido em contratos de longo prazo (CCEE, 2024). Esta última tipologia interessa particularmente à pesquisa, pois constitui o instrumento jurídico-econômico primário para a alocação eficiente de geração renovável intermitente que, por razões técnicas ou contratuais, não pode ser absorvida pelos PPAs do gerador.

A tributação cumulativa que pesava sobre tais contratos no regime pré-reforma restringia, na avaliação setorial corrente, o volume e a atratividade do segmento de excedentes. Com o advento do regime do IBS, analistas setoriais e a literatura especializada apontam para a possibilidade de uma expansão desse segmento — hipótese que a próxima seção examina à luz dos mecanismos jurídicos específicos pelos quais a desoneração se opera.

2.4.1 Mecanismos de redução de custos cumulativos sobre *Capex* e *Opex*

A redução de custos cumulativos sobre *Capex* e *Opex* de BESS, decorrente da implementação do IBS, opera por meio de três mecanismos juridicamente distintos, mas economicamente convergentes. A análise de cada um deles é essencial para compreender o efeito desonerador concreto que a reforma produz no setor de armazenamento.

O primeiro mecanismo é o creditamento integral sobre aquisições, expressão direta da não cumulatividade plena consagrada pelo art. 156-A, § 1º, VIII, da Constituição Federal e detalhada pela Lei Complementar nº 214/2025 (BRASIL, 2023; BRASIL, 2025b). A LC nº 214/2025 garante ao adquirente de BESS o direito de creditar integralmente o IBS pago na operação de aquisição, sendo esse crédito recuperável quando da operação subsequente de venda de energia armazenada ou de prestação de serviços de flexibilidade (BRASIL, 2025b). Como ensina Ribeiro (2026), a sistemática do IBS adota crédito amplo e irrestrito sobre todos os bens e serviços adquiridos, independentemente de sua essencialidade ou vinculação direta à atividade-fim do contribuinte. O tributo recolhido em etapa anterior deixa de constituir custo definitivo e passa a configurar mero adiantamento financeiro, recuperável ao longo da cadeia (SCHOUERI, 2019, item 3.3).

O efeito esperado sobre o Capex é direto, ainda que sua natureza mereça qualificação, pois, ao suspender a incidência do IBS e da CBS sobre a aquisição de bens e serviços incorporados ao ativo imobilizado, o REIDI evita que a carga combinada desses tributos, estimada pelo Ministério da Fazenda em torno de 26,5% e posteriormente fixada como teto de referência pelo art. 475, § 11, da LC nº 214/2025 (BRASIL, 2024a; 2025b), seja embutida no investimento inicial. Como o IBS e a CBS são tributos não cumulativos, esse montante seria, em tese, recuperável por meio de créditos, de modo que o benefício do regime não reside propriamente na eliminação de um custo tributário definitivo, mas na desoneração do fluxo de caixa do empreendedor, que deixa de imobilizar recursos no intervalo entre o desembolso e a apropriação do crédito. Esse ganho financeiro é particularmente relevante na fase pré-operacional dos projetos de geração renovável, em que a ausência de débitos suficientes para absorver os créditos acumulados tende a postergar sua realização, convertendo o que seria mero descompasso temporal em custo econômico efetivo.

A segunda transformação atinge o *Opex*, na medida em que os BESS demandam reposição periódica de componentes — módulos de bateria, sistemas de gerenciamento térmico, conversores — ao longo de seu ciclo de vida útil, situado em horizonte típico entre dez e quinze anos para sistemas de íon-lítio operados em escala comercial (PSR, 2025). Sob o regime pré-reforma, essas reposições suportavam o ICMS sem creditamento pleno em diversas hipóteses, gerando cumulatividade ao longo do tempo e onerando especialmente projetos de longo prazo, fenômeno que a doutrina especializada vinculou diretamente à incompletude da técnica da não cumulatividade no modelo brasileiro pré-reforma (MALPIGHI et al., 2023). Sob o regime do IBS, todas as aquisições para manutenção e reposição deverão passar a gerar crédito integral,

tendendo a eliminar a cumulatividade temporal que historicamente comprometia a viabilidade operacional dos sistemas (BRASIL, 2025b).

Por fim, a eliminação das distorções alocativas decorrentes da guerra fiscal ocorre com a unificação do tributo subnacional, agora destinado — por força do princípio do destino consagrado no art. 156-A, § 1º, da Constituição Federal (BRASIL, 2023) — ao Estado de consumo final, o que tende a extinguir o incentivo à localização ineficiente de fábricas e armazéns motivada pela busca de regimes especiais estaduais (SCHOUERI, 2019, item 5.1). Para a cadeia de BESS, decisões de logística e armazenagem passam a ser tomadas com base em critérios técnicos e econômicos puros, sem distorção tributária a contaminar o cálculo empresarial.

Ao final, torna-se plausível aproximar o custo efetivo de implantação e operação de BESS no Brasil aos níveis praticados em mercados internacionais mais maduros, na medida em que a tributação nacional responde por parcela expressiva — e sem paralelo internacional — do custo de implantação desses sistemas no país (TAKATA, 2025; PSR, 2025), criando condições tributárias que, associadas à regulamentação setorial pendente, poderão contribuir para a viabilidade econômica dos BESS e, por esse caminho indireto, para a redução parcial do*curtailment* por excesso de oferta — sem que isso elimine os gargalos físicos de transmissão, que exigem soluções de infraestrutura independentes.

Tabela 4 — Mecanismos jurídicos de redução de custos cumulativos sobre BESS no regime do IBS

Mecanismo jurídico	Fundamento normativo	Efeito econômico
Creditamento integral sobre aquisições	CF/88, art. 156-A, § 1º, VIII; LC nº 214/2025	Reduz o *Capex* em proporção equivalente à alíquota do IBS + CBS (~26,5%)
Eliminação da cumulatividade do ICMS sobre estoques operacionais	EC nº 132/2023; LC nº 214/2025	Reduz o *Opex* ao longo dos 10-15 anos de vida útil do BESS
Eliminação das distorções da guerra fiscal	Princípio do destino (CF/88, art. 156-A, § 1º)	Otimiza decisões logísticas com base em critérios técnico-econômicos puros

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2023, 2025b), Schoueri (2019) e Ribeiro (2026).

Como se observa na Tabela 4, os três mecanismos examinados, embora distintos em seu fundamento jurídico, convergem para um mesmo resultado econômico, ou seja, a redução do

custo efetivo de implantação, operação e organização logística dos sistemas de armazenamento. Em conjunto, eles demonstram que o regime do IBS não apenas corrige focos isolados de cumulatividade, mas reordena de forma mais ampla os incentivos econômicos incidentes sobre a cadeia de BESS, com potenciais efeitos positivos sobre a viabilidade financeira dos projetos, a serem confirmados à medida que a regulamentação infralegal da ANEEL para serviços ancilares e outorgas de BESS for concluída.

2.4.2 O REIDI e os benefícios fiscais correlatos

Os mecanismos descritos na seção anterior se conectam, em grande medida, com o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura — REIDI—, instituído pela Lei nº 11.488/2007 (BRASIL, 2007a). Em sua redação original, o regime define, no art. 2º, as pessoas jurídicas que podem ser beneficiárias e, nos arts. 3º e 4º, prevê a suspensão da cobrança de PIS/Pasep e Cofins nas operações de venda e importação de bens e serviços destinados à execução de projetos de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação.

Esse quadro foi ampliado pela Lei nº 15.269/2025 — objeto do Capítulo 3 desta monografia —, que inseriu o art. 2º-A na Lei nº 11.488/2007 e passou a incluir, de forma expressa, os projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia. O novo dispositivo vincula esses projetos à promoção da transição energética, da modernização e da segurança do setor elétrico, ao mesmo tempo em que estabelece parâmetros próprios para a fruição do benefício, como a limitação da renúncia fiscal a R$ 1 bilhão por exercício, a vigência entre 1º de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2030 e o acompanhamento da política pelo Ministério de Minas e Energia. A nova disciplina evidencia o direcionamento do incentivo aos sistemas de armazenamento em baterias, ao vincular sua fruição, nos projetos de geração solar habilitados no regime, à adoção de armazenamento químico de energia e ao admitir a redução a zero do Imposto de Importação incidente sobre baterias e seus componentes (BRASIL, 2007a; 2025a).

Com isso, o REIDI deixa de operar apenas como um incentivo geral à infraestrutura e passa a assumir, no setor elétrico, uma função mais diretamente voltada à difusão dos BESS. Em conjunto com o regime do IBS, esse novo desenho contribui para reduzir custos, ampliar a atratividade econômica dos projetos e criar condições mais favoráveis para a inserção do armazenamento em baterias na estrutura do setor elétrico brasileiro. Análises técnicas projetam tendência de queda no custo médio nivelado de armazenamento ao longo do horizonte 2025–2029 (PSR, 2025), em decorrência presumida do avanço tecnológico das células de íon-lítio e

da desoneração tributária aqui examinada — embora a contribuição específica de cada fator dependa de confirmação empírica posterior. O armazenamento em escala caminha, portanto, sob duas forças que se reforçam — a jurídica, pela eliminação das cascatas tributárias examinada nas seções anteriores, e a tecnológica, pela maturação acelerada das células de íon-lítio.

2.5 CONCLUSÃO

Este capítulo demonstrou que a reforma tributária instituída pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e regulamentada pela Lei Complementar nº 214/2025 reconfigura, de modo estrutural, o ambiente fiscal aplicável à cadeia produtiva da energia elétrica brasileira durante o período transitório 2026-2033. Os princípios constitucionais da neutralidade tributária e da não cumulatividade plena, conjugados ao Imposto sobre Bens e Serviços como IVA dual, tendem a eliminar, ao longo do período transitório 2026-2033, as cascatas tributárias que historicamente oneravam, de modo desproporcional, os Sistemas de Armazenamento em Baterias e os Recursos Energéticos Distribuídos.

O caso dos BESS expõe com particular clareza a dimensão da transformação tributária, especialmente porque a redução da carga tributária constitui fator relevante para a viabilidade econômica desses sistemas — embora não seja, sozinha, o fator decisivo, já que a viabilidade também depende do custo de capital, do preço da energia e das receitas de mercado, além da remuneração regulatória ainda em elaboração pela ANEEL —, cuja tributação pré-reforma podia alcançar até 79% do custo de implantação em cenário sem incentivos, conforme estudo setorial reportado por TAKATA (2025), com efeito tributário relevante sobre o preço das baterias de íon-lítio importadas conforme demonstrado no exemplo numérico apresentado em PSR (2025), configurando diferença significativa em relação aos ativos de geração renovável beneficiados pelo REIDI.

Nesse sentido, o próprio REIDI já evidenciava uma trajetória de desoneração setorial voltada à infraestrutura energética, agora aprofundada pela Lei nº 15.269/2025, que passou a direcionar expressamente o incentivo aos sistemas de armazenamento em baterias e à cadeia associada à geração solar, reforçando a lógica de fomento à transição energética. A tributação vigente antes da reforma impunha, na prática, obstáculos consideráveis à expansão desses investimentos, uma vez que o ICMS incidia de forma cumulativa, o IPI não contava com hipótese de suspensão aplicável, o PIS e a COFINS operavam em regimes mistos e o Imposto de Importação carecia de ex-tarifário regular para equipamentos do setor. Esse conjunto de

distorções comprometia a competitividade dos investimentos em energia renovável, enquanto a reforma cria condições para superar esse cenário, pelo creditamento integral do IBS sobre as aquisições, pela redução progressiva da cumulatividade sobre estoques operacionais e pela tendência de correção das distorções alocativas, historicamente provocadas pela guerra fiscal, efeitos que dependem da implementação integral do novo regime.

A doutrina especializada, embora reconheça os ganhos sistêmicos da reforma, registra tensões que precisam ser confrontadas, em especial quanto à preservação da função extrafiscal do tributo, particularmente relevante quando se trata de tributação setorial voltada à promoção das energias renováveis (SANTOS; ANJOS, 2022), e quanto à autonomia federativa em sua face fiscal (cf. SCHOUERI; GALDINO, 2025). Tais críticas não invalidam o efeito desonerador objetivamente verificável, mas alertam para a necessidade de calibragem regulatória durante o período de transição, sob pena de comprometer objetivos extrafiscais relevantes — entre eles, a proteção ambiental e a redução das desigualdades regionais.

Permanecem, contudo, questões propriamente regulatórias que escapam ao escopo da neutralidade tributária e demandam tratamento normativo específico, como a regulamentação da atividade de armazenamento como categoria jurídica autônoma, a definição de outorgas e concessões, a remuneração de serviços ancilares e a compensação por *curtailment*. Essas questões, articuladas com o eixo tributário aqui analisado, constituem o objeto central da Lei nº 15.269/2025, instrumento normativo que será examinado no próximo capítulo.

A ponte entre os dois capítulos pode ser sintetizada na ideia de que a desoneração tributária promovida pelo IBS figura, na avaliação da literatura especializada, como condição necessária para a viabilidade econômica dos BESS e para a expansão dos contratos de excedentes no ACL, embora não seja, por si só, suficiente para assegurar a plena integração desses elementos ao SIN.

Diferentemente do quadro de lacuna que se poderia supor há poucos anos, o arcabouço normativo do armazenamento foi rapidamente construído entre 2025 e 2026, seja no reconhecimento legal da atividade (BRASIL, 2025b), seja na sua regulamentação operacional pela ANEEL (ANEEL, 2026d, 2026e) e na definição das regras de contratação de capacidade pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2025d, 2026b). Com isso, o gargalo remanescente deslocou-se do plano do reconhecimento jurídico para o da eficácia e da implementação, cuja efetividade dependerá dos resultados dos primeiros leilões e do amadurecimento dos mecanismos de remuneração de flexibilidade e de compensação por *curtailment*. É essa centralidade da dimensão regulatório-setorial, agora medida menos pela ausência de regras e mais pela sua efetivação, que se passa a examinar na sequência.

3. A MODERNIZAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO: A LEI Nº 15.269/2025, A ABERTURA DO ACL E A REGULAMENTAÇÃO DOS BESS

Antes de adentrar o exame regulatório-setorial da Lei nº 15.269/2025, convém recompor o desenho institucional do Sistema Interligado Nacional - SIN, sobre o qual incide a reforma analisada neste capítulo. O Sistema Interligado Nacional integra as infraestruturas de geração e de transmissão de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país e permite o intercâmbio de energia entre áreas com diferentes condições de oferta e demanda. Para fins de formação de preços e de liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, o Sistema Interligado Nacional é subdividido em quatro submercados organizados por regiões geoelétricas, quais sejam, Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, ao passo que Roraima opera como sistema isolado. Cada submercado pode apresentar Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) distintos sempre que restrições nos fluxos de intercâmbio entre regiões impedem o equilíbrio sistêmico entre oferta e demanda, conforme registra o Relatório Anual do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025b; BATISTA, 2025; ONS, [s.d.]). Essa diferenciação regional tem implicações diretas para os temas tratados nesta monografia, visto que a concentração de geração renovável intermitente nos submercados Nordeste e Norte — regiões com maior potencial eólico e solar fotovoltaico do país — é o principal fator geográfico por trás dos fenômenos de *curtailment* e do potencial estratégico dos sistemas de armazenamento de energia, que podem atuar tanto na arbitragem entre períodos de excesso e escassez de geração quanto na prestação de serviços ancilares ao operador do sistema.

Visto isso, enquanto o capítulo anterior tratou da face tributária da reforma, este capítulo desloca o foco para o eixo regulatório-setorial, em que a pergunta agora é a complementar daquela: quais ajustes do marco regulatório do setor elétrico, articulados ao novo regime tributário, são suficientes para destravar a operação econômica dos sistemas de armazenamento e a comercialização eficiente dos excedentes renováveis no SIN? A resposta vem, em grande medida, da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025 (BRASIL, 2025a), que promove a reorganização estrutural do marco regulatório, amplia o alcance dos incentivos à infraestrutura energética e introduz medidas que alteram de forma significativa a dinâmica de funcionamento do setor, em diálogo com a literatura especializada de Direito da Regulação dedicada à governança institucional do Operador Nacional do Sistema Elétrico e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (BATISTA, 2025).

A análise aqui desenvolvida atende ao terceiro objetivo específico delineado no projeto: avaliar o marco introduzido pela Lei nº 15.269/2025 quanto à abertura gradual do ACL e à regulamentação da atividade de armazenamento em baterias pelo SIN, com atenção a outorgas, remuneração de flexibilidade e compensação por *curtailment*. Para tanto, o capítulo organiza-se em sete seções substantivas. A seção 3.1 reconstrói os antecedentes legislativos, do modelo da Lei nº 10.848/2004 à tramitação da MP nº 1.304/2025 que originou o novo marco. A seção 3.2 examina o cronograma de abertura do ACL. A seção 3.3 disseca a regulamentação dos BESS. A seção 3.4 trata da compensação por *curtailment*, com seus limites e vetos. A seção 3.5 analisa os benefícios fiscais relacionados ao tema. A seção 3.6 discute as alterações em autoprodução e MMGD à luz da Lei nº 14.300/2022. A seção 3.7, por fim, sintetiza as conclusões parciais e antecipa as conexões com o capítulo seguinte.

3.1 ANTECEDENTES LEGISLATIVOS: DO MODELO LEI Nº 10.848/2004 À LEI Nº 15.269/2025

O Ambiente de Contratação Livre é uma instituição criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004a) — precedendo em mais de duas décadas a Lei nº 15.269/2025 — que reorganizou a comercialização de energia elétrica no Brasil em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual operam consumidores cativos atendidos por contratos compulsórios das distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual geradores, comercializadores e consumidores livres negociam diretamente preços, volumes e prazos. A Lei nº 10.848/2004 também criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), à qual cabe registrar contratos, contabilizar as operações de curto prazo e liquidar diferenças entre o contratado e o efetivamente medido.

Por aproximadamente duas décadas, o acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) ficou restrito a um perfil estreito de consumidores. A figura do consumidor livre foi instituída pelo art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, cujo caput original condicionou a livre escolha do fornecedor a unidades com carga igual ou superior a 10.000 kW atendidas em tensão de no mínimo 69 kV. O §2º do mesmo dispositivo reduziu esse piso para 3.000 kW após cinco anos da publicação da lei, mantida a exigência de tensão igual ou superior a 69 kV, patamar que se consolidou como referência do mercado livre ao longo das décadas seguintes. O §3º estendeu, a partir de 1º de janeiro de 2019, a mesma faculdade aos consumidores que, em 7 de julho de 1995, já consumiam carga igual ou superior a 3.000 kW em tensão inferior a 69 kV (BRASIL, 1995a). Paralelamente, o art. 26, §5º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,

combinado com o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, criou a figura do consumidor especial, restrita à aquisição de energia oriunda de fontes incentivadas — pequenas centrais hidrelétricas, eólica, solar fotovoltaica e biomassa — e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006, que fixou em 500 kW a carga mínima para esse perfil (BRASIL, 1996b, 1998b; ANEEL, 2006). A redução gradual do piso de carga começou pela Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, seguida pela Portaria MME nº 465, de 12 de dezembro de 2019, que estabeleceu cronograma de migração até 500 kW em janeiro de 2023 (MME, 2018; 2019). A ampliação substantiva, contudo, veio com a Portaria GM/MME nº 50, de 27 de setembro de 2022, que liberou o acesso ao mercado livre, a partir de 1º de janeiro de 2024, a todos os consumidores conectados em alta e média tensão — Grupo A —, independentemente do volume demandado (BRASIL, 2022b). Análises setoriais à época estimaram que cerca de 165 mil unidades consumidoras passariam a ter direito de migração, contra as aproximadamente 36 mil já ativas no ACL (CCEE, 2024). No plano infralegal, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022, consolidou e revogou o regramento anterior aplicável ao consumidor especial (ANEEL, 2022a).

Apesar da ampliação promovida pela Portaria GM/MME nº 50/2022, três frentes seguiam abertas ao final de 2024 e compunham o pano de fundo da reforma legislativa que se desenharia no ano seguinte. A primeira dizia respeito ao alcance subjetivo do próprio ACL, pois os consumidores residenciais e comerciais de baixa tensão, integrantes do Grupo B, permaneciam vinculados ao Ambiente de Contratação Regulada, ainda que o Ministério de Minas e Energia já houvesse instaurado a Consulta Pública nº 132/2023 para discutir um cronograma de abertura escalonada a partir de 2027, condicionada à implantação prévia da figura do comercializador varejista e à mitigação de impactos sobre os consumidores remanescentes do mercado cativo (MME, 2023).

A segunda frente envolvia o tratamento regulatório dos sistemas de armazenamento de energia. Embora a ANEEL houvesse iniciado, ainda em 2023, a Consulta Pública nº 39, voltada ao desenho de um marco regulatório para baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, e divulgado em dezembro de 2024 o resultado da primeira fase do debate, persistiam indefinições centrais quanto ao regime de outorga, à incidência de encargos setoriais, à remuneração de serviços ancilares e ao tratamento tarifário dos sistemas de armazenamento conectados à rede (ANEEL, 2024; 2025a). A Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 da ANEEL consolidou parte dessas diretrizes, mas a regulamentação definitiva só viria a ser construída ao longo de 2025, deixando o setor sem segurança jurídica sobre investimentos cuja viabilidade econômica dependia justamente desses parâmetros.

A terceira frente, talvez a mais sensível do ponto de vista do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, era a do *curtailment*. Os cortes de geração impostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico a usinas eólicas e solares, sobretudo no subsistema Nordeste, atingiram 14,6 TWh de energia média não despachada em 2024, com prejuízo estimado superior a R$ 1,6 bilhão para os geradores, e a Região Nordeste concentrou aproximadamente 75% dessas restrições, em razão da combinação entre o adensamento da capacidade instalada renovável e os limites da infraestrutura de transmissão (ONS, 2025a). Esse quadro agravou-se de forma acentuada ao longo de 2025, ano em que, segundo estudos de mercado (AMORIM, 2025), estima-se a perda econômica com desperdício de geração renovável disponível em razão do *curtailment* em mais de R$ 6 bilhões.

Análise acadêmica recente dedicada à reconstrução do fenômeno do *curtailment* no sistema elétrico brasileiro identifica duas causas estruturais que operam de modo combinado, consistindo nos gargalos crônicos na rede de transmissão entre Nordeste e Sudeste, materializados em corredores de exportação cronicamente congestionados que, em muitos dias do ano, sobretudo durante a chamada safra dos ventos no segundo semestre, deixam a geração potencial das usinas eólicas e solares regionais acima da capacidade de escoamento da malha, e na expansão acelerada da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), cuja geração é qualificada como invisível e não despachável para o Operador Nacional do Sistema Elétrico, característica que deprime a carga líquida do sistema e converte o excedente de geração distribuída em causa direta do corte das grandes usinas centralizadas (SIGNOR, 2025).

Dessa forma, como inexistia previsão legal expressa de compensação financeira para essas restrições, o conflito migrou para o Judiciário, quando em dezembro de 2024, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região acolheu, em sede de antecipação de tutela recursal, pleitos da Associação Brasileira de Energia Eólica — Abeeólica — e da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica — Absolar — que determinavam o ressarcimento integral dos cortes. Em 22 de janeiro de 2025, contudo, o Superior Tribunal de Justiça, por decisão do ministro Herman Benjamin, suspendeu a eficácia daquela tutela, acolhendo argumentação da ANEEL no sentido de que o ressarcimento, nos moldes pleiteados, implicaria acréscimo da ordem de R$ 1,1 bilhão nos Encargos de Serviços do Sistema, com repasse direto ao consumidor (STJ, 2025). Esse conjunto de pendências regulatórias e jurídicas, somado à pressão por previsibilidade vinda de geradores, comercializadores e consumidores livres, formou o cenário no qual a reforma consubstanciada na Lei nº 15.269, de 2025, viria a ser elaborada.

3.1.1 Da MP nº 1.304/2025 à sanção da Lei nº 15.269/2025

A reforma seguiu o caminho legislativo hoje usual para marcos do setor elétrico no Brasil e ingressou no Congresso Nacional pela via da medida provisória. Editada pelo Poder Executivo em julho de 2025, a Medida Provisória nº 1.304 passou por intensa negociação parlamentar e foi convertida, com alterações relevantes incorporadas pelo relator, no Projeto de Lei de Conversão nº 10/2025, aprovado pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal em 30 de outubro de 2025 (BRASIL, 2025d; 2025e). O texto consolidado deu origem à Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, sancionada pelo Vice-Presidente Geraldo Alckmin no exercício da Presidência da República e publicada no Diário Oficial da União em 25 de novembro de 2025 (BRASIL, 2025a).

Entre os dezesseis vetos parciais que acompanharam a sanção, despontam o dispositivo que admitia o enquadramento de centrais geradoras já existentes na categoria de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), afastado sob o argumento de que tal extensão alteraria o desenho original do regime e poderia produzir pressão tarifária, e a cláusula que estendia o regime de autoprodução por equiparação a empreendimentos previamente concebidos sob outra moldura jurídica. O veto de maior repercussão setorial, contudo, recaiu sobre o art. 1º-A que se pretendia inserir na Lei nº 10.848/2004, dispositivo que previa ressarcimento amplo dos cortes de geração eólica e solar, alcançando todo evento de origem externa à usina independentemente da causa, inclusive os imputáveis ao gerador, escopo significativamente mais largo do que aquele que viria a ser preservado no art. 1º-B e justamente a hipótese que o Superior Tribunal de Justiça havia repelido em janeiro daquele ano. A justificativa apresentada pelo Executivo apontou o impacto estimado pela ANEEL e pela CCEE, que poderia superar R$ 6 bilhões em Encargos de Serviços do Sistema, com repasse direto aos consumidores cativos (BRASIL, 2025c; 2025d).

O conteúdo efetivamente preservado na sanção articula um conjunto de avanços que respondem, em maior ou menor profundidade, aos pontos de tensão acumulados ao longo dos anos anteriores. Quanto ao alcance subjetivo do mercado livre, a Lei nº 15.269/2025 fixa cronograma escalonado de migração para os consumidores do Grupo B, com etapas previstas para 2026 e 2027, conferindo estatura legal ao caminho regulatório que o Ministério de Minas e Energia vinha construindo desde a Consulta Pública nº 132/2023. A institucionalização do armazenamento de energia elétrica como segmento autônomo do setor representa um avanço igualmente significativo, na medida em que a lei confere à ANEEL competência expressa para regular e fiscalizar a atividade, inclui projetos de armazenamento no rol de benefícios do

Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura — REIDI — e prevê leilão específico de capacidade a ser realizado em 2026 (BRASIL, 2025a; MME, 2025a; 2026b).

Já a abordagem que a reforma adotou para o *curtailment*, o tema que mais suscitou controvérsia na tramitação parlamentar, mostrou-se sensivelmente mais cautelosa do que os avanços antes referidos, refletindo o impasse entre a pressão setorial por compensação ampla e a preocupação do Executivo com o impacto tarifário. Ainda assim, o texto sancionado estruturou dois regimes complementares de compensação financeira que merecem registro detalhado. Inicialmente, em caráter transitório, o art. 1º-B inserido na Lei nº 10.848/2004 pelo art. 9º da Lei nº 15.269/2025 assegura ao titular de usina com outorga de geração eólica ou solar fotovoltaica conectada ao Sistema Interligado Nacional o direito à compensação dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento de requisitos de confiabilidade elétrica da operação no período compreendido entre 1º de setembro de 2023 e a entrada em vigor do dispositivo, condicionada à assinatura de termo de compromisso com o poder concedente, do qual decorre renúncia a ações judiciais sobre a matéria, com apuração dos volumes pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e cálculo dos valores pela CCEE. Segundo, em caráter permanente, o novo inciso VI do §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, igualmente introduzido pelo art. 9º da reforma, institui regime sistêmico de cobertura via Encargo de Serviços do Sistema restrito aos eventos de indisponibilidade externa, definida como aquela motivada por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas, ao passo que o §11 do mesmo artigo veda a cobertura sistêmica de eventos imputáveis ao gerador, em especial os decorrentes de restrições previstas em documentos de acesso ou de operação em desconformidade com requisitos técnicos mínimos (BRASIL, 2025a). Registre-se que, nesse regime permanente, apenas a indisponibilidade externa recebe cobertura expressa, ao passo que, quanto à confiabilidade elétrica, a lei se limita a vedar o custeio nas hipóteses do §11, I, sem afirmar expressamente as demais. O próprio caráter condicionado dessa vedação sugere que a confiabilidade não imputável ao gerador poderia ser abrangida pelo Encargo de Serviços do Sistema, mas a ausência de previsão afirmativa no §10 torna incerta essa extensão e deixa o tema dependente de regulamentação.

Aos eixos centrais da reforma somam-se ajustes em regimes correlacionados, entre os quais a revisão do tratamento legal da autoprodução, a instituição de teto para as despesas da Conta de Desenvolvimento Energético repassadas via tarifa, a atualização do rateio de encargos das distribuidoras e a recalibragem de incentivos fiscais aplicáveis a empreendimentos de geração e armazenamento (BRASIL, 2025b). É essa amplitude que justifica a leitura, formulada

pelo Ministério de Minas e Energia e endossada pelo Senado Federal, segundo a qual se trata da mais ampla modernização do marco regulatório do setor elétrico brasileiro desde a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, leitura compartilhada também por parte da literatura setorial especializada (MME, 2025a; BRASIL, 2025b).

3.2 A ABERTURA GRADUAL DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, ao modernizar o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, introduziu na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, novo §17 no art. 15, dispositivo que estabelece cronograma de redução dos limites de tensão e carga historicamente impostos à migração para o Ambiente de Contratação Livre (BRASIL, 2025a). Pela redação legal, no prazo de até 24 meses contados da entrada em vigor do dispositivo, os consumidores industriais e comerciais atendidos em tensão inferior a 2,3 kV — faixa que, na regulação tarifária estabelecida pela Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, corresponde ao Grupo B (ANEEL, 2021) — tornam-se aptos a migrar para o ACL, e, em até 36 meses, a abertura alcança os demais consumidores, inclusive os residenciais.

A própria norma condiciona essa redução de limites ao atendimento prévio de requisitos regulatórios, entre os quais a elaboração de plano de comunicação aos consumidores, a definição das tarifas aplicáveis em cada ambiente de contratação, a regulamentação do suprimento de última instância e a elaboração de produto-padrão com preço de referência para os consumidores de baixa tensão (BRASIL, 2025a). Sob essa perspectiva, e desde que cumpridos os pré-requisitos regulamentares, a abertura plena do mercado livre tende a se concretizar no horizonte de três anos contados da entrada em vigor da lei, configurando avanço relevante no processo de liberalização iniciado pela Lei nº 9.074/1995 e aprofundado pela Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 1995a; 2004a). Esse avanço, contudo, não se sustenta por si só, pois a própria exigência dos pré-requisitos regulatórios já evidencia que a abertura do mercado, embora necessária, é insuficiente para assegurar eficiência e modicidade tarifária sem o reforço da regulação, advertência que a doutrina especializada reitera diante do risco das falhas próprias dos mercados varejistas de energia (SILVA, 2022).

A partir desse quadro normativo, e considerando que os efeitos concretos ainda dependem de séries históricas pós-vigência da lei, é possível identificar dois efeitos prováveis. Em primeiro lugar, a entrada de novos consumidores no ACL tende a ampliar a base de demanda potencialmente apta a absorver, por meio de contratos bilaterais registrados na CCEE, parte da geração renovável intermitente que vem sendo submetida a cortes pelo Operador

Nacional do Sistema Elétrico, situação documentada em levantamentos recentes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a) e em pesquisa acadêmica dedicada à governança do mercado livre brasileiro (BATISTA, 2025).

Em segundo lugar, espera-se que o aumento do número de agentes contratantes amplie a liquidez dos contratos de curto prazo registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com possíveis reflexos sobre o sinal de preço percebido pelos geradores no momento de decidir entre comercializar excedentes ou aceitar o corte de geração. Essa dinâmica também tem sido tratada por estudos técnicos de planejamento da expansão setorial, que passaram a modelá-la em base horária, com a inclusão expressa do *curtailment* como variável crítica para o equilíbrio do sistema (LUZ; UNSIHUAY-VILA, 2024; PSR, 2025).

Vale destacar, entretanto, que os dois efeitos decorrem de uma leitura analítica da estruturação do ACL desenvolvida ao longo do capítulo, e não a constatações empíricas extraídas de dados de mercado já consolidados após a vigência da nova lei, razão pela qual a confirmação dessas tendências depende de pesquisas posteriores apoiadas em séries históricas suficientes.

3.2.1 O fim do desconto na TUSD/TUST de energia incentivada para novos entrantes no ACL

Na continuidade do cronograma de ampliação do acesso ao Ambiente de Contratação Livre examinado na seção anterior, a abertura promovida pela Lei nº 15.269/2025 veio acompanhada de uma restrição relevante ao regime de descontos tarifários historicamente associado às fontes incentivadas renováveis, com efeitos diretos sobre a formação econômica dos novos contratos celebrados no ACL. Com efeito, o art. 3º da Lei nº 15.269/2025 alterou o art. 26 da Lei nº 9.427/1996 para incluir o § 14, dispositivo que veda a aplicação da redução prevista nos §§ 1º, 1º-A e 1º-B, com incidência na parcela de consumo, aos consumidores que, a partir da entrada em vigor da nova lei, exercerem as opções de migração previstas no § 5º do próprio art. 26 e nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 (BRASIL, 1995a, 1996b, 2025a). Como a vigência desse ponto foi fixada na data da publicação do diploma, ocorrida em 25 de novembro de 2025, a restrição passou a alcançar as novas migrações formalizadas a partir dessa data, preservando-se, em contrapartida, a disciplina anterior para as situações já constituídas sob o regime precedente (BRASIL, 2025a).

Além disso, o inciso II do mesmo § 14 adotou uma solução transitória para os consumidores que já haviam exercido a opção de migração para o ACL antes da entrada em vigor do dispositivo, ao estabelecer que a vedação incide apenas sobre a ampliação do montante

de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, mantendo-se a possibilidade de redução tarifária sobre o montante já contratado naquela data (BRASIL, 2025a). Essa técnica legislativa não recorre à categoria do direito adquirido em sentido expresso, mas delimita temporalmente a preservação do benefício por meio do próprio recorte normativo adotado pela lei, o que recomenda cautela diante de leituras mais amplas formuladas ainda no contexto da tramitação da Medida Provisória nº 1.304/2025. Em outras palavras, o texto legal não extinguiu de modo retroativo os efeitos econômicos dos contratos já estruturados, mas impediu que o desconto continuasse a se expandir para novas migrações ou para aumentos posteriores de carga contratada.

Na prática, essa mudança se insere em uma reorganização mais ampla da lógica tarifária do setor elétrico, voltada a reduzir subsídios e a recompor a base de custeio dos serviços de rede. A própria Lei nº 15.269/2025 foi formulada com o objetivo declarado de promover modicidade tarifária e segurança energética, e as alterações introduzidas na Conta de Desenvolvimento Energético confirmam essa preocupação com a trajetória de expansão dos encargos setoriais repassados aos consumidores (BRASIL, 2025a; MME, 2025a). Nessa perspectiva, a limitação do desconto na TUSD/TUST para novos consumidores livres se alinha ao princípio da modicidade tarifária previsto no art. 175, parágrafo único, inciso III, da Constituição da República e concretizado, no plano infraconstitucional, pelo art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/1995, que exige a prestação adequada do serviço público em condições tarifárias razoáveis e sustentáveis (BRASIL, 1988a, 1995b).

Ao mesmo tempo, a medida acompanha o amadurecimento tecnológico e econômico dessas fontes que, por muitos anos, justificaram esse incentivo. Embora o desconto sobre a TUSD/TUST tenha desempenhado papel relevante na expansão da geração renovável, especialmente em fases nas quais fontes como a eólica e a solar ainda dependiam de estímulos regulatórios mais intensos, o avanço da capacidade instalada e a consolidação dessas tecnologias no mercado brasileiro enfraqueceram parte da justificativa original para a manutenção indefinida do benefício nos mesmos moldes. Dados recentes da ANEEL e da EPE mostram que essas fontes passaram a ocupar um espaço cada vez maior na matriz elétrica, o que reforça a percepção de que a política regulatória deixou de apostar em incentivos amplos para adotar mecanismos mais seletivos e uma distribuição mais equilibrada dos custos do sistema. (ANEEL, 2025b; EPE, 2025).

Nesse contexto, a literatura e as análises mais recentes do setor indicam que a Lei nº 15.269/2025 não extinguiu a energia incentivada como modalidade contratual, mas retirou dos novos entrantes uma vantagem econômica que, por muito tempo, tornou mais atraente a

migração para o mercado livre. Para fins acadêmicos, contudo, o fundamento principal da afirmação continua sendo o próprio texto legal, bem como as diretrizes gerais da política tarifária adotada pela reforma (BRASIL, 2025a), cuja interpretação ganha mais sentido quando analisada em conjunto com a literatura de Direito da Regulação sobre o funcionamento institucional do mercado livre brasileiro. Batista (2025), ao examinar o processo de abertura do mercado pela ótica da Nova Economia Institucional e da Economia dos Custos de Transação, mostra que a transição para uma liberalização mais ampla já vinha sendo acompanhada, mesmo antes da Lei nº 15.269/2025, por duas preocupações centrais que se mantêm no desenho normativo atual, sendo, de um lado, o problema da sobrecontratação das distribuidoras e dos contratos legados, que recomendava preservar os contratos já existentes para evitar passivos maiores para o sistema, e do outro, a necessidade de modernizar a estrutura tarifária e o modelo de remuneração, para garantir a sustentabilidade da rede de distribuição em um cenário de migração em massa para o Ambiente de Contratação Livre. Esse conjunto de elementos, construído a partir da literatura especializada, das Consultas Públicas do Ministério de Minas e Energia nº 131/2022 e nº 137/2022 e da Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, ajuda a entender por que o legislador de 2025 optou por uma abertura gradual, capaz de preservar os direitos econômicos já consolidados no regime anterior e, ao mesmo tempo, encerrar o ciclo de ampliação dos incentivos para novas migrações.

Por essa razão, o arranjo final instituído pela Lei nº 15.269/2025 pode ser compreendido como uma solução de transição, que preserva a redução tarifária para consumidores e geradores vinculados a contratos celebrados antes da vigência do novo regime, embora limitada ao montante de uso então contratado, e altera de forma relevante a equação econômica dos novos projetos de geração eólica e solar que contavam com a redução da TUSD/TUST como componente indireto de remuneração. Quando essa mudança é observada em conjunto com as transformações tributárias examinadas no capítulo anterior, percebe-se um movimento convergente de redesenho dos incentivos econômicos aplicáveis à geração renovável centralizada conectada ao Sistema Interligado Nacional. A hipótese que decorre desse quadro é a de que os preços efetivamente formados nos contratos bilaterais do ACL tendem a assumir papel ainda mais decisivo na atratividade dos novos empreendimentos eólicos e solares, na medida em que parte relevante dos benefícios tarifários antes disponíveis foi restringida ou neutralizada para os novos entrantes.

3.3 A REGULAMENTAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS (BESS)

Dentre as alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025, o reconhecimento formal do armazenamento de energia como segmento autônomo do setor elétrico figura entre as mais significativas do ponto de vista estrutural, na medida em que eleva essa atividade ao mesmo patamar jurídico da geração, da transmissão, da distribuição e da comercialização. O dispositivo legal inclui os Sistemas de Armazenamento em Baterias (BESS) no rol de atividades submetidas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com previsão expressa de competência da Agência da para regular, fiscalizar e estabelecer regras de remuneração e de acesso para sistemas de armazenamento conectados ao SIN ou aos Sistemas Isolados, preenchendo uma lacuna normativa que havia se tornado progressivamente mais evidente à medida que projetos de armazenamento passaram a ganhar escala no Brasil (BRASIL, 2025a).

Até então, o armazenamento de energia era apontado por estudos setoriais como atividade ainda marcada por indefinição regulatória, especialmente quanto ao enquadramento dos empreendimentos, aos critérios de remuneração e ao tratamento tarifário do uso da rede. Nesse contexto, a Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 da ANEEL, que sintetizou a segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023 sobre a regulamentação dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica, examinou expressamente a questão tarifária dos sistemas de armazenamento, dado que esses sistemas se comportam tanto como carga, na fase de carregamento, quanto como geração, na fase de descarga, e construiu critérios para o tratamento do montante de uso do sistema de transmissão aplicável simultaneamente às modalidades consumo e geração, reforçando a necessidade de disciplina regulatória específica para o armazenamento (ANEEL, 2025a).

A literatura técnica brasileira dedicada à integração de novas tecnologias ao setor elétrico já vinha, desde antes do ciclo recente de modernização, registrando a inadequação dos arranjos regulatórios tradicionais para acomodar o armazenamento de energia. Bajay et al. (2018) evidenciaram que a difusão de tecnologias de armazenamento, diretas ou indiretas, ao lado da geração distribuída, das fontes renováveis intermitentes e das redes inteligentes, exigiria reorganização dos custos e dos benefícios dessas transformações entre consumidores e agentes envolvidos, apontando, em especial, que os planos governamentais brasileiros, até aquele momento, não contemplavam estudos prospectivos sobre a evolução futura das opções de armazenamento, lacuna que a Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 da ANEEL veio precisamente a responder.

Dessa forma, a partir desse novo arcabouço legal, abre-se espaço para a regulamentação de modelos de operação e remuneração mais aderentes às características técnicas dos BESS, viabiliza também a participação desses sistemas em leilões de capacidade e a celebração de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre na qualidade de agentes independentes, além da prestação de múltiplos serviços ancilares ao sistema elétrico, como a regulação de frequência, o controle de tensão e a provisão de reserva de potência, sem a necessidade de enquadrar sua operação nas categorias preexistentes de geração ou de consumo. Entretanto, a efetiva implementação dessas possibilidades dependerá dos atos normativos da ANEEL e dos desenhos de contratação e operação que vierem a ser definidos para cada aplicação (BRASIL, 2025a).

3.3.1 Outorgas e o modelo dual entre operação autônoma e integrada do BESS

Ao estabelecer a formato de operação desse novo segmento, a Lei nº 15.269/2025 organiza a regulação em um modelo dual, que diferencia duas modalidades de inserção no sistema elétrico. Na primeira delas, o Sistema de Armazenamento de Energia Autônomo, doravante denominado SAE Autônomo, recebe outorga própria e opera como agente independente, podendo prestar serviços diretamente ao sistema interligado nacional. Na segunda, o armazenamento integrado a outorgas preexistentes de geração, de transmissão, de distribuição ou de comercialização preserva a flexibilidade operacional do empreendimento sem demandar nova outorga, desde que cumpridas as condicionantes técnicas a serem definidas pela ANEEL, nos termos do art. 3º da Lei nº 15.269/2025, que acrescenta o § 11 ao art. 3º da Lei nº 9.427/1996 (BRASIL, 2025a).

Enquanto os instrumentos normativos específicos ainda estavam em elaboração, o marco jurídico estabelecido pela Lei nº 15.269/2025 mostrou-se suficiente para viabilizar os primeiros movimentos concretos do setor, dado que a modalidade integrada pode funcionar ao abrigo das autorizações de outorga já existentes, sem necessidade de nova autorização específica para o componente de armazenamento (BRASIL, 2025a, art. 3º, § 11). Dessa forma, em 2 de abril de 2026, a ANEEL concedeu autorização à primeira unidade armazenadora colocalizada com a Usina Fotovoltaica Sol de Brotas 7, em Uibaí, Bahia, inaugurando a implementação prática da modalidade integrada sob o novo marco legal (ANEEL, 2026b).

No plano da contratação de capacidade, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa nº 878/GM/MME, de 7 de novembro de 2025, que estabeleceu as diretrizes para o primeiro leilão dedicado exclusivamente a sistemas de baterias no Brasil, o Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026, denominado LRCAP 2026 –

Armazenamento, amparado nos dispositivos da Lei nº 10.848/2004 com as alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025 (BRASIL, 2025a; MME, 2025d). Por contratar disponibilidade de potência em megawatts e não outorgas de operação autônoma como agente independente, esse leilão prescindia, à época da elaboração deste estudo, da resolução normativa específica então pendente — lacuna posteriormente suprida pela Portaria Normativa nº 136/2026, de 1º de junho de 2026, examinada na seção 4.3 desta pesquisa —, mantendo-se as diretrizes iniciais quanto ao início de suprimento previsto para 1º de agosto de 2028 e ao porte mínimo de 30 MW, embora o prazo contratual, inicialmente fixado em dez anos na minuta submetida à consulta pública, tenha sido ampliado para quinze anos na versão final (MME, 2025d; 2026b).

A síntese da configuração regulatória que surge dessas disposições, contemplando tanto o que a lei já estabeleceu quanto o que permanece sujeito à regulamentação infralegal da ANEEL, está apresentada no Quadro 4.

Quadro 4 — Configuração regulatória do armazenamento de energia sob a Lei nº 15.269/2025

Dimensão regulatória	**Tratamento conferido pela Lei nº 15.269/2025**
Reconhecimento setorial	Armazenamento incluído como segmento regulamentado pela ANEEL, ao lado de geração, transmissão, distribuição e comercialização
Modelo de outorga	Operação autônoma com outorga própria de SAE Autônomo ou integrada a outorgas preexistentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização
Serviços passíveis de prestação	Flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia armazenada
Regulamentação infralegal pendente	Duas normas em elaboração pela ANEEL — resolução específica para outorga do SAE Autônomo (1º bloco do ciclo regulatório) e resolução mais ampla para integração às regras de rede, encargos setoriais, ancilares e comercialização (2º bloco, previsto para 2º sem. 2026)
Primeiros atos da ANEEL	Autorização individual da 1ª unidade armazenadora colocalizada (UFV Sol de Brotas 7, Uibaí/BA, 2 abr. 2026); diretrizes finais do LRCAP 2026 – Armazenamento fixadas

	pela Portaria Normativa MME nº 136/2026, de 3 jun. 2026 (potência mínima: 30 MW; início de suprimento: ago. 2028; bonificação de localização para SAEs conforme Anexo II)

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2025a, art. 3º), (MME, 2026b) e ANEEL (2025a; 2025c; 2026b).

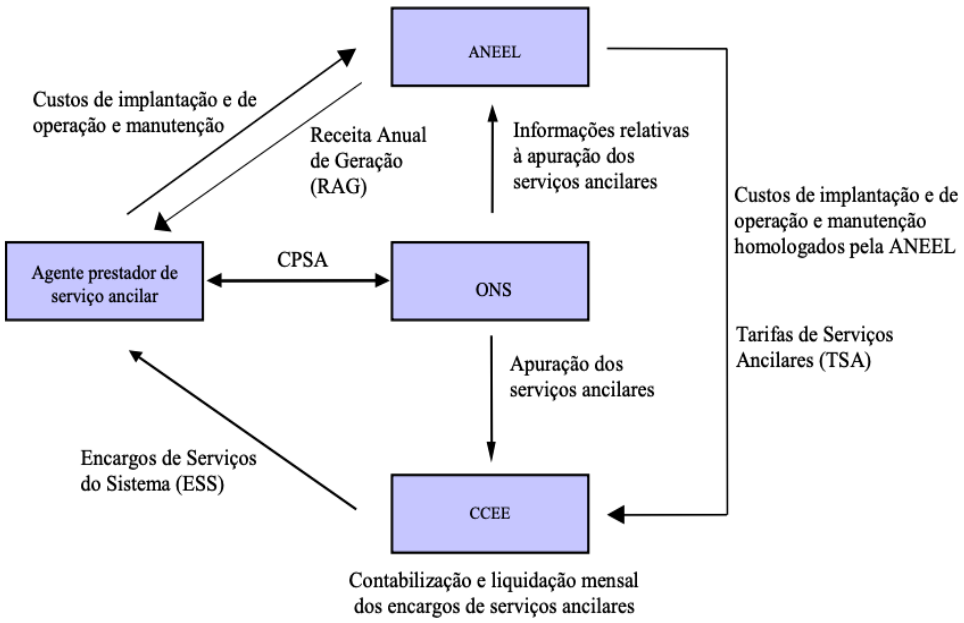
3.3.2 Serviços ancilares, flexibilidade e a remuneração pendente de regulamentação

Com o reconhecimento do armazenamento de energia elétrica como segmento autônomo do setor elétrico pela Lei nº 15.269/2025, o aspecto de maior relevância para a viabilidade econômica dos projetos BESS torna-se a definição da forma de remuneração dos serviços que esses sistemas estão agora autorizados a prestar. O dispositivo de lei autoriza a prestação de serviços ancilares pelos sistemas de armazenamento, mas remete à ANEEL, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a fixação dos critérios concretos de remuneração, dos requisitos técnicos de operação e das regras de participação dos BESS em produtos de capacidade e em leilões setoriais, condicionando a plena operação econômica desses ativos à edição das normas infralegais ainda pendentes ao tempo desta pesquisa (BRASIL, 2025a; ANEEL, 2025a). Embora a decisão da Diretoria da ANEEL que encerrou a Consulta Pública nº 39/2023, em 2 de junho de 2026, tenha abordado a remuneração e o empilhamento de serviços do armazenamento (ANEEL, 2026d), a Resolução Normativa nº 1.162/2026 admitiu apenas, em seu art. 33-B, que os serviços ancilares sejam prestados por SAE autônomo ou colocalizado, sem disciplinar a respectiva remuneração, cuja definição permanece condicionada à atualização dos Procedimentos de Rede e das Regras e Procedimentos de Comercialização — para as quais os arts. 17 e 18 fixaram prazo de 180 dias para as propostas do ONS e da CCEE, respectivamente — e a ciclos regulatórios posteriores (ANEEL, 2026d; 2026g).

A literatura especializada aponta os serviços ancilares como vetor estratégico de receita para BESS em sistemas elétricos, em particular aqueles relacionados à rapidez de resposta, característica técnica em que os sistemas a bateria apresentam desempenho estruturalmente superior ao de despachos térmicos convencionais (PSR, 2025). Esse potencial de receita, contudo, permanece condicionado à evolução das regras setoriais, como argumentam, em estudo sobre as barreiras regulatórias à integração do armazenamento no Brasil, Pires da Ponte, Rego e Almeida Prado Júnior (2025), para quem o aproveitamento do BESS para mitigar o *curtailment* depende da atualização de um marco ainda concebido para um sistema baseado em grandes hidrelétricas e térmicas, com suas extensas linhas de transmissão, e da definição de regras claras para a remuneração dos serviços que o armazenamento pode prestar.

O processo por meio do qual o ONS administra esses serviços no Sistema Interligado Nacional — abrangendo as etapas de contratação, habilitação dos prestadores e despacho — está sistematizado na Figura 2, extraída dos Procedimentos de Rede do próprio operador, e permite compreender o fluxo institucional que os BESS deverão percorrer uma vez estabelecida a regulamentação específica (ONS, 2019).

Figura 2 — O processo de administração dos serviços ancilares



Fonte: ONS (2019)

No setor elétrico brasileiro, a discussão regulatória em torno da remuneração dos BESS abrange seis categorias de produtos que esses sistemas têm capacidade técnica de ofertar, compreendendo o controle primário e secundário de frequência, o controle de tensão e potência reativa, despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa — também definido tecnicamente como reserva operacional nas parcelas girante, que é a parcela da reserva operacional que já está sincronizada e conectada à rede elétrica no momento em que é acionada, e a não girante, que é a reserva disponível mas não sincronizada —, autorrestabelecimento parcial e integral, denominado no jargão do setor elétrico como *black start* — procedimento técnico utilizado para restabelecer o fornecimento de energia de uma rede elétrica após um blecaute total — e o Sistema Especial de Proteção (SEP) (ONS, 2019; BRASIL, 2025a; PSR, 2025; ANEEL, 2025a; EPE, 2021, ULIANA, 2023; BARBOSA, 2022). Para cada uma dessas modalidades, a definição de critérios de remuneração que reflitam o valor agregado pelo armazenamento ao sistema é condição necessária para a viabilidade econômica dos projetos

BESS, sendo que tais critérios dependem de regulamentação específica da ANEEL, cuja elaboração se encontrava em andamento ao tempo desta pesquisa (ANEEL, 2025a). O Quadro 5 sintetiza, para cada um dos seis serviços, a função técnica desempenhada, o tempo característico de resposta exigido, a vantagem comparativa dos BESS frente às alternativas convencionais e o status regulatório no Brasil em meados de 2026.

Quadro 5 — Serviços ancilares passíveis de prestação por BESS no SIN e status regulatório (2026)

Serviço ancilar	**Função técnica**	**Tempo de resposta**	**Vantagem dos BESS**	**Status regulatório no Brasil (2026)**
Regulação primária de frequência (EPE, 2021)	Resposta automática a desvios de frequência via controle local do inversor	Milissegundos a segundos	Resposta praticamente instantânea — ausência de inércia mecânica	Não remunerada autonomamente — regulamentação ANEEL pendente
Regulação secundária de frequência (CAG) (EPE, 2021)	Restauração da frequência nominal via Controle Automático de Geração	Segundos a minutos	Precisão e bidirecionalidade (carga e descarga)	Historicamente prestada por hidrelétricas — abertura prevista pós-Lei nº 15.269/2025
Controle de tensão e potência reativa (ULIANA, 2023)	Manutenção do perfil de tensão dentro das faixas operacionais aceitáveis	Milissegundos a segundos	Inversores com controle vetorial — injeção e absorção de reativos sob demanda	Sem regime tarifário específico até a edição das resoluções da ANEEL
Reserva operacional (girante e não girante) (ONS, 2019)	Capacidade disponível para mobilização rápida em contingências do SIN	Segundos a minutos	Tempo de partida desprezível — ausência de custo de combustível em standby	Regulamentação pendente — tendência de inclusão em leilões de capacidade

Black start (partida com auxílio externo) (BARBOSA, 2022)	Restabelecimento parcial ou total do sistema após blecaute	Minutos a dezenas de minutos	Operação isolada e energização inicial sem rede externa	Sem remuneração específica — possível previsão em resoluções futuras
Sistema Especial de Proteção — SEP (ONS, 2019)	Ação automática de proteção do sistema em situações de emergência, impedindo colapsos em cascata impedindo colapsos em cascata	Milissegundos (ação imediata)	Atuação automatizada e precisa — sem limitações de inércia mecânica ou intervenção humana	Procedimentos disciplinados pelo ONS (Submódulo 14.1) — remuneração específica para BESS pendente de regulamentação da ANEEL

Fonte: Elaboração própria com base em ONS (2019), BRASIL (2025a), PSR (2025), ANEEL (2025a), EPE (2021), ULIANA (2023), BARBOSA (2022)

Dentre os seis serviços enumerados no Quadro 4, dois se apresentam, na análise desta pesquisa, como os de maior potencial de monetização imediata para os sistemas de armazenamento implantados no Brasil. O primeiro deles corresponde à regulação primária de frequência, segmento no qual a vantagem técnica dos sistemas a bateria frente às alternativas térmicas e hidráulicas é estruturalmente mais expressiva, dado que o tempo de resposta dos inversores dos BESS opera na escala de milissegundos, enquanto unidades térmicas convencionais requerem segundos a minutos para mobilizar capacidade equivalente (ULIANA, 2023; PSR, 2025). O segundo serviço de maior potencial é a reserva operacional, sobretudo a parcela girante, que vem adquirindo crescente relevância no SIN à medida que avança a participação de fontes intermitentes de solar fotovoltaico e eólico, gerando demanda crescente por capacidade firme de pronta mobilização para compensar as variações de geração (ONS, 2025a; PSR, 2025).

A meta-análise elaborada pelo Grupo PSR projeta que, com regulação adequada e penetração em escala, baterias de lítio podem reduzir o custo médio do sistema elétrico brasileiro em até 13%, ao passo que sistemas de armazenamento de longa duração — como o bombeamento hidráulico reversível — podem alcançar reduções de até 16%, pressupondo, em

ambos os casos, operação ativa em mais de um dos seis produtos ancilares descritos no Quadro 4 e capacidade instalada de 32 GW distribuídos pelos quatro submercados do SIN (PSR, 2025).

O primeiro ciclo do cronograma regulatório da ANEEL, voltado à outorga do SAE Autônomo e consolidado pela Nota Técnica Conjunta nº 13/2025, foi concluído com a aprovação, em 2 de junho de 2026, da Resolução Normativa ANEEL nº 1.161/2026, de natureza estruturante, que integrou o armazenamento às regras de acesso e uso da rede, de comercialização, de encargos e de serviços ancilares, inclusive na modalidade colocalizada. A Nota Técnica Conjunta nº 3/2026, por sua vez, revisou os ciclos subsequentes do mapa do caminho regulatório à luz da Lei nº 15.269/2025, remetendo às etapas de 2026 e 2027 os aprimoramentos nos Procedimentos de Rede, nos Procedimentos de Distribuição e nas Regras de Comercialização, bem como o tratamento do SAE para mitigação de *curtailment*, de modo que o cenário operativo dos BESS no SIN se caracteriza por uma transição institucional parcial — já consolidada quanto à outorga e ao acesso, mas ainda pendente quanto ao detalhamento operacional e tarifário dos sistemas de armazenamento (ANEEL, 2026e; 2026f; 2026g; PSR, 2025). A coincidência desse prazo regulatório com o início da elevação progressiva do IBS, a partir de 2029, é dimensão analítica cujas implicações para a viabilidade econômica dos projetos de armazenamento serão retomadas no Capítulo 4.

3.4 A COMPENSAÇÃO FINANCEIRA POR *CURTAILMENT*

Para o gerador renovável que durante anos absorveu integralmente os prejuízos decorrentes dos cortes determinados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, a principal inovação introduzida pela Lei nº 15.269/2025 se baseia na criação de um regime de compensação financeira por *curtailment*. Até a sanção do novo marco legal, os cortes impostos pelo ONS para evitar sobrecarga na rede ou colapso do sistema configuravam ônus suportado unilateralmente pelo gerador, sem qualquer previsão normativa de ressarcimento, situação que o próprio relatório técnico do Operador Nacional do Sistema Elétrico documentou de forma sistemática (ONS, 2025a). Signor (2025) reconstrói essa configuração regulatória em termos diretos ao registrar que, segundo a regulamentação vigente antes da reforma, o ressarcimento financeiro pela energia não injetada ocorria apenas em situações específicas de indisponibilidades externas à usina, como a falha pontual de um equipamento da rede de transmissão, ao passo que o *curtailment* decorrente de restrições sistêmicas, em particular o congestionamento da rede por excesso de oferta, via de regra não era compensado, impondo o prejuízo diretamente ao gerador, com o agravante de que, nesse cenário de excesso de oferta,

se configurava expressiva assimetria de riscos e prejuízos entre o gerador centralizado, que perdia integralmente a receita correspondente à energia cortada, e o *prossumer* da microgeração e minigeração distribuda, não sujeito ao mesmo mecanismo de corte sob o arcabouço do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A ausência de mecanismo compensatório alimentou, entre 2023 e 2025, uma crescente onda de judicialização, com geradores eólicos e solares buscando reparação nos tribunais, movimento cujo epicentro se concentrou no Rio Grande do Norte, estado descrito por Signor (2025) como exemplo crítico do fenômeno, no qual a expansão da geração superou de tal forma a capacidade da rede que uma parcela significativa da energia produzida ficou restrita dentro das fronteiras do estado, com perdas acumuladas no setor renovável nacional documentadas pelo próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a).

Diante desse passivo crescente e da insegurança jurídica associada à proliferação de ações indenizatórias, a Lei nº 15.269/2025 instituiu o direito de compensação financeira ao gerador eólico ou solar fotovoltaico conectado ao SIN, operacionalizado por meio da celebração de um termo de compromisso com o Governo. O mecanismo alcança retroativamente os cortes ocorridos entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025 — data de publicação da lei — mas delimita com precisão os eventos elegíveis, restringindo a compensação a duas categorias específicas: os cortes determinados por critérios de confiabilidade elétrica de operação e os cortes decorrentes de indisponibilidade externa do sistema, conforme classificação dos tipos de corte adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a) e ratificada no texto da Lei (BRASIL, 2025a). Ficam expressamente excluídos do mecanismo os cortes de origem energética, vinculados à sobreoferta de geração no sistema, modalidade que o próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico projeta como dominante para o horizonte 2025-2029, podendo alcançar cerca de 96% do total de cortes em 2029, conforme cenário do Plano da Operação Energética (ONS, 2025a), evidenciando que o legislador optou por reconhecer apenas o passivo decorrente de falhas estruturais e operativas da rede, e não aquele associado ao excesso de capacidade instalada. Como contrapartida ao ressarcimento, os geradores que aderirem ao termo de compromisso deverão renunciar às ações judiciais em curso e desistir de futuras demandas que questionem aqueles mesmos cortes, arranjo que cria um reconhecimento mútuo entre o poder público e os agentes privados e que a Consulta Pública nº 210/2025 do MME buscou regulamentar em seus aspectos operacionais (MME, 2025b).

3.4.1 Os cortes por razão energética como parcela majoritária do *curtailment* sem compensação

Embora a compensação por *curtailment* prevista na Lei nº 15.269/2025 represente avanço relevante, o escopo da regulamentação adotada continua sendo insuficiente e, por isso, incapaz de enfrentar a dimensão estrutural do problema. A própria minuta do Termo de Compromisso submetida à Consulta Pública nº 210 pelo Ministério de Minas e Energia deixou claro que a compensação foi concebida para alcançar apenas os cortes de geração associados à indisponibilidade externa e ao atendimento de requisitos de confiabilidade elétrica da operação, excluindo expressamente os eventos motivados exclusivamente por sobreoferta de energia elétrica, entendida como impossibilidade de alocação da geração na carga do SIN (BRASIL, 2025a; MME, 2025c). Além disso, o texto oficial da consulta delimitou o período compensável entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025 e estabeleceu, para as situações em que o corte decorra de causas simultâneas, a prevalência da indisponibilidade externa, incluindo atrasos em instalações de transmissão, e, subsidiariamente, da confiabilidade elétrica, o que evidencia que o regime foi construído para lidar com hipóteses específicas e não com a integralidade do fenômeno do *curtailment* (MME, 2025c).

Essa limitação do dispositivo legal assume maior relevância quando confrontada com o estudo de viabilidade e risco elaborado pelo próprio ONS (Relatório Técnico RT DGL-ONS 0189/2025), e que o operador projeta, para o horizonte de 2026 a 2029, o agravamento dos cortes por razão energética no Sistema Interligado Nacional, justamente em função da expansão acelerada da geração renovável variável e da micro e minigeração distribuída em ritmo superior à capacidade de absorção da carga e de escoamento da rede. O documento também registra que as restrições por razão energética, motivadas por sobreoferta, já totalizaram cerca de 4.330 GWh em 2024 e que, na prospecção de cenários futuros, tenderão a se tornar a parcela dominante do *curtailment* no período analisado, o que significa que a fração quantitativamente mais expressiva do desperdício renovável permanece fora do regime compensatório instituído pela nova legislação (ONS, 2025a). Esse diagnóstico encontra confirmação empírica em Zanette (2025), que, ao quantificar o impacto financeiro do *curtailment* sobre usinas fotovoltaicas centralizadas com dados do ONS e da CCEE relativos ao período de maio de 2024 a abril de 2025, constata que a maior parte das perdas não é compensada e se concentra justamente nos cortes por razão energética. Em termos práticos, portanto, a reforma reconhece juridicamente parte do passivo associado aos cortes, mas preserva sem compensação justamente a modalidade que o próprio ONS identifica como mais crítica para os próximos anos.

Nesse contexto, a abertura da Consulta Pública nº 210 em 31 de dezembro de 2025 demonstrou que o Ministério de Minas e Energia buscou regulamentar os critérios operacionais da compensação, inclusive a forma de apuração, classificação e valoração dos cortes elegíveis, bem como o pagamento pela CCEE em até 120 dias após a assinatura do Termo de Compromisso, com atualização monetária pelo IPCA (MME, 2025c). A própria página oficial da consulta informa, contudo, que o processo recebeu apenas duas contribuições, o que revela participação formal bastante limitada em um tema que produz impactos econômicos e regulatórios relevantes para o setor elétrico (MME, 2025c). A própria minuta submetida à Consulta Pública nº 210 propõe um critério objetivo para caracterizar a sobreoferta de energia no Sistema Interligado Nacional, por meio da fórmula SOSIN, equação que corresponde à sobreoferta de energia elétrica motivada pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga a cada meia hora, justamente para reduzir ambiguidades interpretativas e minimizar o risco de nova judicialização em torno da distinção entre cortes compensáveis e não compensáveis (MME, 2025c).

No que concerne aos objetivos desta monografia, a leitura do regime resultante precisa ser necessariamente dual, porque ele combina avanço normativo real com insuficiência regulatória persistente. De um lado, há mudança institucional importante, já que o ordenamento passou a prever mecanismo formal de compensação financeira para parte dos cortes impostos a geradores eólicos e solares fotovoltaicos conectados ao SIN, condicionando esse ressarcimento à adesão a Termo de Compromisso e à renúncia às discussões administrativas, arbitrais ou judiciais sobre compensações pretéritas, nos termos expressamente previstos na minuta oficial submetida à consulta pública (BRASIL, 2025a; MME, 2025c). De outro lado, permanece sem solução normativa a parcela majoritária do *curtailment* associada à sobreoferta e à capacidade limitada de resposta do sistema, o que reforça a conclusão, já desenvolvida nos capítulos anteriores, de que instrumentos meramente indenizatórios não substituem soluções operativas capazes de absorver excedentes de geração e reduzir a necessidade de cortes. É precisamente nesse ponto que os sistemas de armazenamento por baterias assumem papel de destaque neste estudo, pois oferecem resposta técnica a uma dimensão do problema que a compensação financeira, por definição normativa, não cobre (ONS, 2025a; PSR, 2025; ULIANA, 2023).

3.5 OS BENEFÍCIOS FISCAIS CORRELATOS: REIDI AMPLIADO E IMPOSTO DE IMPORTAÇÃO REDUZIDO A ZERO

A Lei nº 15.269/2025 passou a tratar os benefícios fiscais ligados ao armazenamento de energia de forma expressa, o que dá mais segurança jurídica ao tema e reforça sua inserção no processo de modernização do setor elétrico. Isso se torna claro com a inclusão do art. 2º-A na Lei nº 11.488/2007, que passou a prever que o REIDI compreende projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de promover a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, caput). Com isso, o armazenamento deixa de aparecer apenas como uma tecnologia relevante do ponto de vista regulatório e passa a contar, na própria lei, com enquadramento fiscal específico dentro do regime de incentivos à infraestrutura (BRASIL, 2007a, arts. 1º, 2º e 2º-A).

Essa leitura se torna ainda mais relevante quando observada à luz da reforma tributária, porque a substituição gradual de tributos como PIS, Cofins, ICMS e ISS por IBS e CBS tende a alterar a forma de análise econômica dos projetos de energia, especialmente em setores que dependem de forte investimento inicial e de recuperação posterior de créditos tributários. Nesse cenário, o REIDI e a possível redução do Imposto de Importação funcionam como instrumentos de transição, já que ajudam a reduzir o custo de implantação justamente durante o período em que o novo sistema tributário ainda estará em fase de adaptação (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, caput e §§ 2º a 4º; BRASIL, 2025a, art. 22). Em termos práticos, isso significa que a reforma tributária não elimina a importância desses incentivos, mas torna sua leitura ainda mais estratégica dentro da estrutura de financiamento e viabilidade dos projetos de armazenamento.

Essa mudança ganha importância prática quando analisada em conjunto com as regras gerais do próprio REIDI, vito que os arts. 3º e 4º da Lei nº 11.488/2007 estabelecem a suspensão da exigência de PIS/Pasep e COFINS nas vendas e importações de bens, materiais de construção e serviços destinados a obras de infraestrutura vinculadas a projetos habilitados. Como o art. 2º-A passou a incluir expressamente os projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia, a leitura conjunta desses dispositivos mostra que tais projetos podem acessar essa estrutura de desoneração, desde que atendidos os requisitos legais para a habilitação e concessão dos benefícios do regime (BRASIL, 2007a, arts. 2º-A, 3º, 4º e 5º). Em resumo, essa alteração reduz parte do custo tributário de implantação dos empreendimentos de armazenamento na fase de aquisição de bens e contratação de serviços (BRASIL, 2007a, arts. 3º e 4º).

Ao mesmo tempo, a própria lei definiu limites objetivos para esse benefício, o que mostra que não se trata de incentivo amplo e sem controle, visto que o § 2º do art. 2º-A da Lei nº 11.488/2007 estabelece que o Ministério de Minas e Energia será o órgão responsável pelo acompanhamento e pela avaliação do benefício e determina que a renúncia fiscal ficará limitada a R$ 1 bilhão por exercício fiscal, com vigência entre 1º de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2030, sempre condicionada à previsão na respectiva lei orçamentária anual (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 2º, I e II). Dessa forma, o legislador estruturou um benefício com prazo, teto financeiro e supervisão administrativa definidos, o que reforça seu caráter de política pública setorial delimitada em lei (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 2º).

Também merece destaque a regra específica introduzida para sistemas de geração solar, em que, conforme o § 3º do art. 2º-A, os sistemas de geração de energia solar, inclusive micro e minigeração distribuída, habilitados no benefício deverão prever sistemas de armazenamento químico de energia, na forma do regulamento (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 3º). Essa opção legislativa sugere uma aproximação entre geração solar e armazenamento, favorecendo projetos mais integrados do ponto de vista técnico e operacional, embora a aplicação concreta dessa exigência dependa da regulamentação infralegal (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 3º).

Somado a isso, a lei também abriu espaço para um segundo estímulo fiscal voltado à importação dos equipamentos. Nos termos do § 4º do art. 2º-A, o Poder Executivo poderá reduzir a zero as alíquotas do Imposto sobre a Importação relativas aos BESS e a seus componentes (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 4º). Entretanto, nestes termos, a norma não determina redução automática, mas apenas autoriza sua implementação por ato do Poder Executivo, o que exige medida posterior para produzir efeitos concretos (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 4º). A possibilidade da redução a zero das alíquotas do Imposto sobre a Importação assume particular relevância diante da relevância das importações no mercado brasileiro de baterias e da sensibilidade do preço final dos sistemas ao componente tributário aduaneiro, conforme demonstrado em meta-análise técnica recente (PSR, 2025).

Sob essa perspectiva, o que se observa não é apenas a criação de vantagens tributárias isoladas, mas a formação de um ambiente legal mais favorável à entrada dos sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro. A combinação entre a reforma tributária, o enquadramento no REIDI, a definição de critérios específicos para o benefício e a autorização para eventual redução do imposto de importação revela que o legislador passou a tratar o armazenamento como tecnologia relevante para a transição energética e para a estabilidade do sistema, com reflexos tanto regulatórios quanto fiscais (BRASIL, 2007a, art. 2º-A, caput e §§ 2º a 4º).

3.6 AUTOPRODUÇÃO POR EQUIPARAÇÃO E MMGD À LUZ DA LEI Nº 14.300/2022

Em paralelo às três frentes principais tratadas ao longo deste capítulo — ACL, armazenamento e *curtailment* —, a Lei nº 15.269/2025 promoveu ajustes em dois regimes setoriais recorrentemente identificados como fatores que afetam a alocação eficiente de recursos no sistema elétrico brasileiro, entre eles a autoprodução por equiparação (APE) e a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

No setor elétrico brasileiro, o autoprodutor no mercado livre é o consumidor que produz a energia de que necessita por meio de empreendimento de geração próprio, suportando integralmente os custos e os riscos da operação, regime cujas bases legais foram estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e regulamentado pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 (BRASIL, 1995b; BRASIL, 1996c, art. 2º). A principal vantagem regulatória e econômica do enquadramento é que o autoprodutor recolhe encargos de uso da rede apenas sobre a parcela de eletricidade que efetivamente transita pelos sistemas de transmissão ou distribuição, desvinculando-se da formação de preços no mercado de curto prazo para a parcela que consome diretamente da sua própria geração.

Já a autoprodução por equiparação (APE) surge como alternativa para consumidores que desejam acessar esse mesmo regime sem a necessidade de construir ou adquirir uma usina, constituindo-se no mecanismo pelo qual consumidores se equiparam juridicamente a autoprodutores, mediante participação societária na geradora, acessando as mesmas condições tarifárias e contratuais reservadas à autoprodução tradicional, cujas bases legais remontam à Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, sendo o instituto específico da equiparação introduzido pelo art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 (BRASIL, 1995b; 1996c; 2007a). A reforma promovida pela Lei nº 15.269/2025 revogou o art. 26 da Lei nº 11.488/2007 e inseriu, em seu lugar, o art. 16-B na Lei nº 9.074/1995, exigindo, para novos enquadramentos, demanda contratada agregada igual ou superior a 30.000 kW composta por unidades de consumo com demanda individual de ao menos 3.000 kW, além de participação societária direta ou indireta com direito a voto na geradora ou configuração de controle societário comum entre o consumidor e a titular da outorga (BRASIL, 2025a, art. 23, inc. II; BRASIL, 1995b, art. 16-B, § 1º, incs. I e II).

Dessa forma, a diferença central entre os dois modelos reside na profundidade do comprometimento com a geração, pois enquanto o autoprodutor tradicional no mercado livre assume os riscos plenos de quem opera a usina, o equiparado limita sua exposição à proporção

da participação societária, tornando o modelo mais atrativo para grandes consumidores industriais que buscam previsibilidade no custo de energia sem necessariamente empreender diretamente na atividade de geração.

A reforma, ao estabelecer novos parâmetros de acesso ao REIDI, também regulou quais ativos podem servir de base para as novas equiparações e como ficam as situações já consolidadas. Novos arranjos de APE podem utilizar tanto empreendimentos novos quanto usinas já existentes — pois o dispositivo que restringiria o regime a plantas novas foi vetado pela Presidência da República —, exigindo-se apenas que a operação comercial da geradora tenha sido iniciada a partir de 15 de junho de 2007 (BRASIL, 1995b, art. 16-B, § 7º; BRASIL, 2025c). Em qualquer caso, a equiparação fica limitada à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou proporcional à sua participação societária no empreendimento, prevalecendo o menor valor — salvaguarda que impede o aproveitamento do regime além da efetiva exposição ao risco da atividade geradora (BRASIL, 1995b, art. 16-B, § 2º). Para os consumidores já enquadrados e com contratos submetidos à CCEE antes de 11 de julho de 2025, a lei assegura proteção integral dos direitos adquiridos, dispensando-os dos novos requisitos de demanda e participação societária até o término das respectivas outorgas de geração (BRASIL, 1995b, art. 16-B, § 5º, inc. I).

3.6.1 A MMGD à luz da Lei nº 14.300/2022 e suas interações com a Lei nº 15.269/2025

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil, consolidando regras para unidades geradoras de até 75 kW — microgeração — e entre 75 kW e 5 MW para a maioria das fontes renováveis, ou entre 75 kW e 3 MW para as de origem hidráulica — minigeração —, conectadas à rede de distribuição por meio de sistema de compensação de energia elétrica (BRASIL, 2022a, art. 1º). O modelo baseia-se na troca de créditos de energia entre o que o *prosumer* injeta na rede e o que dela retira, dentro de um prazo definido legalmente. Para custear os serviços de rede utilizados por esses *prosumers* de MMGD, a lei estabeleceu um cronograma progressivo de cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição — componente Fio B ou TUSD Fio B —, sintetizado no Capítulo 2 desta monografia — Tabela 3 —, elevando gradualmente a parcela devida de 15%, em 2023, até 90%, em 2028, com a aplicação integral das regras tarifárias a partir de 2029, nos termos do art. 27 (BRASIL, 2022a, art. 27). Para os sistemas protocolados perante a distribuidora até 7 de janeiro de 2023 — ou seja, dentro dos doze meses subsequentes à publicação da lei —, o art. 26 assegurou regime de transição especial, garantindo a aplicação das regras anteriores até 31 de dezembro de 2045 (BRASIL, 2022a, art. 26). A ANEEL, no

exercício de sua competência regulatória, editou normas complementares para operacionalizar o sistema de compensação e os parâmetros tarifários associados (ANEEL, 2012).

A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, promoveu três ajustes relevantes sobre o regramento da MMGD, sem, contudo, alterar o cronograma de cobrança progressiva da TUSD previsto no art. 27 da Lei nº 14.300/2022, embora tenha promovido modificações nos arts. 22 e 25 dessa Lei (BRASIL, 2025a, arts. 14 e 23, inc. V). O primeiro desses ajustes conecta diretamente a geração distribuída à agenda de armazenamento de energia, de modo que o art. 22 da Lei nº 15.269/2025 inseriu o art. 2º-A na Lei nº 11.488/2007, condicionando o acesso ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI ao componente de armazenamento de energia por meio de baterias nos projetos de geração solar fotovoltaica distribuída, categoria que abrange os empreendimentos enquadrados como MMGD (BRASIL, 2025a, art. 22; BRASIL, 2007a, art. 2º-A, § 3º). Trata-se de uma escolha de política regulatória que, ao condicionar um benefício fiscal à inclusão de baterias nos projetos de geração solar distribuída, cria uma medida de incentivo econômico para que novos empreendimentos MMGD sejam concebidos desde a origem com capacidade de armazenar energia, o que tende a reduzir a dependência da injeção imediata na rede e, por consequência, pode tornar essas unidades mais previsíveis e ajustáveis às necessidades de despacho do sistema.

A preocupação com o controle das usinas de MMGD, mais do que uma hipótese especulativa, encontra respaldo em dados operativos que evidenciam um desequilíbrio crescente no sistema elétrico brasileiro. O Operador Nacional do Sistema Elétrico registrou, ao final de 2025, uma potência instalada de 44,80 GW em geração solar MMGD, inteiramente fora do despacho centralizado (ONS, 2025b, p. 12). Em diagnóstico técnico publicado em maio de 2025, o ONS alertou que os cortes de geração recaem exclusivamente sobre as usinas despachadas centralizadamente, enquanto a MMGD permanece inalterada diante de eventos de excesso de oferta — configurando uma assimetria operativa estrutural (ONS, 2025a, p. 45). Em resposta, a ANEEL aprovou, em 18 de novembro de 2025, o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia para a rede de distribuição, em que a ONS definiu as medidas operativas que pretende adotar em situações excepcionais, nas quais haja previsão de excedente de geração e os recursos da geração centralizada coordenados pelo Operador Nacional do Sistema já tenham sido esgotados ou se revelem insuficientes, exigindo o acionamento de fontes descentralizadas sobre as quais o Operador não possui controle nem visibilidade em tempo real (ONS, 2025b, p. 33). Em paralelo, o ONS encaminhou à ANEEL nota técnica propondo a criação de um Mecanismo de Acionamento Intermediado — integrante do chamado *Sandbox*

Regulatório, como instrumento para viabilizar, em caráter experimental, a controlabilidade de recursos energéticos distribuídos (REDs), entre os quais se incluem os sistemas MMGD (ONS, 2025b, p. 44).

Para além da questão da controlabilidade, o segundo ajuste promovido pela Lei nº 15.269/2025 diz respeito à forma como os custos de rede associados à MMGD são distribuídos entre os agentes do sistema tarifário. O art. 25 da Lei nº 14.300/2022, com redação dada pelo art. 14 da Lei nº 15.269/2025, manteve a previsão de que a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE cubra temporariamente os componentes tarifários não pagos pelos *prosumers* durante o período de transição. Ao mesmo tempo, o art. 23, inciso V, da Lei nº 15.269/2025 revogou o parágrafo único do art. 22 da Lei nº 14.300/2022, que restringia o custeio pela CDE às unidades consumidoras que adquirissem energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, isto é, aos consumidores cativos, como residências, comércios e pequenas indústrias submetidos às tarifas fixadas pela ANEEL (BRASIL, 2022a, art. 22; BRASIL, 2025a, art. 23, inc. V). Com a revogação desse dispositivo, a norma deixou de concentrar de forma expressa esse ônus apenas sobre esse grupo de consumidores, o que ajuda a explicar a lógica dos chamados subsídios cruzados na estrutura tarifária do setor elétrico. O terceiro ajuste, de caráter restritivo, resultou do veto presidencial ao dispositivo que pretendia reclassificar retroativamente geradores já existentes como MMGD, na medida em que, a Mensagem de Veto nº 1.755/2025 fundamentou a recusa na ofensa ao princípio da segurança jurídica e nos riscos de desequilíbrio do sistema de compensação (BRASIL, 2025c). O efeito econômico dessa migração retroativa seria expressivo, porque a Lei nº 14.300/2022 instituiu, no seu art. 26, um regime transitório especialmente favorável para as usinas existentes na data de publicação daquela lei, com isenção parcial da cobrança das componentes tarifárias do art. 27 até 31 de dezembro de 2045. Uma usina que conseguisse migrar retroativamente para a categoria de MMGD passaria, em tese, a se beneficiar desse regime de transição, escapando da cobrança progressiva da TUSD Fio B que vigora para as MMGD novas. Em outras palavras, abrir-se-ia uma porta para que ativos que nasceram fora do regime privilegiado entrassem nele a posteriori, com ganhos tarifários relevantes e potencial impacto sobre o equilíbrio econômico-financeiro do setor distribuidor. Dessa forma, em conclusão, esses três ajustes demonstram que a MMGD deixou de ser tratada como fenômeno periférico para se converter em variável central do planejamento tarifário e operativo do setor elétrico brasileiro.

3.6.2 Os vetos à Lei nº 15.269/2025 e os desafios que se mantêm

Os vetos parciais à Lei nº 15.269/2025 ajudam a identificar com mais nitidez os pontos em que não houve consenso político durante a tramitação da reforma no Congresso Nacional. Em vez de devolver o texto para nova deliberação parlamentar, o Executivo sancionou a reforma com a retirada dos dispositivos vetados, o que mostra que a modernização aprovada veio acompanhada de escolhas políticas importantes sobre o alcance da própria lei (BRASIL, 2025a; 2025c). Nesse cenário, o primeiro grupo de vetos alcançou o dispositivo que permitiria o enquadramento retroativo de centrais geradoras já existentes no regime de MMGD, mantendo a disciplina regulatória já aplicável aos empreendimentos constituídos antes da entrada em vigor da nova lei. Ao mesmo tempo, o segundo bloco de vetos, ligado ao regime de autoprodução por equiparação, afastou a restrição que limitaria os novos arranjos de APE apenas a empreendimentos novos e não excluiu expressamente usinas já em operação comercial do alcance do regime. De acordo com a Mensagem de Veto nº 1.755/2025, essa opção foi justificada pela necessidade de evitar ineficiência no aproveitamento de ativos de geração já existentes, motivo pelo qual o dispositivo não foi mantido no texto final sancionado (BRASIL, 2025c).

Ainda assim, a retirada desses dispositivos não enfrentou de forma definitiva a questão mais ampla que a própria Lei nº 15.269/2025 mantém em aberto, que é a dificuldade de conciliar a expansão acelerada da MMGD com as exigências de operação coordenada do SIN, especialmente em um cenário no qual o despacho das usinas centralizadas depende de parâmetros técnicos que nem sempre caminham no mesmo ritmo do crescimento da geração distribuída. Em vez de abordar esse ponto de forma mais direta, a reforma deixou para regulamentação posterior uma discussão que já se mostrava necessária diante do cenário atual, principalmente quando observados os estudos oficiais da EPE e as análises operacionais do ONS, que evidenciam que o avanço das fontes renováveis e de novas formas de inserção de geração no sistema exige respostas mais coordenadas em matéria de planejamento, operação e uso da rede, sobretudo quando a expansão se dá em ritmo superior ao da adaptação da infraestrutura existente (EPE, 2025; ONS, [s.d.]b). A própria página do ONS sobre *curtailment* reforça esse ponto ao afirmar que a restrição de geração é uma realidade estrutural em países com alta participação de renováveis e que ela se relaciona à necessidade de preservar a segurança e a confiabilidade do SIN (ONS, [s.d.]b).

Além disso, quando esse cenário é projetado para os próximos anos, fica ainda mais evidente que a relação entre a segurança operativa do SIN e a continuidade da expansão da

MMGD tende a demandar novos ajustes regulatórios ou legislativos. Essa preocupação se torna mais concreta diante das projeções de *curtailment* por sobreoferta renovável, que vêm sendo apontadas em análises técnicas como um desafio crescente, especialmente na região Nordeste, onde a expansão da oferta nem sempre é acompanhada pela mesma capacidade de escoamento e coordenação do sistema (ONS, [s.d.]b; PSR, 2025). Por isso, a reforma promovida pela Lei nº 15.269/2025 pode ser lida como parte de um processo contínuo de atualização normativa, que ainda precisará ser retomado e aprofundado nos próximos anos. Isso porque a inserção de novas fontes renováveis distribuídas no Sistema Interligado Nacional tende a continuar avançando, aumentando progressivamente a pressão sobre a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia, o que reforça a relevância do tema para a segurança energética brasileira nos próximos anos (EPE, 2025).

3.7 CONCLUSÃO

O estudo do marco regulatório desenvolvido ao longo deste capítulo demonstra que a Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, alcança simultaneamente cinco eixos do setor elétrico brasileiro, conforme análise sistematizada nas seções 3.1 a 3.6. O calendário de abertura gradual do Ambiente de Contratação Livre passou a constar do art. 15, §17, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na redação que lhe foi dada pela própria Lei nº 15.269/2025, dispositivo que estabelece o acesso pleno ao mercado livre a partir de novembro de 2028, marcando o encerramento definitivo do último ciclo de transição iniciado pela Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022 (BRASIL, 1995a; 2022b; 2025a).

Ao tratar dos sistemas de armazenamento em baterias, reforma estabeleceu uma inovação institucional ao reconhecer o BESS como segmento autônomo do setor elétrico, sujeito a outorga da ANEEL e ao regime dual de operação descrito na seção 2.4. No campo do *curtailment*, a Lei nº 15.269/2025 instituiu regime de compensação financeira circunscrito aos cortes determinados por confiabilidade elétrica e por indisponibilidade externa, hipóteses cuja tipologia foi consolidada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025 (ONS, 2025a). Foram também ampliados os benefícios fiscais aplicáveis aos sistemas de armazenamento, primeiro pela inclusão do art. 2º-A na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que estende o REIDI ao segmento, e em seguida pela possibilidade de redução a zero do imposto de importação prevista no art. 22, §4º, da Lei nº 15.269/2025 (BRASIL, 2007a; 2025a). Por último, foram introduzidos ajustes pontuais sobre a autoprodução por equiparação e sobre a microgeração e minigeração distribuída regulada pela Lei nº 14.300, de

6 de janeiro de 2022, em especial com a revogação do parágrafo único do art. 22 e com a redação dada ao art. 25 daquela última norma. Considerada essa amplitude e o número de dispositivos legais e infralegais simultaneamente afetados, entre os quais se encontram a Lei nº 9.074/1995, a Lei nº 11.488/2007 e a Lei nº 14.300/2022, a Lei nº 15.269/2025, representa uma das mais amplas modificações estruturais do setor elétrico brasileiro desde a edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que havia consolidado o modelo de comercialização da energia elétrica até então vigente (BRASIL, 2004a).

Embora o conjunto de mudanças tenha sido amplo e relevante, a análise desenvolvida ao longo das seções 3.2 a 3.6 também revelou alguns pontos de atenção no novo marco regulatório que não podem ser ignorados e que merecem destaque. O primeiro ponto de atenção está no próprio desenho do regime de compensação por *curtailment*, que, ao excluir os cortes determinados por razão energética, acaba deixando de fora exatamente o tipo de restrição que mais tende a ocorrer nos cenários operativos projetados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para o horizonte 2025-2029 (ONS, 2025a). Com isso, permanece praticamente inalterado o principal risco econômico enfrentado pelos geradores solares e eólicos, relacionado à perda de receita decorrente das limitações de escoamento e aproveitamento da energia gerada. Além disso, a regulamentação infralegal ainda incompleta dos serviços ancilares prestados pelos sistemas de armazenamento em baterias faz com que o reconhecimento legal desse segmento continue dependendo da criação, pela ANEEL, de regras mais claras sobre remuneração e despacho. Sem essa definição regulatória, a mudança de status conferida pela Lei nº 15.269/2025 ao armazenamento pode acabar produzindo, ao menos num primeiro momento, mais reconhecimento formal do que resultados econômicos efetivos para o setor. Esse retorno ainda limitado encontra confirmação empírica em Susteras, Almeida e Salles (2026), que, com dados do próprio SIN, constatam que, nos preços e tarifas atuais, o armazenamento ainda não se paga, ainda que reduza o *curtailment* de forma expressiva, e que só se tornaria viável com mudanças no desenho tarifário ou reduções expressivas de custo. Também permanece, de forma geral, a estrutura regulatória instituída pela Lei nº 14.300/2022 para a microgeração e a minigeração distribuída, ou seja, a maneira como se faz o faturamento da energia injetada e quais são as transições tarifárias continuaram as mesmas. Neste caso, a Lei nº 15.269/2025 promoveu apenas alterações pontuais nos arts. 22 e 25, sem modificar o cronograma de cobrança progressiva da TUSD Fio B previsto no art. 27, alterações essas que dizem respeito a como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) custeará temporariamente certas componentes tarifárias da energia compensada pelos *prosumers*. Dessa forma, permanece sem solução definitiva a tensão entre o crescimento destes *prosumers* e a

lógica de operação baseada no despacho centralizado, cenário que já vinha sendo destacado nos diagnósticos técnicos do próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a). A esse cenário somam-se ainda os vetos presidenciais parciais que acompanharam a sanção da Lei nº 15.269/2025, especialmente o veto ao dispositivo que buscava permitir o enquadramento retroativo de centrais geradoras já existentes como microgeração e minigeração distribuída. Tal medida revela que o consenso político construído durante a tramitação da reforma no Congresso Nacional foi apenas parcial e sinaliza que o tema ainda deverá gerar novas discussões legislativas e disputas administrativas nos próximos anos.

Observadas essas constatações, e em diálogo com a análise tributária desenvolvida no Capítulo 2, percebe-se que a conexão entre as reformas tributária e elétrica ainda se apresenta muito mais como uma possibilidade em construção do que como uma integração efetivamente consolidada. A neutralidade tributária construída pela Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025 (BRASIL, 2025b), cria condições jurídicas para que o Ambiente de Contratação Livre ampliado e os investimentos em armazenamento se tornem economicamente atrativos a um conjunto maior de agentes do setor elétrico, ao reduzir a cumulatividade que historicamente onerava a cadeia de circulação da energia elétrica, nos termos da análise tributária desenvolvida no Capítulo 2, em diálogo com os pressupostos doutrinários da neutralidade na tributação sobre o consumo expostos por Malpighi et al. (2023), para os quais a redução da cumulatividade na cadeia de circulação depende da efetiva implementação da não cumulatividade plena no desenho do Imposto sobre Bens e Serviços.

Em sentido inverso, a abertura completa do Ambiente de Contratação Livre prevista para novembro de 2028 e o reconhecimento dos sistemas de armazenamento em baterias como segmento autônomo do setor elétrico oferecem ao novo modelo tributário um mercado mais flexível, capaz de absorver os sinais de preço propostos pela reforma decorrente da Emenda Constitucional nº 132, de 20 de dezembro de 2023 (BRASIL, 2023).

A consolidação de uma atuação mais coordenada entre as reformas tributária e elétrica, contudo, ainda depende de questões importantes que permanecem em aberto no campo regulatório, especialmente da forma como a ANEEL, o ONS e a CCEE irão disciplinar os pontos pendentes discutidos ao longo deste capítulo, bem como da maneira pela qual geradores e consumidores responderão, na prática, aos novos incentivos e sinais econômicos introduzidos pelas reformas. É justamente a relação entre o novo regime tributário do Imposto sobre Bens e Serviços e o marco regulatório recentemente instituído para o setor elétrico, agora analisada à luz de dados empíricos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, bem como de propostas voltadas ao aperfeiçoamento do

regime de compensação financeira por *curtailment*, que fundamenta o desenvolvimento do próximo capítulo.

4. SINERGIA IBS-LEI Nº 15.269/2025 NA GESTÃO DE EXCEDENTES RENOVÁVEIS: ANÁLISE EMPÍRICA E PROPOSIÇÕES NORMATIVAS

Os dois primeiros capítulos descreveram o desenho normativo do Imposto sobre Bens e Serviços e o conteúdo regulatório da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, e apontaram aspectos relevantes que ainda dependem de regulamentação infralegal. Para que se possa passar do plano meramente normativo para a efetiva concretização dos resultados esperados, torna-se necessário relacionar essas escolhas legislativas aos dados que revelam o funcionamento real do Sistema Interligado Nacional nos últimos anos. Os relatórios técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a; 2026), os documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2025a) e os estudos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2026) fornecem o material empírico necessário para que a discussão saia do plano abstrato. A partir desse cruzamento, o capítulo está organizado em quatro frentes. A primeira procura compreender, a partir de dados concretos, a dimensão empírica do *curtailment* das fontes renováveis. A segunda examina a relação entre o regime tributário do IBS e os sistemas de armazenamento em baterias. A terceira relaciona essas duas perspectivas à ampliação do Ambiente de Contratação Livre e ao reconhecimento jurídico do armazenamento como um segmento autônomo do setor elétrico. A última formula proposições normativas voltadas ao período transitório 2026-2033.

4.1 INDICADORES EMPÍRICOS DO *CURTAILMENT* NO SIN E A RELEVÂNCIA DO SUBMERCADO NORDESTE

O estudo de balanço da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para o ano de 2025 confirma a aceleração do crescimento das fontes intermitentes na matriz brasileira. A participação da eólica passou de 16,5% para 17,9% e a participação da solar passou de 4,5% para 5,3% do total da geração nacional na comparação com 2024, ano em que a fatia renovável da matriz alcançou cerca de 90% (CCEE, 2026). É essa expansão que pressiona a capacidade da rede de absorver toda a energia gerada, conforme se discute a partir dos cenários do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025 classificou os cortes de geração em três modalidades, sendo elas as restrições por confiabilidade elétrica, as restrições por indisponibilidade externa e as restrições por razão energética (ONS, 2025a). A distinção importa porque cada modalidade responde a causas técnicas distintas e produz consequências

jurídicas e econômicas diferentes. As duas primeiras decorrem de limitações da rede de transmissão e de contingências operativas. A terceira decorre da sobreoferta de geração em horários específicos, sobretudo no período diurno marcado pela concentração da geração solar. No mesmo relatório, o ONS registrou que, em 2024, as restrições por razão energética somaram cerca de 4.330 GWh, montante já superior ao verificado nos anos anteriores, e que essa modalidade tende a se tornar dominante no horizonte 2026-2029 (ONS, 2025a).

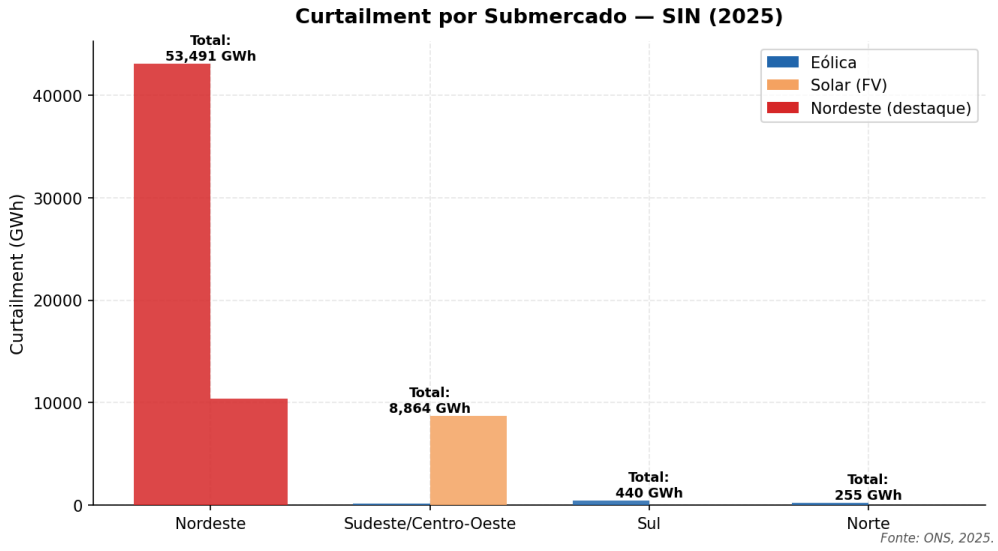
No cenário correspondente ao Plano da Operação Energética e ao Programa Mensal de Operação, o relatório projeta para 2029 um corte médio diário de cerca de 1.030 megawatts-médios para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Já no cenário que considera todas as usinas com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão assinado, o mesmo indicador chega a 2.996 megawatts-médios (ONS, 2025a). Ainda no documento, o ONS projeta que, em 2029, cerca de 96% dos cortes serão por razão energética, e estima *curtailment* médio acima de 10% nas fontes eólicas e acima de 20% nas fotovoltaicas, caso todas as usinas com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão entrem em operação (ONS, 2025a). Esses dados, por si só, mostram que a modalidade dominante de corte no horizonte da pesquisa é justamente aquela excluída do regime de compensação financeira da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, conforme análise desenvolvida no Capítulo 3 (BRASIL, 2025a).

Quando se analisa este mesmo relatório no aspecto temporal, observa-se o mesmo diagnóstico, visto que, na base do Plano da Operação Energética e do Programa Mensal de Operação, o intervalo entre 9 horas e 15 horas e 59 minutos concentra restrições em 47% do tempo, percentual que sobe para 84% na base com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (ONS, 2025a). A concentração diurna confirma que o problema decorre, em parte significativa, da própria curva de carga do Sistema Interligado Nacional, marcada pela demanda líquida mínima em torno das 13 horas, momento em que a microgeração e a minigeração distribuídas (MMGD), somadas à geração distribuída de maior porte, podem atender quase 44% da carga do sistema (ONS, 2025a). Ou seja, o excedente que leva ao *curtailment* não decorre apenas de fatores meteorológicos ou regionais, mas também da forma como as regras tarifárias e regulatórias estruturam a inserção dessas fontes no sistema. O mesmo padrão se confirma na pesquisa empírica de Silva et al. (2026), cujos dados hora a hora do sistema elétrico mostram que o avanço da MMGD reduz ainda mais a demanda atendida pela rede no meio do dia e amplia os cortes provocados pelo excesso de oferta, o que exige mais flexibilidade na operação do sistema e maior coordenação entre quem opera as redes de transmissão e as de distribuição.

Nesse contexto, o submercado Nordeste aparece como o principal espaço de concentração do problema, uma vez que a capacidade instalada de fontes renováveis variáveis

de grande porte na região saltou de 21,1 GW em 2021 para 39,4 GW em fevereiro de 2025, ao passo que cerca de 30 GW adicionais de usinas eólicas e fotovoltaicas já possuíam pareceres de acesso aprovados, aguardando conexão (ONS, 2025a). Esse ritmo de crescimento, no entanto, não foi acompanhado pela expansão das linhas de transmissão que escoam energia para o Sudeste e o Centro-Oeste, e o Nordeste passou a enfrentar, com frequência cada vez maior, a necessidade de cortar geração para não ultrapassar os limites de exportação do sistema. Os dados abertos do ONS tornam possível quantificar esse cenário, em que o submercado Nordeste foi responsável por 53.491 GWh de *curtailment*, o equivalente a 84,8% de tudo que foi restringido no Sistema Interligado Nacional em 2025 (ONS, 2026). O Gráfico 1 demonstra como a concentração do *Curtailment* no Nordeste é desproporcional em relação aos demais submercados.

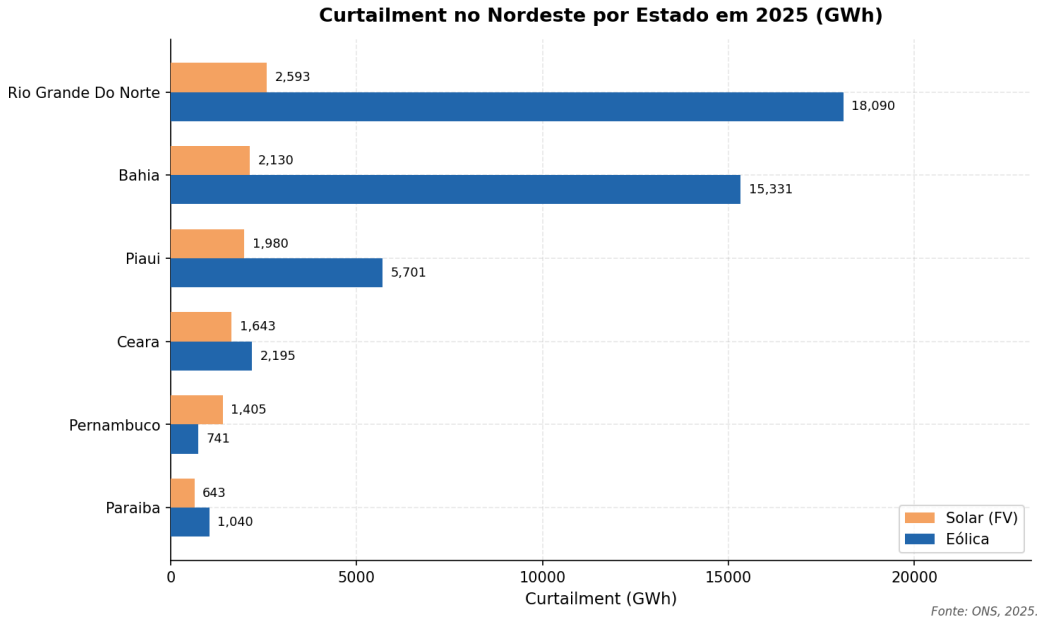
Gráfico 1 — *Curtailment* por Submercado em 2025



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

Dentro do submercado Nordeste, a distribuição também se apresenta de forma assimétrica, visto que o Rio Grande do Norte liderou com 20.683 GWh — representando mais de um terço do total regional —, seguido da Bahia com 17.461 GWh e do Piauí com 7.681 GWh, enquanto Ceará, Pernambuco e Paraíba completaram o quadro, como demonstrado no Gráfico 2 e na Tabela 5.

Gráfico 2 — *Curtailment* no Nordeste por Estado em 2025 (GWh)



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

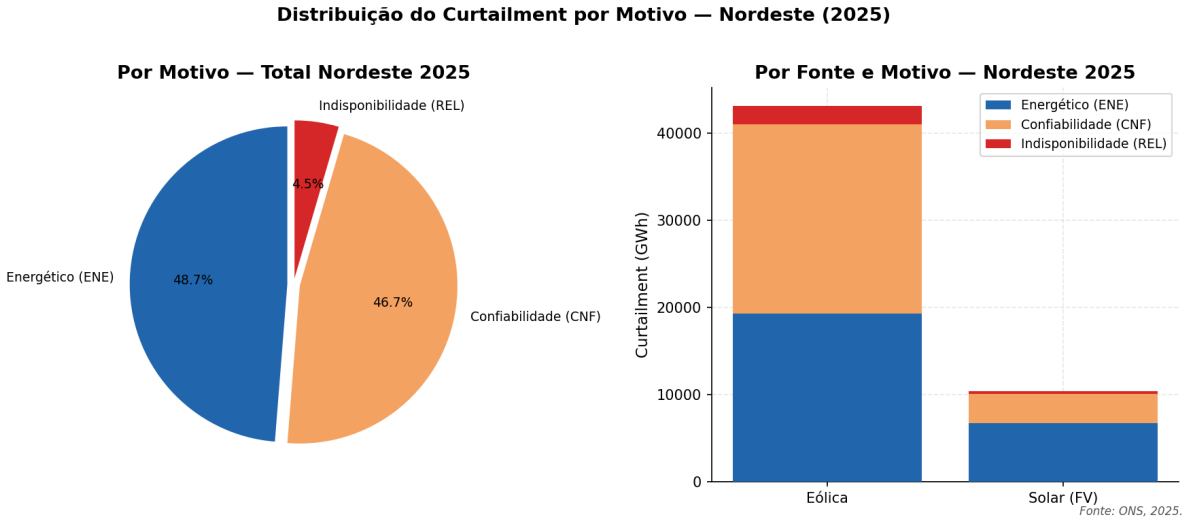
Tabela 5 — *Curtailment* no Nordeste por Estado em 2025 (GWh)

Estado	Curtailment Eolica (GWh)	Curtailment Solar (GWh)	Total (GWh)	% do SIN
R. G. DO NORTE	18.089,86	2.593,11	20.682,97	32.8
BAHIA	15.330,98	2.129,63	17.460,61	27.69
PIAUI	5.700,91	1.980,13	7.681,04	12,18
CEARA	2.194,82	1.643,36	3.838,18	6,09
PERNAMBUCO	740,97	1.404,81	2.145,78	3,4
PARAIBA	1.039,96	642,57	1.682,53	2,67

Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

Além disso, quase metade destes cortes ocorreu por razão energética, isto é, por excesso de geração que o sistema não teve como absorver, e não por falha na rede — o que mostra que a causa raiz do problema é estrutural, não operativa (ONS, 2026), conforme ilustrado no Gráfico 3.

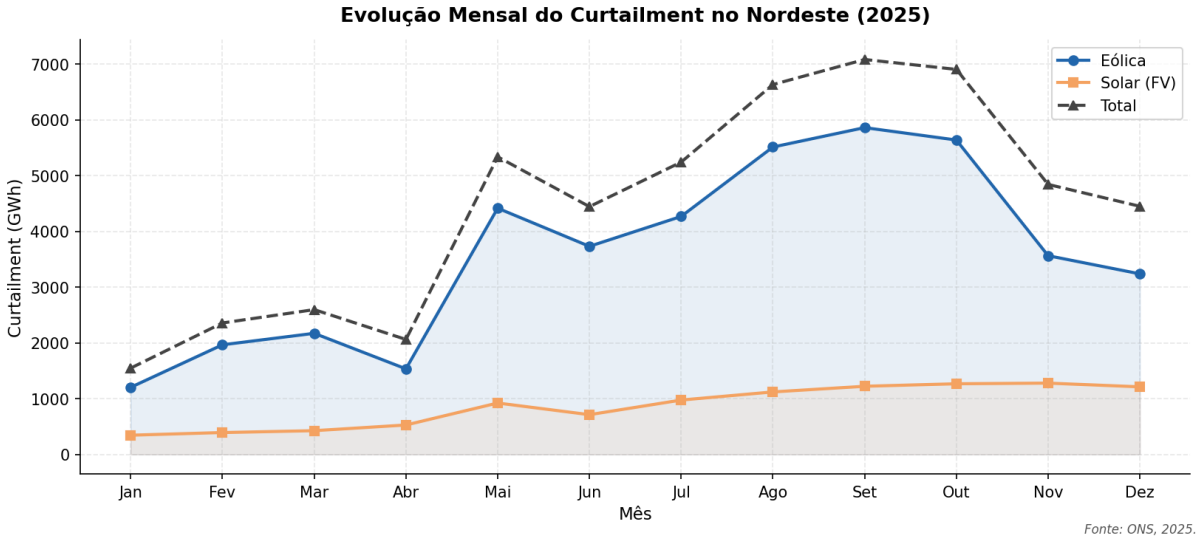
Gráfico 3 — Distribuição do *curtailment* por motivos no Nordeste



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

Ao longo do ano, os volumes de corte cresceram de forma consistente, atingindo o pico em setembro, quando o Nordeste acumulou 7.082 GWh em um único mês antes de recuar levemente no último trimestre, conforme observável no Gráfico 4.

Gráfico 4 — Evolução mensal do *Curtailment* no Nordeste em 2025



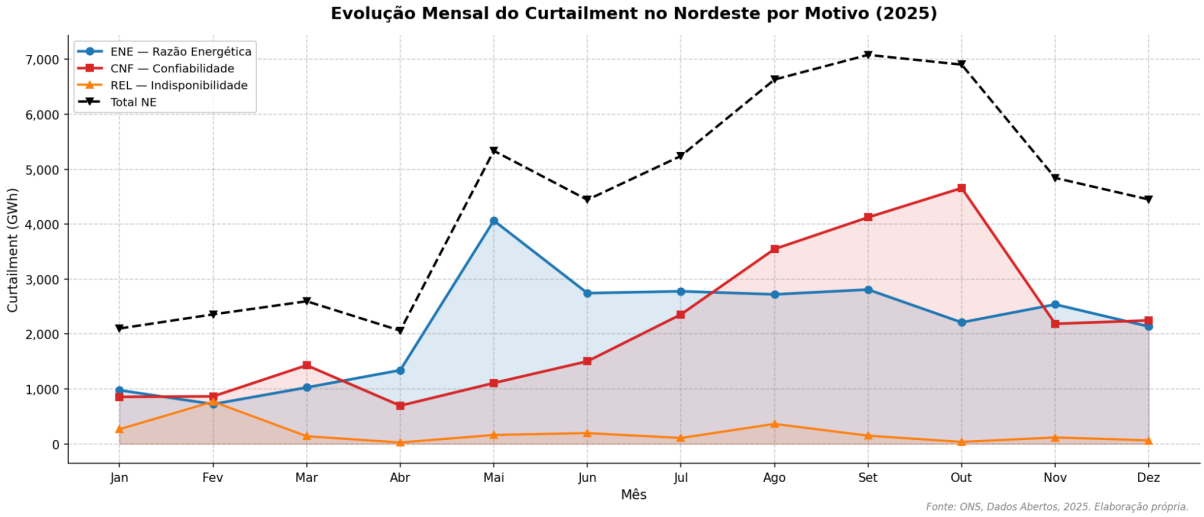
Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

Já o Gráfico 5, que apresenta a evolução mensal do *curtailment* no Nordeste por motivos, observa-se que o pico por razões energéticas ocorreu em maio, acumulando 4.064 GWh. Além disso, o mês de setembro, embora seja o pico geral do *curtailment* neste submercado, este se dá principalmente devido a problemas operacionais de confiabilidade,

revelando que o excesso de oferta, que já se apresentava como um problema, passa a dividir espaço com pressões de outra natureza.

Esses cortes por confiabilidade elétrica decorrem da necessidade do Operador manter a segurança da operação do SIN mesmo diante da perda eventual de qualquer elemento da rede — critério conhecido como N-1. No caso do Nordeste, os dois principais gatilhos são o Limite de Exportação Nordeste (EXPNE), que controla o fluxo interno entre os estados da região, e o Limite de Exportação do Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste (EXPNNE), que agrega as linhas de transmissão e os bipolos de corrente contínua do Belo Monte. Sempre que a geração renovável se aproxima desses limites, o ONS reduz preventivamente a saída de algumas usinas para garantir que, caso uma das linhas ou bipolos falhe, o restante da rede não seja sobrecarregado de forma catastrófica (ONS, 2025a). A perturbação de 15 de agosto de 2023 — apagão que afetou 25 estados brasileiros e o Distrito Federal, interrompendo cerca de 22.500 MW de carga (31% do total nacional) —, revelou que o comportamento dinâmico das usinas eólicas e fotovoltaicas durante contingências ficou muito aquém do desempenho indicado pelos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes proprietários, o que levou o ONS a ajustar esses modelos e, como consequência, a reduzir os limites operativos de exportação, diminuindo a margem de escoamento disponível e elevando os cortes por confiabilidade a partir daquele ocorrido (ONS, 2025a), efeito este que se acumulou ao longo de 2025, explicando por que essa razão ultrapassou a energética nos meses de agosto a novembro do ano (ONS, 2026) — período do ano em que geração eólica atinge seu pico devido aos ventos mais fortes no Nordeste —, conforme mostra o Gráfico 5. Esse padrão é corroborado por estudo acadêmico independente, pois Vieira et al. (2026), a partir dos mesmos dados públicos do ONS, constatam que os cortes por confiabilidade recaem principalmente sobre a geração eólica do Nordeste, justamente onde a forte concentração de renováveis leva o Operador a adotar postura mais cautelosa no escoamento.

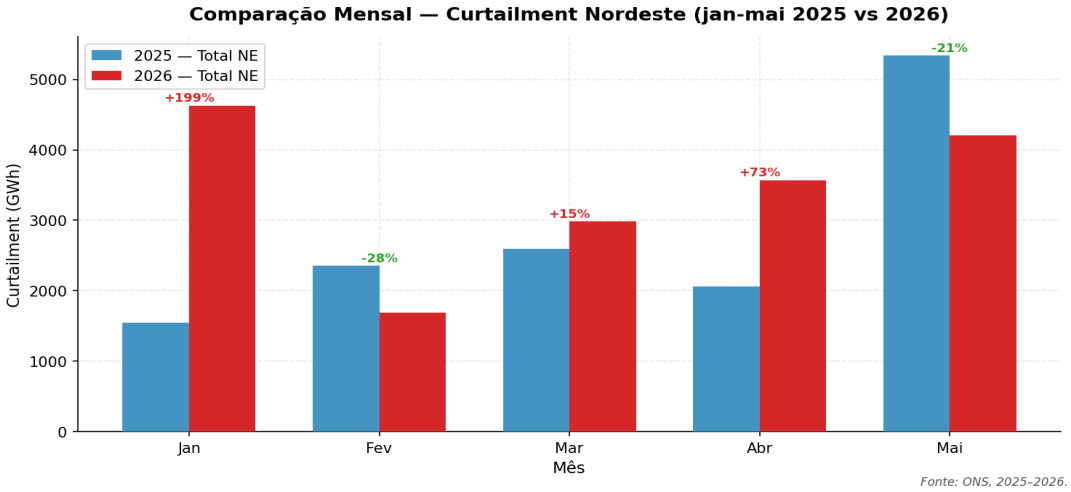
Gráfico 5 — Evolução mensal do *curtailment* no Nordeste em 2025 por motivos



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

Com base em dados do ONS, Signor (2025) documenta que o estado do Rio Grande do Norte registra um tempo médio diário de limitação por motivo de confiabilidade elétrica significativamente superior ao do restante do Brasil para fontes eólicas e fotovoltaicas — fenômeno que o autor descreve como um novo paradigma na prospecção de ativos, em que a localização geográfica do gerador passa a determinar o risco de receita do projeto mais do que o próprio recurso natural disponível, de modo que, diante de um panorama que já se mostrava crítico, os dados mais recentes indicam que o agravamento ainda não atingiu seu ponto de virada, uma vez que os números de janeiro a maio de 2026 apontam crescimento de 22,8% no *curtailment* do Nordeste em relação ao mesmo período de 2025 (ONS, 2026), como evidencia o Gráfico 6.

Gráfico 6 — Comparação mensal do *curtailment* no Nordeste (jan-mai 2025 vs 2026)



Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2026)

No Sistema Interligado Nacional, os cortes classificados como razão energética somaram 26.746 GWh em 2025, volume significativamente superior ao de anos anteriores e concentrado sobretudo no submercado Nordeste — representando 97,5% do total —, o que evidencia a dificuldade estrutural de o sistema absorver, nos momentos de maior produtividade eólica e solar, toda a energia que se encontra disponível (ONS, 2026). Esse desequilíbrio também se relaciona aos próprios critérios operativos adotados pelo ONS, pois os cortes por excedente energético somente alcançam as fontes eólicas e fotovoltaicas após o esgotamento das possibilidades de redução hidrelétrica e termelétrica e, mesmo assim, recaem apenas sobre as usinas submetidas ao despacho centralizado (ONS, 2025a; 2025c). Em contraste, os 44,80 GW de MMGD distribuídos pelo país ao final de 2025, operam inteiramente fora do despacho do Operador e permanecem imunes a qualquer corte, independentemente do nível de sobreoferta regional (ONS, 2025b; EPE, 2025). Em complemento aos indicadores do Operador Nacional, o estudo de balanço da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica registrou que, em 2025, a região Nordeste impulsionou o crescimento da capacidade total instalada do país, com a adição de 4,6 GW de potência renovável ao Sistema Interligado Nacional, número que ajuda a dimensionar a velocidade com que a oferta regional segue crescendo (CCEE, 2026).

A leitura conjunta desses indicadores ainda recomenda prudência, pois o próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico reconhece que a microgeração e a minigeração distribuídas, por permanecerem fora do controle centralizado, contribuem para ampliar a necessidade de cortes nas usinas centralizadas (ONS, 2025a). Em projeção para 2029, o ONS estimou que, em cenário hipotético de rateio comercial proporcional com participação da MMGD e da GD, impacto comercial sobre as fotovoltaicas e eólicas centralizadas cairia em cerca de 41%, mesmo sem alteração no volume total de energia cortada (ONS, 2025a).

A constatação mostra que a discussão sobre *curtailment* não se limita à relação contratual entre o Operador Nacional e os geradores centralizados, porque também envolve a regulação tarifária e o tratamento jurídico dado pela Lei nº 14.300/2022 à geração distribuída (BRASIL, 2022a). Nesse sentido, a consequência prática é bastante direta, já que o regime de compensação por *curtailment* da Lei nº 15.269/2025 (BRASIL, 2025a), ao deixar de fora a modalidade dominante e ao não enfrentar o equilíbrio na distribuição dos encargos entre geradores centralizados e distribuídos, preserva justamente o principal risco econômico identificado nos cenários do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025a).

Em resumo, os indicadores empíricos públicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico permitem afirmar que, no horizonte 2026-2029, a modalidade de corte que tende a se tornar dominante é exatamente aquela que o regime de compensação financeira da Lei nº

15.269/2025 excluiu, e que o submercado Nordeste concentra a maior parcela do problema. Essas duas constatações compõem a base empírica sobre a qual será examinada, na seção seguinte, a relação entre o regime tributário do Imposto sobre Bens e Serviços e o segmento de armazenamento em baterias, tratado como solução técnica capaz de mitigar parcela relevante do desperdício de excedentes renováveis.

4.2 IBS, NEUTRALIDADE TRIBUTÁRIA E ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

A meta-análise da PSR sobre sistemas de armazenamento de energia no Brasil, ao lado dos relatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico, oferece o conjunto de indicadores que mais se aproxima de uma avaliação sistêmica do papel dos BESS no horizonte de 2029 (PSR, 2025). O estudo comparou quatro cenários para a expansão do parque gerador, incluindo um cenário de referência, outro com a adição de 32 gigawatts em termoelétricas flexíveis e um terceiro em que essa mesma capacidade é atendida por baterias de íons de lítio com quatro horas de descarga. Os resultados mostram que a introdução das baterias reduziria, em média, os custos sistêmicos de 2029 em cerca de R$ 1,958 bilhão, o que corresponde a uma queda de 13% em relação ao cenário de referência (PSR, 2025). O estudo observa, contudo, que os cenários com baterias registraram déficits de energia que não aparecem no cenário com termoelétricas flexíveis, já que os sistemas de armazenamento apenas deslocam energia no tempo, sem produzi-la, de modo que a substituição integral da capacidade térmica por BESS dependeria de outras fontes firmes para completar o atendimento da demanda. Essa análise indica, portanto, que o armazenamento em baterias não é apenas uma alternativa técnica para dar mais flexibilidade à operação do Sistema Interligado Nacional, mas também um componente relevante do planejamento eletroenergético, com impacto mensurável sobre o custo total do sistema, desde que venha combinado com recursos capazes de assegurar suficiência energética.

O mesmo estudo, porém, identifica um conjunto de barreiras econômicas que ainda limitam a adoção dos BESS no Brasil, e a tributação aparece como o obstáculo mais evidente. Segundo a PSR, a carga tributária eleva, em média, em torno de 76% o custo de um sistema de armazenamento importado, percentual que, em levantamento mais recente da consultoria Greener divulgado em meio especializado, chega a 79% em arranjos típicos comercializados no País (PSR, 2025; TAKATA, 2025). Essa pressão decorre, sobretudo, da combinação entre o regime cumulativo das contribuições sociais sobre o consumo, antes da reforma, e o tratamento dado às operações estaduais de circulação dos componentes, mecânica tributária examinada no Capítulo 2 com base em Schoueri (2019), à qual se soma a ausência de incentivos fiscais

equivalentes aos concedidos às fontes eólica e solar, disparidade identificada pela própria PSR (2025, p. 22). O efeito prático disso é o desestímulo ao investimento privado no segmento, o que reduz a probabilidade de que os BESS se consolidem como instrumento recorrente de mitigação do *curtailment* durante o período transitório analisado nesta pesquisa.

É nesse contexto que a transição para o Imposto sobre Bens e Serviços, instituída pela Lei Complementar nº 214/2025, ganha relevância. A doutrina brasileira tem sustentado que a não cumulatividade plena, em diálogo com o princípio da neutralidade tributária, ocupa posição central no novo modelo dual de imposto sobre valor agregado, porque permite ao contribuinte aproveitar integralmente os créditos relativos aos bens e serviços adquiridos para sua atividade econômica, com pouca margem para exclusões setoriais (RIBEIRO, 2026), em linha com o enquadramento teórico da neutralidade na tributação indireta apresentado por Malpighi et al. (2023). Schoueri e Galdino (2025) acrescentam que a neutralidade do regime transitório do IBS e da CBS, especialmente no caso dos bens de capital, depende de regras de creditamento capazes de evitar o aumento da carga efetiva durante a fase de convivência com os tributos anteriores. Aplicada ao setor de armazenamento, essa lógica significa que as aquisições de baterias, conversores, transformadores e demais componentes destinados à montagem de sistemas estacionários passariam a gerar crédito amplo de IBS e de CBS, o que tende a aproximar o custo tributário brasileiro do verificado em sistemas de tributação sobre o consumo estruturados segundo o modelo de valor agregado pleno.

A Lei nº 15.269/2025 complementa essa transição ao instituir incentivos diretos ao segmento de armazenamento, como se verifica, no plano federal, pela inclusão do art. 2º-A na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que estendeu o REIDI aos sistemas de armazenamento de energia BESS com a finalidade de apoiar a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico, permitindo, observados os requisitos legais, a suspensão de PIS e COFINS sobre a aquisição de bens e serviços vinculados a empreendimentos qualificados, na forma da Lei nº 11.488/2007 (BRASIL, 2007a) e na redação dada pela Lei nº 15.269/2025 (BRASIL, 2025a). Além disso, o art. 2º-A, §4º, da Lei nº 11.488/2007, na redação dada pelo art. 22 da Lei nº 15.269/2025, autoriza o Poder Executivo a reduzir a zero as alíquotas do imposto de importação sobre BESS e seus componentes, o que se insere no contexto da alteração das alíquotas sobre módulos fotovoltaicos promovida pela Resolução Gecex nº 666, de 12 de novembro de 2024, e do ajuste posterior da Resolução Gecex nº 893, de 15 de maio de 2026, que fixou em 18% a alíquota para acumuladores de íon de lítio destinados a aplicações estacionárias em sistemas fotovoltaicos com potência não superior a 4.800 W (BRASIL, 2024b; 2026b). A coexistência desses três instrumentos, isto é, a não cumulatividade plena do IBS, o

REIDI estendido e a faculdade de redução do imposto de importação, forma um conjunto inédito de incentivos tributários dirigidos ao armazenamento em baterias.

A concretização das regras que visam a mitigação do *curtailment* ainda depende de dois elementos que precisam avançar em conjunto. O primeiro diz respeito à regulamentação infralegal do novo regime tributário, especialmente no tratamento dos bens de capital durante a transição entre o ICMS, o PIS e a COFINS, de um lado, e o IBS e a CBS, de outro, como já apontam Schoueri e Galdino (2025). O segundo está na efetiva contratação dos sistemas de armazenamento em ambiente competitivo, tema retomado na seção 4.3 a partir do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência — LRCAP — por meio de novos Sistemas de Armazenamento de Energia em baterias, cujas diretrizes, submetidas a consulta pública pela Portaria MME nº 878, de 7 de novembro de 2025 (MME, 2025d), foram consolidadas na Portaria Normativa MME nº 136/2026, que marcou os dois leilões para dezembro de 2026 (MME, 2026b). Se esses dois movimentos caminharem na mesma direção, a tendência é que o custo nivelado de armazenamento por megawatt-hora se aproxime do patamar identificado pela PSR como compatível com a viabilidade econômica do segmento, faixa que, na meta-análise, oscila entre US$ 72 e US$ 152 por megawatt-hora de diferencial diário de preço sustentado por quatro horas (PSR, 2025).

4.3 ACL AMPLIADO, LEILÃO DE ARMAZENAMENTO E A SINERGIA ENTRE REGULAÇÃO E TRIBUTAÇÃO

A análise da seção anterior indica que a mitigação do *curtailment* também depende, em grande parte, da capacidade do ordenamento jurídico-regulatório de criar mercados capazes de absorver o excedente de geração solar e eólica. Nessa perspectiva, a abertura gradual do Ambiente de Contratação Livre, prevista no art. 15, §17, da Lei nº 9.074/1995, com a redação dada pela Lei nº 15.269/2025, estabelece um cronograma que assegura o acesso ao mercado livre em até 24 meses para consumidores industriais e comerciais e em até 36 meses para os demais, concluindo a abertura por volta de novembro de 2028 (BRASIL, 1995a; 2025a). A relevância dessa ampliação foi reforçada pelo estudo de balanço da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que registrou em 2025 uma participação do ACL equivalente a 42% do consumo total do país, dado que sinaliza uma demanda contratual consistente para os geradores que hoje enfrentam restrições de escoamento (CCEE, 2026). Nesse sentido, Caroline Lopes Batista (2025) também entende que a expansão do ACL tende a aumentar a liquidez no atacado

e no varejo de energia, favorecendo o surgimento de novos produtos e a redução da sobrecontratação estrutural do ambiente regulado.

Esse potencial de absorção pelo mercado, contudo, depende da viabilidade econômica do próprio armazenamento em BESS. Em avaliação empírica com dados reais do SIN entre julho de 2024 e junho de 2025, Susteras, Almeida e Salles (2026) compararam três estratégias de implantação de armazenamento — o BESS como agente autônomo de mercado, o deslocamento de consumo atrás do medidor e o BESS colocalizado com a geração solar distribuída — e constataram que, embora todas reduzam o *curtailment* em diferentes graus — de 21% a 69%, conforme a estratégia —, nenhuma delas se mostra economicamente viável nas condições atuais de preços e tarifas sem ajustes regulatórios ou reduções expressivas de custo, o que revela que a viabilidade do armazenamento depende menos da maturidade técnica do que da inovação regulatória, do desenho de mercado e de tarifas que remunerem a flexibilidade.

É precisamente para enfrentar essa lacuna que o processo regulatório dos leilões de armazenamento avançou por etapas sucessivas até chegar ao seu modelo final. Nesse caminho, a Portaria MME nº 878, de 7 de novembro de 2025, abriu a consulta pública sobre as diretrizes do primeiro certame federal voltado à contratação de capacidade firme de BESS (MME, 2025d), até que em 3 de junho de 2026, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa nº 136/2026, que fixou as diretrizes finais de dois leilões, o LRCAP 2026 – Armazenamento Nacional, com exigências mínimas de nacionalização segundo critérios do BNDES e previsão de realização em 2 de dezembro de 2026, e o LRCAP 2026 – Armazenamento, aberto aos SAEs em geral e previsto para 4 de dezembro de 2026. Ambos os certames terão contratos de quinze anos, início de fornecimento em 1º de agosto de 2028 e remuneração por Receita Fixa anual, com possibilidade de redução conforme o desempenho operacional, enquanto o risco de despacho ficará integralmente a cargo do empreendedor (MME, 2026b). Os SAEs contratados deverão atender a requisitos técnicos mínimos, como potência a partir de 30 MW, operação contínua por pelo menos quatro horas, eficiência total superior a 85% e tempo máximo de recarga de seis horas, além de se submeter integralmente ao despacho do ONS, que definirá os melhores momentos de carga e descarga com o objetivo de reduzir o custo total de operação do SIN (MME, 2026b).

No que diz respeito aos leilões de armazenamento, há uma particularidade relevante na forma como os custos serão repartidos, já que o art. 3º-A, §6º, da Lei nº 10.848/2004, na redação dada pela Lei nº 15.269/2025, estabelece que a contratação de BESS será custeada apenas pelos geradores de energia, conforme regulamentação da ANEEL, e não pelos consumidores finais, como ocorre nas demais modalidades de reserva de capacidade. O ponto positivo é que isso

alinha incentivo e responsabilidade, pois quem pode ganhar com a contratação também assume o custo, o que tende a deixar o modelo mais coerente e menos distorcido. Além disso, ao evitar repassar esse encargo diretamente aos consumidores finais, esse modelo reduz a transferência generalizada de um custo que interessa sobretudo aos agentes de geração.

Quanto à distribuição geográfica dos recursos de armazenamento contratados, a Portaria Normativa nº 136/2026, em seu art. 17, §3º, estabelece bonificação de localização para SAEs conectados aos pontos identificados no Anexo II, calculada a partir de metodologia elaborada pela EPE em novembro de 2025, e aplicada como redução do preço de disponibilidade de potência para fins de competitividade nos certames (MME, 2026b). O mecanismo é especialmente pertinente diante do diagnóstico do ONS de que o *curtailment* se concentra majoritariamente no submercado Nordeste. Ao tornar mais competitivos os SAEs instalados nos pontos de conexão onde o sistema mais necessita de flexibilidade, a bonificação cria sinal econômico que orienta a alocação de investimentos para onde a mitigação do excedente é mais urgente (ONS, 2025a). Do mesmo modo, embora decisão da Diretoria da ANEEL que encerrou a Consulta Pública nº 39/2023, em 2 de junho de 2026, tenha abordado a remuneração e o empilhamento de serviços do armazenamento (ANEEL, 2026d), a Resolução Normativa nº 1.162/2026 limitou-se a admitir, no art. 33-B, que os serviços ancilares sejam prestados por Sistema de Armazenamento Autônomo ou por central geradora com Sistema de Armazenamento Colocalizado, condicionando-os aos requisitos a serem estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nas Regras e Procedimentos de Comercialização, sem disciplinar a respectiva remuneração. Para tanto, o art. 17 fixou prazo de 180 dias para que o ONS proponha a alteração dos Procedimentos de Rede — notadamente do Submódulo 14.1, que administra os serviços ancilares (ONS, 2019) —, tendo sido imposto, em seu art. 18, prazo idêntico à CCEE quanto às Regras e Procedimentos de Comercialização (ANEEL, 2026d; 2026g; ONS, 2019).

A ideia de sinergia destacada no título desta seção fica mais evidente quando se observa a atuação combinada dos instrumentos regulatórios e tributários sobre os dois lados da equação de viabilidade dos projetos de BESS. No plano dos custos, o REIDI estendido pelo art. 2º-A da Lei nº 11.488/2007 suspende PIS e COFINS sobre a aquisição de equipamentos vinculados a empreendimentos qualificados, ao passo que a possibilidade de redução do imposto de importação prevista no §4º do mesmo artigo permite reduzir o custo do equipamento importado — fator relevante num segmento em que os custos tributários afetam diretamente o custo inicial do projeto (PSR, 2025). No plano das receitas, a expansão do ACL amplia a gama de compradores dispostos a contratar energia intermitente em regime bilateral (BRASIL, 1995a; 2025a), enquanto os leilões de capacidade criados pela Portaria Normativa nº 136/2026

estabelecem remuneração por disponibilidade de potência firme (MME, 2026b). A esses dois efeitos soma-se a não cumulatividade plena do IBS, que, ao eliminar o efeito em cascata que historicamente onerava as transações no mercado livre de energia (RIBEIRO, 2026), reduz o custo efetivo dos contratos bilaterais para os adquirentes, tornando o ACL mais atrativo e ampliando, por consequência, a demanda por energia que hoje não encontra escoamento por razão de *curtailment*. A combinação — instrumentos tributários reduzindo os custos de capital e mecanismos normativos expandindo as fontes de receita — é o que permite aproximar os projetos de armazenamento do patamar de viabilidade identificado pela meta-análise da PSR (PSR, 2025). Esse arranjo é o que se denomina aqui sinergia regulatório-tributária, ou seja, não apenas a soma de regimes jurídicos paralelos, mas a convergência coordenada de instrumentos de naturezas distintas voltados à mesma finalidade — a redução do desperdício de excedentes renováveis. O conjunto normativo que emerge da Portaria Normativa nº 136/2026 representa avanço decisivo na institucionalização do armazenamento como instrumento de política energética, ao traduzir a sinergia regulatório-tributária de projeto em calendário concreto, com os primeiros leilões previstos para dezembro de 2026 e o início de fornecimento fixado para agosto de 2028. A efetividade desse avanço no horizonte 2026-2033, contudo, ainda depende de complementações normativas específicas identificadas ao longo deste capítulo, que será analisado na seção seguinte

4.4 PROPOSIÇÕES NORMATIVAS PARA O PERÍODO TRANSITÓRIO 2026-2033

Com base na análise empírica apresentada na seção 4.1, na análise tributária desenvolvida na seção 4.2 e na discussão sobre a sinergia entre regulação e tributação feita na seção 4.3, esta seção apresenta propostas normativas voltadas ao período de transição entre 2026 e 2033, quando ainda coexistirão o regime anterior do ICMS, do PIS e da COFINS e o novo regime do IBS e da CBS, sem prejuízo da implementação gradual da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. As propostas foram organizadas em cinco grupos temáticos, todos relacionados a questões ainda em aberto identificadas ao longo desta monografia. Os três primeiros grupos tratam de aspectos regulatórios ligados ao *curtailment* e à inserção do BESS no sistema: (i) ampliação progressiva do escopo da compensação financeira por *curtailment* energético; (ii) rateio comercial proporcional entre geração centralizada e geração distribuída; e (iii) detalhamento operacional e comercial do SAE colocalizado. O quarto grupo aborda a habilitação do BESS à prestação de serviços ancilares. O quinto grupo, de natureza tributária, reúne o creditamento de IBS e CBS na aquisição de bens de capital e a qualificação ao REIDI,

instrumentos que compartilham o objetivo de reduzir a carga tributária sobre o custo inicial do investimento no período transitório 2026-2033. O objetivo não é antecipar o conteúdo de futuros atos administrativos, mas apontar caminhos compatíveis com o arcabouço jurídico vigente e com os dados empíricos já disponíveis.

4.4.1 Ampliação progressiva do escopo da compensação por *curtailment*

A primeira proposição surge de um problema bastante concreto, já que a Lei nº 15.269/2025, ao incluir ajustes na Lei nº 10.848/2004 — Lei que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica —, criou um regime de compensação financeira para os geradores afetados por *curtailment,* mas limitou sua aplicação aos cortes provocados por falhas ou restrições da rede de transmissão e confiabilidade elétrica da operação. Com isso, o *curtailment* por razão energética, isto é, aquele que ocorre quando há mais geração disponível do que a rede consegue absorver naquele momento, por insuficiência estrutural de escoamento e sem qualquer indisponibilidade de instalação de transmissão, acabou ficando fora da compensação (BRASIL, 2004a; 2025a). O ponto mais sensível é que, como mostrado na seção 4.1 com base nos cenários do Operador Nacional do Sistema Elétrico, essa é justamente a modalidade que mais cresce e que deve se tornar predominante no submercado Nordeste entre 2026 e 2029 (ONS, 2025a). Isso cria uma distância cada vez maior entre o tipo de *curtailment* que a lei abrange e aquele que de fato está mais presente no sistema.

Diante disso, propõe-se, no plano infralegal, que o Ministério de Minas e Energia abra, em ciclo regulatório seguinte, discussão específica sobre o tratamento prospectivo do *curtailment* por razão energética. A proposta não busca igualar os três tipos de *curtailment* nem compensar, de forma indiscriminada, todo corte por razão energética, já que isso poderia acabar criando incentivos ruins para a gestão do portfólio pelos próprios geradores. O que se propõe é algo mais ajustado à realidade do sistema, com a criação, no âmbito da regulamentação infralegal, de mecanismos graduais de compensação parcial para o *curtailment* energético, aplicáveis apenas aos geradores que comprovem um aproveitamento eficiente da conexão à rede e que, em contrapartida, assumam o compromisso de ajustar sua produção sempre que o ONS indicar que o sistema não tem capacidade de absorver toda a energia gerada. Em termos práticos, isso significa que o gerador que já atua de forma responsável, mas ainda assim é cortado porque a rede não consegue escoar toda a energia produzida, receberia uma compensação proporcional, ao contrário de quem injeta energia em um ponto cronicamente congestionado sem qualquer compromisso com a coordenação do despacho sistêmico.

O modelo atualmente em vigor define que — de acordo com o art. 1-B da Lei nº 10.848/2004, incluído pela Lei nº 15.269/2025 —, deverá ser compensado, no estoque retroativo — cuja operacionalização foi objeto da minuta de Termo de Compromisso submetida à Consulta Pública MME nº 210, encerrada em 16 de janeiro de 2026 —, os cortes por confiabilidade elétrica e por indisponibilidade externa, deixando de fora a razão energética. No regime permanente, contudo, a socialização via Encargo de Serviços do Sistema alcança expressamente apenas a indisponibilidade externa, nos termos do inciso VI do §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, incluído pela Lei nº 15.269/2025. As demais modalidades recebem tratamento diverso, pois o corte por razão energética é expressamente excluído — inciso II do §11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 —, ao passo que o corte por confiabilidade elétrica não é objeto de previsão expressa no §10, sendo apenas vedado nas hipóteses do inciso I do §11 do mesmo artigo, de modo que permanece controvertido — e, portanto, em aberto — o ressarcimento da confiabilidade que não se enquadre nessas vedações (MME, 2025c; BRASIL, 2004a; 2025a). A síntese dos eventos cobertos e excluídos, nos regimes retroativo e permanente, consta do Quadro 6.

Quadro 6 — Compensação por *curtailment* na Lei nº 10.848/2004, por causa do corte e por regime

Causa do Corte	Regime retroativo (art. 1º-B)	Regime permanente (§ 10, VI, e § 11)
Indisponibilidade externa (falha ou saída de instalação de transmissão externa à usina)	Coberta	Coberta, via Encargo de Serviços do Sistema (§ 10, VI)
Confiabilidade elétrica da operação	Coberta	Cobertura não expressa no § 10; vedada nas hipóteses do § 11, I (extensão controvertida)
Razão energética (sobreoferta)	Não abrangida	Excluída (§ 11, II)

Fonte: Elaboração própria com base na Lei nº 10.848/2004 (art. 1º, §§ 10 e 11, e art. 1º-B), com a redação dada pela Lei nº 15.269/2025 (BRASIL, 2004a; 2025a).

Importante registrar que o desenho legal do Quadro 6 ainda não se traduziu em pagamento efetivo, pois a operacionalização dos dois regimes continua dependente de regulamentação infralegal. No transitório, o ressarcimento condiciona-se à edição do Termo de

Compromisso pelo poder concedente — Consulta Pública nº 210 —, e, como os valores que as usinas eólicas e solares devem ressarcir custeiam a própria compensação — §5º do art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004 —, a ANEEL suspendeu por medida cautelar as respectivas reapurações de *constrained-off*, por noventa dias no Despacho nº 148/2026, de 20 de janeiro de 2026, prorrogados por mais sessenta pelo Despacho nº 1.669/2026, de 12 de maio de 2026. No permanente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, antes restrita à indisponibilidade externa, ainda não foi revista para o escopo ampliado pela Lei nº 15.269/2025, o que, até a conclusão desta monografia, mantinha em aberto o tratamento da confiabilidade elétrica (BRASIL, 2004a; ANEEL, 2022c; 2026h; 2026i; MME, 2025c).

Dessa forma, no plano legislativo, sugere-se, de forma complementar, a inserção, no §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, de dispositivo que explicite a cobertura, pelo Encargo de Serviços do Sistema, das restrições por confiabilidade elétrica da operação não imputáveis ao gerador — assim entendidas as que não se enquadrem nas hipóteses do §11, I, do mesmo artigo —, corrigindo a assimetria de técnica legislativa pela qual o texto disciplina apenas as situações em que a compensação não cabe, sem explicitar aquelas em que é devida. A essas medidas soma-se a necessidade de conclusão da regulamentação infralegal ainda pendente, ou seja, a edição do Termo de Compromisso no regime transitório e a revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022 no permanente, sem as quais nem mesmo o escopo já reconhecido em lei se converte em ressarcimento efetivo. Tanto as medidas propostas quanto essas providências regulatórias visam evitar que a assimetria apontada pelos cenários do ONS passe a desestimular de forma sistemática o investimento em fontes renováveis no submercado Nordeste.

4.4.2 Rateio comercial proporcional entre geração centralizada e geração distribuída

A segunda proposição parte de um achado empírico do Relatório Técnico DGL-ONS 0189/2025, que mostrou que, em um cenário hipotético no qual a MMGD e GD, participassem de um rateio proporcional dos cortes por razão energética, o impacto econômico sobre as usinas centralizadas cairia em cerca de 41%, sem qualquer mudança no volume físico total de energia cortada (ONS, 2025a). Em termos mais diretos, o estudo indica que hoje o peso financeiro do *curtailment* recai integralmente sobre os grandes geradores centralizados, como eólicas e solares de grande porte, enquanto a microgeração e a minigeração distribuídas, embora também contribuam para o excesso de oferta, permanecem fora do rateio. O cenário analisado pelo ONS mostra que, se todas as fontes passassem a contribuir proporcionalmente, o prejuízo suportado pelos grandes geradores seria significativamente menor.

A Consulta Pública nº 45/2019 da ANEEL, conduzida em três fases ao longo de seis anos, tentou avançar exatamente nessa direção. Em outubro de 2025, a Agência publicou a Nota Técnica nº 155/2025-SGM propondo um mecanismo de rateio proporcional entre os geradores centralizados, o que representaria um passo significativo na correção da assimetria identificada pelo ONS. Em 13 de fevereiro de 2026, contudo, a Procuradoria Federal junto à ANEEL — órgão da Advocacia-Geral da União responsável por emitir pareceres jurídicos à Agência — emitiu o Parecer nº 00010/2026/PFANEEL/PGF/AGU, que introduziu duas restrições ao encaminhamento do processo (AGU, 2026). O primeiro foi de ordem procedimental, visto que a questão da MMGD havia sido incorporada ao escopo da CP 45/2019 de forma superveniente, sem a devida análise técnica e a fundamentação exigidas pela Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 — Lei Geral das Agências Reguladoras —, o que tornou juridicamente inadequada a deliberação conjunta. O segundo foi de ordem material, em que a Procuradoria distinguiu o corte físico — a ordem do ONS para que uma usina efetivamente pare de gerar — do chamado "corte contábil" — uma redistribuição financeira posterior ao evento, na qual o prejuízo econômico é dividido entre geradores de diferentes naturezas como se todos tivessem contribuído proporcionalmente. Enquanto o rateio entre geradores centralizados foi reconhecido como juridicamente admissível, o corte contábil aplicado especificamente aos créditos da MMGD no Sistema de Compensação de Energia Elétrica foi considerado sem base legal, pois atingiria o direito adquirido pela Lei nº 14.300/2022 de compensação dos créditos de energia, sem autorização legislativa expressa (AGU, 2026). De acordo com a Procuradoria, a inclusão da MMGD no escopo da CP 45/2019 não seria adequada, e eventual inserção desse segmento no regime de *curtailment* dependeria de um procedimento próprio, com consulta pública específica, de modo que, em 24 de fevereiro de 2026, um dia após a publicação do parecer, a diretoria da ANEEL retirou de pauta o Processo nº 48500.000375/2019-83, sem divulgar nova data para deliberação (AGÊNCIA INFRA, 2026).

O impasse indica duas necessidades distintas, que precisam ser tratadas de forma separada para evitar sobreposição entre temas diferentes. Sob a perspectiva do devido processo regulatório, a ANEEL deve retomar o Processo nº 48500.000375/2019-83 em plena conformidade com suas regras, com deliberação específica sobre o rateio entre geradores centralizados, matéria para a qual o próprio parecer da AGU admite não haver impedimento jurídico, sem misturá-la à discussão sobre a MMGD. A segunda, de ordem legislativa, é mais complexa e exige um cuidado que a formulação do corte contábil, tal como debatida na CP 45/2019, não demonstrou. É necessário distinguir dois planos que o debate regulatório frequentemente confunde, primeiro o da causalidade técnica e segundo o da responsabilidade

regulatória. Sob a perspectiva técnica, os dados do ONS são claros ao indicar que a MMGD, por não se submeter ao controle centralizado do sistema, contribui para o desequilíbrio entre oferta e demanda, ampliando a necessidade de cortes nas usinas centralizadas (ONS, 2025a). No mesmo sentido, Vieira et al. (2026), mostram que em cenários de excedente de energia, a geração distribuída, predominantemente solar, responde como principal causa dos cortes, que afetam tanto a geração solar quanto a eólica.

Contudo, essa constatação não se projeta automaticamente para o plano jurídico-regulatório quando se observa que o *prosumer* que instalou sistemas fotovoltaicos o fez amparado pela Lei nº 14.300/2022 e orientado por uma política pública voltada à massificação da geração distribuída. Nesse contexto, não lhe caberia responsabilidade sobre decisões estruturais do sistema, como a localização de subestações, a expansão da transmissão ou eventuais falhas de planejamento que converteram o excesso de geração em um problema sistêmico.

Portanto, a causa do impasse não pode ser atribuída às pessoas que aderiram ao sistema, mas na atuação estatal, que promoveu incentivos amplos à expansão da MMGD sem assegurar, em paralelo, a infraestrutura necessária para sua adequada integração. Contribuir tecnicamente para um desequilíbrio não equivale a assumir responsabilidade regulatória por ele — distinção essencial para a construção de soluções normativas coerentes. Transferir ao *prosumer*, de forma retroativa, o ônus financeiro decorrente desse descompasso significaria inverter a lógica do risco regulatório e comprometer a confiança nas políticas públicas, desestimulando justamente o comportamento que se buscou incentivar.

A inviabilidade do corte contábil não é apenas jurídica, mas também operacional, o que reforça ainda mais a inadequação de sua aplicação retroativa. Para que o desconto de créditos no SCEE fosse aplicado com equidade individual, seria necessário saber, para cada instalação de MMGD, exatamente quanto de energia foi injetada na rede durante cada janela de *curtailment*. Entretanto, a grande maioria dos medidores instalados nas unidades de microgeração e minigeração distribuída no Brasil são medidores bidirecionais simples, que registram o total de energia injetada no mês, sem granularidade horária. Na ausência de dados temporais precisos, o desconto de créditos só poderia ser feito por estimativa estatística — calculando-se, com base na irradiação solar da região e na capacidade instalada, o quanto a MMGD provavelmente gerou durante aquele período. Essa abordagem agregada produziria inevitáveis injustiças individuais, visto que, o *prosumer* cujo sistema estava nublado, desligado ou em manutenção durante o evento de *curtailment* seria penalizado por energia que não gerou. Aplicar sanção financeira com base em presunção estatística, sobre créditos já constituídos por

energia efetivamente injetada, seria incompatível com os princípios de legalidade e de segurança jurídica que estruturam o regime regulatório brasileiro. A solução tecnicamente correta — medidores inteligentes com comunicação em tempo real e registro horário da injeção — está em processo de implantação pela ANEEL (MME, 2026a; ANEEL, 2026c), mas ainda sem cobertura universal, o que torna prematuro qualquer regime de corte contábil individual enquanto essa infraestrutura não estiver consolidada.

Diante disso, a proposição desta monografia distingue-se daquela discutida na CP 45/2019, ao defender a atuação do Congresso Nacional na criação de dois mecanismos complementares, em vez de autorizar o corte contábil sobre créditos já constituídos. O primeiro, aplicável ao período já transcorrido, consistiria na socialização tarifária dos custos associados ao *curtailment* energético decorrente da insuficiência de infraestrutura, distribuindo-os entre todos os usuários do sistema. Isto estaria em linha com o modelo já adotado para a alocação de custos no sistema, como o inciso VI do §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, inserido pelo art. 9º da Lei nº 15.269/2025, que socializa entre os consumidores, via Encargo de Serviços do Sistema, os custos do *curtailment* por indisponibilidade externa (BRASIL, 2004a; 2025a). Se o Estado já reconheceu que o ônus do *curtailment* por falha de rede deve ser distribuído coletivamente, e não suportado individualmente pelo gerador, a extensão dessa mesma lógica ao *curtailment* por razão energética — cujo crescimento decorre igualmente de um déficit de planejamento estatal — é não apenas coerente, mas constitucionalmente respaldada pelo princípio da isonomia entre partes que se encontram em situação fático-jurídica equivalente.

O segundo, direcionado às situações futuras, estabeleceria critérios de acesso à rede condicionados à efetiva capacidade de absorção local, de modo a evitar a conexão de novos projetos em áreas estruturalmente saturadas, além da instalação de medidores inteligentes com comunicação em tempo real nesses projetos. Tal medida preserva os direitos adquiridos dos atuais *prosumers* e se alinha à recomendação do ONS de incorporar o *curtailment* à análise de custos e benefícios da geração distribuída para unidades que ingressarem no sistema após 2029, nos termos dos arts. 17 e 27 da Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022a; ONS, 2025a).

4.4.3 Detalhamento operacional e comercial do SAE colocalizado

A terceira proposição trata do detalhamento operacional e comercial do SAE colocalizado, modalidade em que o sistema de armazenamento em baterias é instalado fisicamente no mesmo ponto de conexão de uma usina de geração renovável. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.162/2026 já estabeleceu o marco de acesso, uso e comercialização dessa modalidade — definindo-a, conforme o inciso XLV-D inserido na REN nº 1.000/2021,

disciplinando, em seu art. 149, §5º, a contratação de demanda de injeção com limite de desconto de 30%, e dedicando-lhe capítulo próprio de comercialização —, de modo que a proposição adiante se concentra nos aspectos ainda pendentes (ANEEL, 2025c; 2026g).

A colocalização tem papel relevante na mitigação do *curtailment* energético porque permite que o BESS instalado junto à usina absorva o excedente que, de outro modo, seria cortado pelo ONS e o disponibilize nos momentos de maior demanda, reduzindo a perda de geração sem exigir reforços imediatos na transmissão. Esse potencial se torna ainda mais importante no submercado Nordeste, onde o *curtailment* por razão energética se concentra, e o próprio ONS já recomenda a integração eficiente de sistemas de armazenamento ao SIN como forma de ampliar a flexibilidade da operação e aproveitar melhor esse excedente (ONS, 2025a). Entre as alternativas hoje disponíveis para reduzir o *curtailment* nas usinas renováveis despachadas centralizadamente, a colocalização se destaca por impor menor impacto sistêmico, já que aproveita o excedente no próprio ponto de conexão da usina geradora, dispensa novos reforços de transmissão, não altera a lógica de despacho do operador e pode ser implementada sem ampliar a capacidade de conexão já outorgada. Medeiros (2024) reforça essa alternativa ao desenvolver, com foco no submercado Nordeste, um método para calcular o tamanho ideal das baterias em grandes usinas renováveis conectadas à rede de transmissão, com o objetivo de evitar os cortes de geração e dar mais flexibilidade à operação do sistema.

No contexto brasileiro, essa solução já começa a sair do campo apenas teórico e passa a ganhar forma na prática, visto que, desde março de 2023, conta com o primeiro BESS de grande escala integrado ao sistema de transmissão, o sistema de 30 MW/60 MWh da ISA CTEEP em Registro, São Paulo, classificado como SAE autônomo de reforço de transmissão e, por isso, distinto da modalidade colocalizada com central geradora, experiência que evidencia a maturidade tecnológica da solução e reforça a necessidade de uma solução, cuja estrutura regulatória de acesso e uso veio a ser estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.162/2026, remanescendo o detalhamento operacional e comercial (ANEEL, 2023; 2026g). Além disso, em abril de 2026, a ANEEL autorizou a primeira unidade armazenadora vinculada a uma usina solar no país, sinalizando que a colocalização começa a ser operacionalizada (ANEEL, 2026b). Ao examinar esse tipo de solução, Haas (2024) demonstra que acoplar baterias a uma usina fotovoltaica a transforma em fonte despachável e que, com a operação do armazenamento bem ajustada, eleva a rentabilidade da usina, além de suavizar a injeção de potência na rede.

A Portaria Normativa nº 136/2026 do MME representou avanço concreto ao permitir expressamente, em seu art. 4º, §1º, II, que SAEs instalados no mesmo ponto de conexão de

outros agentes participem dos leilões de capacidade de armazenamento (MME, 2026b). A portaria também estabelece, em seu art. 4º, §6º, o conceito de Ponto de Medição Individual — PMI — prevendo expressamente cenários com compartilhamento de infraestrutura entre agentes, e determina, no §7º, que sua localização será definida por critérios do ONS e da CCEE. Essa abertura remetia à ANEEL, por força do art. 9º, §1º desta referida Portaria, a tarefa de disciplinar as regras de acesso e uso das redes de transmissão e de distribuição aplicáveis aos SAEs, compreendendo os aspectos de conexão e uso e os ajustes necessários à sua integração ao setor elétrico, objeto esse que foi substancialmente disciplinado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.162/2026, que fixou as regras de acesso e uso das redes e a comercialização aplicáveis ao SAE colocalizado.

Remanescem, contudo, duas camadas de detalhamento, sendo a primeira, o detalhamento dos critérios operacionais do PMI para cenários de infraestrutura compartilhada, dependente da proposta de atualização dos Procedimentos de Rede que o ONS deve encaminhar à Agência no prazo de 180 dias — art. 17 da REN nº 1.162/2026 —, e a segunda, a operacionalização da liquidação na CCEE, dependente da proposta de alteração das Regras e Procedimentos de Comercialização a cargo da CCEE no mesmo prazo — art. 18. Enquanto essas propostas não forem apresentadas e homologadas, o empreendedor que participe dos leilões com um SAE colocalizado poderá inscrever o projeto, mas não terá plena segurança jurídica sobre a operacionalização da liquidação da interação entre geradora e armazenador na CCEE (ANEEL, 2026g; MME, 2026b).

Dessa forma, a proposição desta monografia é a de que o ONS e a CCEE, no cumprimento dos prazos de 180 dias fixados nos arts. 17 e 18 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.162/2026, e a ANEEL, na subsequente homologação dessas propostas, detalhem os critérios operacionais do PMI para cenários de compartilhamento de infraestrutura e a operacionalização da liquidação na CCEE aplicáveis ao SAE colocalizado, complementando o marco de acesso, uso e comercialização já estabelecido, de modo a assegurar que os empreendedores instalados nos barramentos do Nordeste já elegíveis à bonificação de localização pelo Anexo II da Portaria 136/2026 possam converter essa vantagem competitiva em projetos efetivamente viáveis de mitigação do *curtailment* por razão energética (ANEEL, 2026g; MME, 2026b; BRASIL, 2025a).

4.4.4 Regulamentação dos serviços ancilares prestados por sistemas de armazenamento

A quarta proposição parte do diagnóstico regulatório construído na seção 3.3.2 desta monografia, onde se demonstrou que os sistemas de armazenamento em baterias têm

capacidade técnica reconhecida para prestar seis categorias de serviços ancilares ao SIN — controle primário de frequência, controle secundário de frequência, controle de tensão e potência reativa, reserva de potência operativa, autorrestabelecimento do sistema (*black start*) e Sistema Especial de Proteção —, e que, para cada uma dessas categorias, a ANEEL ainda não havia definido critérios concretos de remuneração — vide Quadro 5 e Figura 2, seção 3.3.2. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.162/2026 admitiu, em seu art. 33-B, a prestação de serviços ancilares por SAE autônomo ou colocalizado, sem, contudo, disciplinar a respectiva remuneração, de modo que a plena operacionalização desse reconhecimento depende da atualização dos Procedimentos de Rede — notadamente do Submódulo 14.1, que administra os serviços ancilares e ainda não contempla o BESS entre os agentes habilitados —, para a qual o art. 17 da Resolução fixou prazo de 180 dias para a proposta do ONS (ANEEL, 2026d; 2026g; ONS, 2019).

A proposição central é a de que a regulamentação infralegal preveja remuneração específica para cada um desses serviços, de modo a viabilizar o que a própria ANEEL denomina empilhamento de serviços — a combinação de diferentes fluxos de remuneração compatíveis entre si, como a reserva de potência contratada nos leilões e a prestação simultânea ou sequencial de serviços ancilares (ANEEL, 2025a; 2026d). Do ponto de vista técnico, essa prestação já é viável, pois Torres et al. (2023), com base em simulações que seguiram critérios exigidos pelo ONS, mostram que as baterias têm capacidade operacional para prestar esses serviços ao sistema elétrico, de modo que o obstáculo ao empilhamento de receitas é regulatório, e não tecnológico. Sem essa previsibilidade, os projetos contratados nos leilões de dezembro de 2026 tendem a depender exclusivamente das receitas de capacidade e de arbitragem de energia, configuração que pode comprometer o atingimento do patamar de viabilidade econômica identificado pela PSR (MME, 2026b; PSR, 2025).

4.4.5 Instrumentos tributários de apoio ao investimento em BESS: creditamento de IBS/CBS e qualificação ao REIDI

A quinta e última proposição reúne os dois principais instrumentos tributários voltados ao apoio do investimento em BESS no período transitório de 2026 a 2033, que são o creditamento do IBS e da CBS na aquisição de bens de capital e a qualificação ao REIDI. Embora tenham origens normativas distintas, já que o primeiro decorre da não cumulatividade instituída pela Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025, enquanto o segundo resulta da extensão promovida pelo art. 22 da Lei nº 15.269/2025 à Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, ambos seguem na mesma direção, ao reduzir a carga tributária incidente sobre o custo

inicial dos projetos de armazenamento, que a meta-análise da PSR identifica como o principal obstáculo à viabilidade econômica do segmento no Brasil (PSR, 2025; BRASIL, 2025a; 2025b).

No que se refere ao creditamento de IBS e CBS, o ponto de partida é compreender como funciona o período de transição, porque é justamente ele que cria os principais efeitos práticos para os projetos de armazenamento. A Lei Complementar nº 214/2025 institui o IBS como tributo compartilhado entre estados e municípios e atribui ao Comitê Gestor do IBS, criado pela própria lei, a função de editar normas operacionais em conjunto com o Poder Executivo federal, responsável pela CBS. Esse novo modelo não entra em vigor de uma só vez, já que entre 2026 e 2032 o IBS será aplicado com alíquotas crescentes e reduzidas, enquanto ICMS e ISS serão gradualmente extintos, de modo que somente a partir de 2033 as alíquotas plenas do IBS e da CBS passarão a valer integralmente (BRASIL, 2025b). Na prática, isso cria uma dificuldade concreta para os projetos de armazenamento, porque o investidor que participar dos leilões de dezembro de 2026 firmará contratos de quinze anos, com fornecimento até 2043, e terá de projetar o custo tributário do investimento ao longo de todo esse período, inclusive entre 2027 e 2033, quando o IBS já incidirá de forma crescente sobre a aquisição dos equipamentos. Caso as regras de creditamento de IBS sobre bens de capital de BESS ainda não estejam definidas no momento dos leilões, o investidor ficará sem previsibilidade sobre uma parcela relevante do custo do projeto por um período muito longo, o que tende a ser incorporado ao lance como risco adicional e pode reduzir a competitividade das propostas, além de comprometer a viabilidade econômica dos empreendimentos que já operam no limite (TAKATA, 2025) (PSR, 2025).

Nesse contexto, o creditamento ocupa papel central na lógica da não cumulatividade que estrutura o IBS e a CBS, porque, no modelo adotado pela LC nº 214/2025, classificado pela doutrina como crédito financeiro de base ampla, o tributo pago na aquisição de bens e serviços gera créditos que o contribuinte pode utilizar para abater o IBS ou a CBS devidos sobre suas próprias receitas futuras, sem que isso dependa da essencialidade dos insumos adquiridos (RIBEIRO, 2026). Para quem desenvolve um BESS, isso significa que o IBS incidente sobre a compra de baterias, inversores e transformadores, que são itens de custo elevado, poderá gerar créditos compensáveis com o IBS incidente sobre as receitas do projeto ao longo da vigência do contrato.

A questão mais importante, porém, está nos bens de capital, já que essas aquisições costumam exigir um desembolso elevado e, ao mesmo tempo, o aproveitamento do crédito nem sempre acompanha o momento da compra, uma vez que o bem passa a integrar de forma duradoura o ativo imobilizado da empresa (SCHOUERI; GALDINO, 2025). Justamente para lidar com esse desalinhamento financeiro, o art. 109 da LC nº 214/2025 autoriza o Poder

Executivo e o Comitê Gestor a adotarem, por ato conjunto, a suspensão do pagamento do IBS e da CBS, seguida de alíquota zero nas aquisições de bens incorporados ao ativo imobilizado do adquirente (SCHOUERI; GALDINO, 2025; BRASIL, 2025b). Esse mecanismo, no entanto, ainda depende de regulamentação prévia para produzir efeitos, e é exatamente essa regulamentação que não existe, por ora, para equipamentos de BESS.

Para que o investidor consiga incorporar o creditamento ao seu modelo de viabilidade antes de licitar, três pontos precisam estar definidos em ato normativo anterior ao leilão. O primeiro diz respeito ao campo de incidência, isto é, se as receitas do LRCAP, especialmente a Receita Fixa de disponibilidade de potência, estão dentro do escopo de tributação pelo IBS, o que determinará a existência de débito futuro contra o qual os créditos serão aproveitados. O segundo envolve a aplicação do art. 109 aos equipamentos de BESS, para saber se a incorporação ao ativo imobilizado do projeto poderá mesmo gerar suspensão seguida de alíquota zero e em quais condições isso ocorrerá. O terceiro trata da existência ou não de mecanismo de ressarcimento quando os créditos acumulados superarem o débito anual, possibilidade admitida pela LC nº 214/2025, mas que ainda exige regra própria quanto a prazos e documentação (RIBEIRO, 2026; BRASIL, 2025b). Sem resposta para esses três pontos, o custo tributário efetivo do projeto permanece indefinido por parte relevante do período contratual, o que a doutrina reconhece como incompatível com a legítima expectativa dos contribuintes que adquirem bens de capital sob regras cuja alteração posterior poderia inviabilizar o investimento (RIBEIRO, 2026). Assim sendo, a proposta não visa antecipar a entrada em vigor do IBS, que já está regulamentada, mas de oferecer segurança jurídica anterior ao leilão sobre como o creditamento funcionará para esse tipo de ativo ao longo dos anos em que o IBS estará em vigor com alíquotas crescentes, evitando que a incerteza transitória atrase as decisões de investimento

No que se refere ao REIDI, a proposta desta monografia se insere na interface entre o direito tributário e o direito administrativo regulatório, porque trata da forma como o regime especial pode ser efetivamente operacionalizado para o segmento de armazenamento. A Lei nº 15.269/2025 estendeu o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura aos sistemas de armazenamento de energia ao incluir o art. 2º-A na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, prevendo que o benefício alcança projetos de investimento voltados a sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de promover a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico (BRASIL, 2007a; 2025a). Com isso, passaram a coexistir dois instrumentos complementares de desoneração, já que a Lei nº 11.488/2007 suspende o PIS e a COFINS sobre a aquisição de equipamentos e serviços vinculados à obra de

infraestrutura, enquanto o art. 106 da Lei Complementar nº 214/2025 estende a suspensão ao IBS e à CBS nas mesmas operações, convertendo-a em alíquota zero após a incorporação do bem ao ativo imobilizado e assegurando cobertura ao longo de todo o período de transição entre os regimes tributários (BRASIL, 2025b). Esses dois mecanismos podem ser aproveitados por cinco anos, contados da data de habilitação da pessoa jurídica titular do projeto no REIDI. A própria lei, no entanto, limita a vigência do benefício ao período de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2030, com teto de renúncia fiscal de R$ 1 bilhão por exercício, condicionado à previsão na respectiva lei orçamentária anual (BRASIL, 2025a). Além disso, o benefício depende da aprovação do projeto pelo Ministério de Minas e Energia, por meio de portaria de enquadramento, e da habilitação formal perante a Secretaria da Receita Federal do Brasil, em procedimento regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, cujo art. 5º restringe o setor de energia a projetos de geração, co-geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sem contemplar sistemas de armazenamento de energia (BRASIL, 2007b). O entrave, contudo, está precisamente nessa etapa, pois, até a data de elaboração desta monografia, o Ministério de Minas e Energia ainda não havia editado portaria de enquadramento ao REIDI para projetos de BESS, de modo que o benefício instituído pela Lei nº 15.269/2025 permanece sem amparo procedimental para sua efetivação (MME, 2026c).

Essa situação tem impacto econômico direto porque a suspensão de PIS, COFINS, IBS e CBS sobre a aquisição de equipamentos e serviços vinculados ao projeto reduz justamente o custo inicial, que a meta-análise da PSR identifica como o principal entrave à viabilidade dos projetos de armazenamento no Brasil, visto que os custos tributários podem chegar a representar 76% do custo de um sistema de baterias importado (PSR, 2025).

Ainda assim, dois obstáculos estruturais limitam a efetividade do benefício para os projetos que disputarão os leilões de dezembro de 2026. O primeiro é a ausência de regulamentação infralegal, pois, sem a atualização do Decreto nº 6.144/2007 para contemplar os sistemas de armazenamento de energia e sem a edição de portaria de enquadramento pelo Ministério de Minas e Energia, a habilitação ao regime fica sem base procedimental, o que faz com que o benefício exista apenas no plano legal. O segundo é a limitação temporal, visto que a vigência termina em 31 de dezembro de 2030 — Lei nº 15.269/2025, art. 22, §2º, inciso II — , mas os contratos firmados nos leilões de dezembro de 2026 se estendem por quinze anos, até 2043 — PN MME nº 136/2026, art. 9º, §2º, incisos I e II —. Além disso, a vida útil das baterias de íon de lítio varia entre cinco e quinze anos, de modo que projetos com início de suprimento em 2028 podem precisar substituir módulos a partir de 2033, quando o benefício já terá expirado há três anos (PSR, 2025).

Diante desse cenário, a proposta pode ser organizada em dois planos de ação que se complementam. No plano infralegal, o Ministério de Minas e Energia e a Receita Federal do Brasil deveriam editar, antes da realização dos leilões de dezembro de 2026, ato normativo conjunto para atualizar o Decreto nº 6.144/2007, incluir os sistemas de armazenamento de energia, definir critérios objetivos de habilitação para projetos de BESS e estabelecer parâmetros para a alocação do teto de renúncia fiscal de R$ 1 bilhão por exercício. No plano legislativo, caberia ao Poder Executivo encaminhar ao Congresso Nacional, com urgência compatível com o calendário dos leilões, proposta de extensão da vigência do benefício para além de 2030, de modo a compatibilizá-la com o ciclo real de investimento dos projetos. Diferentemente de usinas de geração convencional, cujo custo de capital se concentra na fase de construção, sistemas de armazenamento em baterias demandam reposição de módulos ao longo de toda a vida do contrato, dado que as baterias se degradam com o uso. Um benefício fiscal que expira em 2030 cobre apenas a fase inicial do projeto, deixando descobertos os custos de reposição que ocorrerão durante os quinze anos de contrato, o que reduz significativamente o valor econômico real do incentivo para o investidor (BRASIL, 2007a; 2007b; 2025c; 2025a; PSR, 2025).

A ausência dessas medidas, quando considerada em conjunto, compromete a própria lógica do incentivo, porque o investidor que avalia a viabilidade de um projeto de BESS antes dos leilões de dezembro de 2026 precisa estimar o impacto tributário ao longo de quinze anos de contrato. Se o benefício existe apenas no texto da lei, mas não pode ser utilizado por falta de regulamentação, ou se sua vigência termina antes mesmo de surgirem os principais custos de reposição, ele perde relevância na avaliação econômica do projeto. Nesse contexto, o REIDI acaba funcionando mais como uma promessa sem efeito prático do que como um instrumento capaz de promover a sinergia entre os marcos tributário e regulatório que a Lei nº 15.269/2025 busca construir.

4.5 CONCLUSÃO

As análises deste capítulo cruzaram dados empíricos, instrumentos tributários e mecanismos regulatórios para chegar a um diagnóstico que pode ser organizado em três conclusões parciais, todas com base direta nos documentos e normas examinados.

A primeira é de natureza empírica, na medida em que os dados produzidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico indicam que, no horizonte 2026-2029, o *curtailment* de fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional tende a se agravar e a assumir uma

composição na qual a modalidade energética — justamente aquela excluída do regime de compensação financeira instituído pela Lei nº 15.269/2025 — se tornará dominante. O submercado Nordeste concentra a maior parcela dessa pressão, em razão da desproporção entre a capacidade instalada de geração intermitente e a capacidade de escoamento disponível. Esse diagnóstico impõe ao ordenamento jurídico um problema concreto, porque o instrumento normativo de compensação financeira já existente não alcança o tipo de corte que mais cresce.

No plano analítico, o capítulo mostra que a sinergia entre instrumentos tributários e regulatórios não decorre, por si só, da mera existência de normas favoráveis ao armazenamento. Para que essa convergência produza efeitos reais, é necessário que os instrumentos atuem de forma coordenada em dois aspectos da viabilidade dos projetos, ou seja, reduzindo o custo inicial do investimento e, ao mesmo tempo, ampliando as fontes de receita e a previsibilidade contratual. A Portaria Normativa MME nº 136/2026 — que estabelece as diretrizes e regras para a contratação de potência elétrica proveniente de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) — representou avanço decisivo ao traduzir essa convergência em calendário concreto, mas a sua efetividade permanece condicionada à resolução das ausências de regulamentação identificadas ao longo do capítulo. A esses limites regulatórios soma-se um de ordem econômica, pois o *curtailment* por razão energética nasce de uma sobreoferta estrutural que a desoneração tributária e o desenho regulatório aqui examinados não bastam para resolver. Como tais instrumentos reduzem sobretudo o custo tributário, a capacidade do ordenamento de reduzir o desperdício renovável depende também da queda dos custos de tecnologia e da adoção de tarifas que remunerem a flexibilidade, condições sem as quais o BESS dificilmente se tornará atrativo na escala que o sistema exige, o que evidencia que a convergência entre os instrumentos, embora necessária, não garante, sozinha, a mitigação do desperdício renovável.

No plano de propostas, os cinco itens da seção 4.4 não pretendem compor um programa completo de reformas, mas apresentar intervenções pontuais voltadas aos principais entraves revelados pela análise empírica e regulatória. Três delas — a ampliação do escopo da compensação por *curtailment*, no plano infralegal para a razão energética e no legislativo para a confiabilidade não imputável ao gerador, o rateio proporcional entre geração centralizada e distribuída e o detalhamento operacional e comercial do SAE colocalizado, complementar ao marco já fixado pela REN nº 1.162/2026 — respondem diretamente à dimensão regulatória do problema. A quarta, ao regulamentar os serviços ancilares prestados por sistemas de armazenamento, abre a possibilidade da pluralidade de receitas, essencial para a viabilidade de longo prazo dos projetos. A quinta, de natureza tributária, atua sobre o custo inicial do

investimento por meio do creditamento de IBS e CBS e da operacionalização do REIDI para o segmento, mas enfrenta obstáculos procedimentais e temporais que precisam ser superados antes dos leilões de dezembro de 2026 para que os incentivos produzam efeito real nas decisões de investimento.

O que liga esses três planos é que o arcabouço normativo construído entre a Lei Complementar nº 214/2025 e a Lei nº 15.269/2025 contém elementos essenciais para viabilizar a sinergia regulatório-tributária em torno do armazenamento em baterias, mas não é suficiente para concretizá-la. Converter essas previsões legais em condições operacionais concretas depende de atos infralegais e de iniciativas legislativas complementares, adotados com tempestividade compatível com o calendário dos primeiros leilões de capacidade para sistemas de armazenamento de energia, o que exige mais do que a sua mera edição às vésperas dos certames. Como o investidor forma e precifica seus lances a partir do arcabouço normativo conhecido no momento da decisão de investir, a regra publicada na proximidade do leilão chega tarde demais para influenciar a proposta, e a incerteza remanescente tende a ser incorporada ao lance como prêmio de risco, elevando o custo contratado ou reduzindo a competitividade das ofertas. Por isso, para produzirem efeito real sobre as decisões de investimento, as medidas propostas nesta seção — em especial a remuneração dos serviços ancilares, o creditamento de IBS e CBS e o enquadramento ao REIDI — precisam estar concluídas com antecedência bastante para que os empreendedores as reflitam em seus modelos de viabilidade antes da apresentação das propostas, e não apenas antes da assinatura dos contratos.

5. CONCLUSÃO

Esta monografia investigou em que medida o ordenamento jurídico-regulatório formado pela transição tributária para o Imposto sobre Bens e Serviços, no período 2026-2033, e pela modernização do marco setorial operada pela Lei nº 15.269/2025 se mostra apto a mitigar o desperdício de excedentes renováveis solares e eólicos no Sistema Interligado Nacional, por meio da ampliação do Ambiente de Contratação Livre e da viabilização jurídica e econômica dos sistemas de armazenamento em baterias. A pesquisa organizou-se em três capítulos centrais, que respondem, de forma encadeada, aos cinco objetivos específicos fixados na Introdução, e permitem agora retomar o problema de pesquisa e examinar a confirmação da hipótese.

No plano tributário, o Capítulo 2 demonstrou que a Emenda Constitucional nº 132/2023 e a Lei Complementar nº 214/2025 reconfiguram de modo estrutural o ambiente fiscal da cadeia produtiva da energia elétrica. Os princípios da neutralidade tributária e da não cumulatividade plena, conjugados ao desenho de IVA dual, tendem a eliminar progressivamente as cascatas que historicamente oneravam os investimentos do setor e, no caso dos sistemas de armazenamento, deverão corrigir uma distorção cuja carga tributária podia alcançar até 79% do custo de implantação em cenário sem incentivos. A análise evidenciou, porém, que a desoneração promovida pelo IBS, embora corrija focos relevantes de cumulatividade sobre o *Capex* e o *Opex* dos BESS, constitui condição necessária, mas não suficiente para assegurar sua plena integração ao sistema, pois a operação comercial desses ativos depende, adicionalmente, de remuneração regulatória específica ainda em elaboração pela ANEEL.

No plano regulatório, o Capítulo 3 examinou a Lei nº 15.269/2025 e mostrou que ela alcança simultaneamente cinco eixos do setor elétrico, ao consolidar o calendário de abertura do Ambiente de Contratação Livre, reconhecer o armazenamento em baterias como segmento autônomo sujeito a outorga, instituir regime de compensação por *curtailment*, ampliar os benefícios fiscais aplicáveis ao segmento e promover ajustes pontuais sobre a microgeração e a minigeração distribuída regulada pela Lei nº 14.300/2022. A análise revelou, contudo, uma limitação importante, qual seja, o regime de compensação socializa em caráter permanente apenas os cortes por indisponibilidade externa — inciso VI do §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, incluído pela Lei nº 15.269/2025 —, compensando a confiabilidade elétrica de forma expressa apenas no estoque retroativo — art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004, incluído pela Lei nº 15.269/2025 —, permanecendo controvertida sua cobertura no regime permanente, e excluindo os cortes por razão energética. A conexão entre as reformas tributária e elétrica

apresenta-se, portanto, muito mais como uma possibilidade em construção do que como uma integração já consolidada.

No plano empírico, o Capítulo 4 cruzou indicadores públicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e alcançou um diagnóstico convergente. Os dados projetam que, no horizonte 2026-2029, o *curtailment* de fontes renováveis tende a se agravar e a assumir composição na qual a modalidade por razão energética, justamente a excluída do regime de compensação, se torna dominante, com concentração expressiva no submercado Nordeste. A análise demonstrou ainda que a sinergia entre os instrumentos tributários e regulatórios não decorre da mera existência de normas favoráveis ao armazenamento, mas exige atuação coordenada em dois aspectos da viabilidade dos projetos, isto é, a redução do custo inicial do investimento e a ampliação simultânea das fontes de receita e da previsibilidade contratual.

Três delas respondem à dimensão regulatória do problema, a saber, a ampliação do escopo da compensação por *curtailment* — para alcançar, no plano infralegal, a modalidade por razão energética e, no plano legislativo, as hipóteses de cobertura da confiabilidade elétrica não imputável ao gerador —, o rateio proporcional do ônus dos cortes entre geração centralizada e distribuída e o detalhamento operacional e comercial do sistema de armazenamento colocalizado, complementar ao marco de acesso e uso já fixado pela REN nº 1.162/2026. As demais voltam-se à remuneração dos serviços ancilares prestados pelos BESS e à articulação dos instrumentos tributários de apoio ao investimento, que reúne o creditamento de IBS e CBS e a qualificação ao REIDI, cuja efetividade depende tanto de regulamentação infralegal quanto de ajuste legislativo, de modo a torná-los aproveitáveis já no desenho dos primeiros leilões de capacidade. Tais intervenções não pretendem compor um programa completo de reformas, mas indicar ajustes pontuais e tecnicamente delimitados, compatíveis com o calendário dos leilões previstos para dezembro de 2026, exigência mais rigorosa do que a simples anterioridade formal a esses leilões. Isso porque o investidor forma seus lances antes da disputa e neles incorpora, como prêmio de risco, toda regra ainda indefinida no momento da decisão, de modo que regulamentar a remuneração dos serviços ancilares, o creditamento de IBS e CBS e o enquadramento ao REIDI apenas às vésperas do leilão equivaleria, na prática, a não os regulamentar a tempo, pois a incerteza já teria sido precificada e repassada ao custo da contratação. A efetividade da articulação aqui analisada depende, assim, de que essas decisões sejam concluídas com antecedência suficiente para que os empreendedores as incorporem a seus modelos de viabilidade antes de apresentar suas propostas, condição sem a qual mesmo os

instrumentos já previstos em lei podem perder parte de seu efeito sobre a redução do desperdício renovável.

Considerados esses resultados, a hipótese de pesquisa confirma-se apenas parcialmente, pois a articulação entre a neutralidade tributária construída pela Lei Complementar nº 214/2025 e os mecanismos regulatórios introduzidos pela Lei nº 15.269/2025 efetivamente cria condições jurídicas favoráveis à mitigação do *curtailment* ao longo do período 2026-2033, na medida em que reduz a carga fiscal sobre o armazenamento e reconhece, no plano legal, os instrumentos necessários à integração das fontes renováveis intermitentes. Essa potencialidade, no entanto, permanece condicionada à regulamentação infralegal pendente, em especial quanto à remuneração dos serviços ancilares e ao desenho do regime de compensação, cujo escopo atual deixa de fora exatamente a modalidade de corte que os próprios cenários oficiais apontam como dominante. A resposta ao problema de pesquisa é, assim, qualificada, pois o novo ordenamento mostra-se apto a mitigar o desperdício de excedentes renováveis, mas a efetividade dessa aptidão depende de decisões regulatórias e legislativas ainda não tomadas.

O trabalho reconhece os limites de seu próprio alcance, na medida em que a análise se desenvolveu sobre um marco normativo em formação, sujeito a alterações nos atos infralegais que o concretizarão, e adotou recorte espacial no submercado Nordeste, o que recomenda cautela na generalização de seus achados para outros subsistemas. Abrem-se, por isso, frentes de investigação futura, entre as quais o acompanhamento da regulamentação dos serviços ancilares e da compensação por *curtailment*, a avaliação empírica dos primeiros leilões de capacidade para armazenamento e o exame dos efeitos distributivos e federativos da transição tributária sobre os Estados produtores de energia renovável.

Em síntese, o período 2026-2033 configura uma janela de oportunidade em que o Direito Tributário e o Direito da Energia, se atuarem de forma coordenada e tempestiva, podem converter a desoneração do armazenamento e a abertura do mercado livre em redução efetiva do desperdício renovável no Sistema Interligado Nacional. A concretização desse potencial dependerá menos da maturidade técnica das soluções, já demonstrada, do que da capacidade do legislador e do regulador de remunerar a flexibilidade e distribuir de forma equilibrada os custos da transição, em tempo hábil para os primeiros leilões de capacidade.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INFRA. CARREGOSA, Lais; CAMPOS JR., Geraldo; WANZELLER, Marisa. ANEEL: Parecer abre espaço para cortes de GD solar e preocupa segmento. Brasília: Agência iNFRA, 24 fev. 2026. Disponível em: https://agenciainfra.com/blog/aneel-parecer-abre-espaco-para-cortes-de-gd-solar-e-preocupa-segmento/. Acesso em: 03 jun. 2026.

AGU — ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO. Procuradoria Federal junto à Agência Nacional de Energia Elétrica. Parecer nº 00010/2026/PFANEEL/PGF/AGU. NUP: 48500.000375/2019-83. Assunto: CP 45/2019 — Possibilidade de Corte de Geração de MMGD. Brasília: AGU, 13 fev. 2026. Disponível em: https://agenciainfra.com/blog/wp-content/uploads/2026/02/Parecer_CP-45_MMGD.pdf. Acesso em: 03 jun. 2026.

AMORIM, Caique. Volt Robotics calcula perdas de R$ 6 bi com *curtailment* em 2025. Canal Solar, Campinas, 26 dez. 2025. Disponível em: https://canalsolar.com.br/perdas-6-bi-*curtailment*-2025/. Acesso em: 20 mai. 2026

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Brasília, DF: ANEEL, 2006. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.html. Acesso em: 16 maio 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/. Acesso em: 21 mai. 2026.

ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://leis.org/institucionais/br/aneel/lei/resolucao-normativa/2021/1000/resolucao-normativa-n-1000-2021-estabelece-as-regras-de-prestacao-do-servico-publico-de-distribuicao-de-energia-eletrica-revoga-as-resolucoes-normativas-aneel-n-414-de-9-de-setembro-de-2010-n-470-de-13-de-dezembro-de-2011-n-901-de-8-de-dezembro-de-2020-e-da-outras-providencias. Acesso em: 17 maio 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas. Brasília, DF: ANEEL, 2022a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf. Acesso em: 16 maio 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, TUST e TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos e de fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Brasília, DF: ANEEL, 2022b. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/aneel/resolucao-

normativa-n-1031-2022-consolida-os-atos-regulatorios-relativos-aos-procedimentos-vinculados-a-reducao-das-tarifas-de-uso-dos-sistemas-eletricos-de-transmissao-e-de-distribuicao-para-empreendimentos-hidreletricos-e-aqueles-com-base-em-fonte-solar-eolica-biomassa-ou-cogeracao-qualificada-e-aos-requisitos-para-a-qualificacao-de-centrais-termeletricas-cogeradoras-de-energia?origin=instituicao&__cf_chl_f_tk=rbkxIjAOCsjoavHug8bkTL.jnpw5ay.CUoUOBwUR5GE-1783348274-1.0.1.1-adzle93ULd0B.lU85JcoB9pLFTxQmyxINh7PF5ek3j4. Acesso em: 6 julho de 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022. Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda, à prestação de serviços ancilares e aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por constrained-off de usinas eolioelétricas, entre outros. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ed. 145, p. 132, 2 ago. 2022. ANEEL, 2022c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.html. Acesso em: 13 jul. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Primeiro sistema de armazenamento por bateria em larga escala do País é inaugurado em Registro (SP). Brasília: ANEEL, 23 mar. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/primeiro-sistema-de-armazenamento-por-bateria-em-larga-escala-do-pais-e-inaugurado-em-registro-sp. Acesso em: 02 jun. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Agência abre nova fase de debates sobre regulação para o armazenamento de energia. Brasília, DF: ANEEL, 10 dez. 2024. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/agencia-abre-nova-fase-de-debates-sobre-regulacao-para-o-armazenamento-de-energia. Acesso em: 16 maio 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL, de 5 de agosto de 2025. Analisa as contribuições da Consulta Pública nº 39/2023 sobre regulamentação dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2025a. Disponível em: https://www.apine.com.br/nis/anexos/2025/NI1415a08.pdf. Acesso em: 16 mai. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasil supera os 4 GW de potência instalada em 2025. Brasília, DF, 2025. 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/brasil-supera-os-4-gw-de-potencia-instalada-em-2025>. Acesso em: 17 maio 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE) com centrais geradoras. Brasília: ANEEL, 2025c. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/geracao/registro-autorizacao-e-concessao-de-empreendimentos-de-geracao/sistemas-de-armazenamento-de-energia-eletrica-sae-com-centrais-geradoras. Acesso em: 02 jun. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Painel RALIE: Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2026a. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie. Acesso em: 13 jan. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Armazenamento de Energia: ANEEL autoriza primeira unidade armazenadora vinculada à usina. Brasília, DF: ANEEL, 2026b. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/sistema-de-armazenamento-de-energia-aneel-autoriza-primeira-unidade-armazenadora-vinculada-a-usina. Acesso em: 19 mai. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Consulta Pública nº 001/2026. Modernização dos Sistemas de Medição para transição energética no segmento de distribuição. Brasília: ANEEL, 27 jan. 2026, ANEEL, 2026c. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/aneel-consulta-sociedade-sobre-modernizacao-dos-sistemas-de-medicao. Acesso em: 03 jun. 2026.

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Armazenamento de Energia: ANEEL encerra Consulta Pública e aprova regras sobre a cobrança pelo uso da rede. Brasília: ANEEL, 2 jun. 2026, ANEEL, 2026d. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/armazenamento-de-energia-aneel-encerra-consulta-publica-e-aprova-regras-sobre-a-cobranca-pelo-uso-da-rede. Acesso em: 02 jun. 2026.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.161, de 2026. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização de sistemas de armazenamento de energia. ANEEL, 2026e. Disponível em: https://leis.org/institucionais/br/aneel/lei/resolucao-normativa/2026/1161/resolucao-normativa-n-1161-2026-estabelece-os-requisitos-e-procedimentos-necessarios-a-obtencao-de-outorga-de-autorizacao-de-sistemas-de-armazenamento-de-energia. Acesso em: 6 jul. 2026

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL. Complementa a análise da Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 à luz da Lei nº 15.269/2025, com revisão dos ciclos 2 e 3 do roadmap regulatório dos Sistemas de Armazenamento de Energia. Brasília: ANEEL, 2026f. Disponível em: https://canalsolar.com.br/wp-content/uploads/2026/02/SEI_ANEEL-0291109-Nota-Tecnica-Conjunta-1.pdf. Acesso em: 6 jul. 2026

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.162, de 2 de junho de 2026. Estabelece tratamento regulatório para a implantação de Armazenamento de Energia Elétrica e altera as Resoluções Normativas nº 846/2019, nº 875/2020, nº 905/2020, nº 921/2021, nº 1.000/2021, nº 1.009/2022, nº 1.029/2022 e nº 1.071/2023, entre outras. Brasília, DF: ANEEL, 2026. ANEEL, 2026g. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.162-de-2-de-junho-de-2026-714416734. Acesso em: 12 jul. 2026

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL concede medida cautelar para suspender por 90 dias ressarcimentos por cortes de geradores solares e eólicos. Brasília, DF: ANEEL, 20 jan. 2026. ANEEL, 2026h. Disponível em: https://leis.org/institucionais/br/aneel/lei/despacho/2026/148/despacho-n-148-2026-decide-conceder-medida-cautelar-de-oficio-no-sentido-de-determinar-a-camara-de-comercializacao-de-energia-eletrica?termo=medida%20cautelar. Acesso em: 13 jul. 2026

ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Aneel prorroga suspensão de ressarcimento por constrained-off de eólica e solar. Brasília, DF, 13 maio 2026. ANEEL, 2026i. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53346889/aneel-prorroga-suspensao-de-ressarcimento-por-constrained-off-de-eolica-e-solar. Acesso em: 13 jul. 2026

ÁVILA, Humberto. Limites constitucionais à instituição do IBS e da CBS. Revista Direito Tributário Atual, São Paulo, v. 56, p. 701-730, 2024. DOI: 10.46801/2595-6280.56.31.2024.2542. Disponível em: https://revista.ibdt.org.br/index.php/RDTA/article/view/2542. Acesso em: 26 jun. 2026.

BAJAY, Sérgio V.; JANNUZZI, Gilberto M.; HEIDEIER, Raphael B.; VILELA, Izana R.; PACCOLA, José A.; GOMES, Rodolfo. Geração distribuída e eficiência energética: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1. ed. Campinas: International Energy Initiative — IEI BRASIL, 2018.

BARBOSA, Gabriel Machado. Análise da qualidade da energia elétrica durante black start em sistemas com armazenamento de energia. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica). Vitória: UFES, 2022. Disponível em: https://eletrica.ufes.br/sites/engenhariaeletrica.ufes.br/files/field/anexo/pgii_-gabriel_machado_barbosa-final-_2022.pdf. Acesso em: 19 maio 2026.

BARCELLOS, João Moreno Onofre; LOPES, Stefan Johnson Barros dos Santos. O princípio da neutralidade tributária e as limitações à apropriação de créditos de IBS. Revista Eletrônica da OAB-RJ, Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://revistaeletronicaoabrj.emnuvens.com.br/revista/article/view/772. Acesso em: 26 jun. 2026.

BATISTA, Caroline Lopes. Mercado livre de energia brasileiro e governança: um estudo sobre a regulação da operação do mercado e do sistema. 2025. 152 f. Dissertação (Mestrado Acadêmico em Direito da Regulação) — Escola de Direito do Rio de Janeiro, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2025.

BRASIL. [Constituição (1988)]. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, DF: Presidência da República, 1988. Brasil, 1988a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 13 jan. 2026.

BRASIL. Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988. Institui contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1988. Brasil, 1988b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l7689.htm. Acesso em: 12 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1995. Brasil, 1995a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 14 fev. 1995b.

BRASIL. Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996. Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (Lei Kandir). Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Brasil, 1996a Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp87.htm. Acesso em: 9 mai. 2026.

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 públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Brasil, 1996b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 11 set. 1996, Seção 1. Brasil, 1996c.

BRASIL. Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1998. Altera a Legislação Tributária Federal. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Brasil, 1998a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9718.htm. Acesso em: 12 mai. 2026.

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, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998.Brasil, 1998b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep). Brasília, DF: Presidência da República, 2002. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10637.htm. Acesso em: 9 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2003. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/l10833.htm. Acesso em: 9 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004. BRASIL, 2004a Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10848.htm. Acesso em: 13 jan. 2026.

BRASIL. Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação de bens e serviços. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. BRASIL, 2004b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10865.htm. Acesso em: 12 mai. 2026.

BRASIL. Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. Institui o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte e o Simples Nacional. Brasília, DF: Presidência da República, 2006. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp123.htm. Acesso em: 12 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura — REIDI. Brasília, DF: Presidência da República, 2007.

BRASIL, 2007a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/l11488.htm. Acesso em: 13 jan. 2026.

BRASIL. Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007. Regulamenta a forma de habilitação e co-habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura — REIDI, instituído pelos arts. 1º a 5º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 4 jul. 2007. BRASIL, 2007b: Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/decreto/D6144.htm. Acesso em: 5 jun. 2026.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Recurso Extraordinário nº 574.706/PR. Tribunal Pleno. Relatora: Min. Cármen Lúcia. Brasília, DF, julgado em 15 mar. 2017, publicado em 02 out. 2017. Disponível em: https://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=2585258. Acesso em: 7 mai. 2026.

BRASIL. Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018. Regulamenta a tributação, a fiscalização, a arrecadação e a administração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza (Regulamento do Imposto de Renda — RIR/2018). Brasília, DF: Presidência da República, 2018. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/d9580.htm. Acesso em: 12 mai. 2026.

BRASIL. Receita Federal do Brasil. Solução de Consulta COSIT nº 98.185, de 2019. Dispõe sobre a classificação fiscal de equipamentos fotovoltaicos na Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM) e a aplicação da exceção EX 01 para células solares. Brasília, DF: RFB, 2019. Disponível em: http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/anexoOutros.action?idArquivoBinario=53099. Acesso em:12 mai. 2026.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Recurso Extraordinário n. 748.543/RS. Tema 689 da Repercussão Geral. Tribunal Pleno. Voto condutor: Min. Alexandre de Moraes. Brasília, DF, julgado em 5 ago. 2020, publicado em 10 set. 2020. BRASIL, 2020a. Disponível em: https://portal.stf.jus.br/jurisprudenciaRepercussao/tema.asp?num=689. Acesso em: 9 mai. 2026.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Recurso Extraordinário n. 593.824/SC. Tema 176 da Repercussão Geral. Tribunal Pleno. Relator: Min. Edson Fachin. Brasília, DF, julgado em 27 abr. 2020, publicado em 12 ago. 2020. BRASIL, 2020b. Disponível em: https://portal.stf.jus.br/jurisprudenciaRepercussao/tema.asp?num=176. Acesso em: 9 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera as Leis nos 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e 10.848, de 15 de março de 2004, para dispor sobre a redução das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para empreendimentos de geração de fontes incentivadas. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 2 mar. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. BRASIL, 2022a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 13 jan. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria Normativa GM/MME nº 50, de 27 de setembro de 2022. Estabelece a ampliação do acesso ao mercado livre de energia elétrica para os consumidores do Grupo A. Brasília, DF. Diário Oficial da União, Brasília, 28 set. 2022. BRASIL, 2022b. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Decreto nº 11.158, de 29 de julho de 2022. Aprova a Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados - TIPI. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. BRASIL, 2022c. Disponível em: https://legislacao.presidencia.gov.br/ficha/?%2Flegis%2Flegislacao.nsf%2FViw_Identificacao%2FDEC+11.158-2022&OpenDocument. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Emenda Constitucional nº 132, de 20 de dezembro de 2023. Altera o Sistema Tributário Nacional. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 21 dez. 2023. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc132.htm. Acesso em: 12 jan. 2026.

BRASIL. Ministério da Fazenda. Reforma da tributação sobre o consumo: alíquota de referência projetada em 26,5%. Brasília, DF: Ministério da Fazenda, 2024. BRASIL, 2024a. Disponível em: https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/noticias. Acesso em: 08 mai. 2026.

BRASIL. Câmara de Comércio Exterior. Resolução Gecex nº 666, de 13 de novembro de 2024. Altera as alíquotas do Imposto de Importação de módulos fotovoltaicos para 25%. Brasília, DF: MDIC. BRASIL, 2024b. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-gecex-n-666-de-12-de-novembro-de-2024-595667668. Acesso em: 12 mai. 2026.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Institui medidas de modernização do setor elétrico. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 25 nov. 2025. BRASIL, 2025a. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2025/lei-15269-24-novembro-2025-798346-publicacaooriginal-177095-pl.html. Acesso em: 12 jan. 2026.

BRASIL. Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025. Institui o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto Seletivo (IS). *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 17 jan. 2025. BRASIL, 2025b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp214.htm. Acesso em: 13 jan. 2026.

BRASIL. Presidência da República. Mensagem de Veto nº 1.755, de 24 de novembro de 2025. Comunica ao Congresso Nacional as razões de veto parcial ao Projeto de Lei nº 1.087, de 2024, que resultou na Lei nº 15.269/2025. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 25 nov. 2025. BRASIL, 2025c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Msg/VEP/VEP-1755.htm. Acesso em: 9 maio 2026.

BRASIL. Senado Federal. Sancionado com vetos novo marco regulatório do setor elétrico. Brasília, DF, Agência Senado, 25 nov. 2025. BRASIL, 2025d. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2025/11/25/sancionado-com-vetos-novo-marco-regulatorio-do-setor-eletrico. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Câmara aprova medida provisória que reformula as regras do setor elétrico. Brasília, DF, Agência Câmara de Notícias, 30 out. 2025. BRASIL, 2025e

Disponível em: https://www.camara.leg.br/noticias/1217788-camara-aprova-medida-provisoria-que-reformula-as-regras-do-setor-eletrico/. Acesso em: 16 maio 2026.

BRASIL. Comitê-Executivo de Gestão da Câmara de Comércio Exterior. Resolução Gecex nº 852, de 4 de fevereiro de 2026. Altera alíquotas do Imposto de Importação de bens de capital e bens de informática e telecomunicações. Brasília, DF, 2026a. Disponível em: https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=490417. Acesso em: 24 mai. 2026.

BRASIL. Comitê-Executivo de Gestão da Câmara de Comércio Exterior. Resolução Gecex nº 893, de 18 de maio de 2026. Altera a alíquota do Imposto de Importação da NCM 8507.60.00, ex-tarifário 074, para baterias LFP 48V destinadas a uso estacionário e em sistemas fotovoltaicos de até 4.800W. Brasília, DF, 2026b. Disponível em:https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-gecex-n-893-de-15-de-maio-de-2026-706282289/. Acesso em: 24 mai. 2026.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Mercado: contratos. São Paulo: CCEE, 2024. Disponível em: https://www.ccee.org.br/mercado/contratos. Acesso em: 13 jan. 2026.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Consumo de energia no mercado livre cresceu 7,3% em 2025, aponta novo Estudo CCEE. São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/-/consumo-de-energia-no-mercado-livre-cresceu-7-3-em-2025-aponta-novo-estudoccee. Acesso em: 09 mai. 2026.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Estudo CCEE: cenários do mercado brasileiro de energia – balanço 2025. São Paulo: CCEE, 2026. Disponível em: https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/estudos-especiais. Acesso em: Acesso em: 03 jun. 2026.

CONFAZ — Conselho Nacional de Política Fazendária. Convênio ICMS nº 101, de 12 de dezembro de 1997. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. Brasília, DF: CONFAZ, 1997. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br. Acesso em: 12 mai. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Serviços ancilares sob a ótica do planejamento da expansão do setor elétrico. Nota Técnica DEE-NT-090/2021-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0.pdf. Acesso em: 19 maio 2026

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Síntese. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-771/Relat%C3%B3rio%20Final_BEN%202025.pdf. Acesso em: 17 mai. 2026.

HAAS, Lucas. Otimização e integração de um sistema de armazenamento de energia em baterias e câmera de céu em uma usina fotovoltaica. 2024. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2024. Disponível em: https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/123456789/34151. Acesso em: 26 jun. 2026.

LOBO, Fábio Xavier; NEGREIROS, Gustavo Fernandes de; TORRES, Igor Cavalcante; VILELA, Olga de Castro; NEGREIROS, Antônio Carlos Fernandes de. Gestão do excedente de geração fotovoltaica na rede elétrica: lições internacionais e caminhos para a formulação de políticas no Brasil. Revista Observatorio de la Economia Latinoamericana, Curitiba, v. 24, n. 1, p. 01-20, 2026. DOI: 10.55905/oelv24n1-001. Disponível em: https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=10662904. Acesso em: 23 mai. 2026.

LUZ, Thiago José da; UNSIHUAY-VILA, Clodomiro. Generation and Transmission Expansion Planning with Full-year Hourly Power Balance. Brazilian Archives of Biology and Technology, Curitiba, v. 67, e24231004, 2024. DOI: 10.1590/1678-4324-2024231004. Disponível em: https://www.scielo.br/j/babt/a/wLrKZphPykvFQ4jPDBvDSbc/?lang=en.Acesso em: 23 mai. 2026.

MALPIGHI, Caio Cezar Soares; SCHOUERI, Luís Eduardo; ANDRADE, Leonardo Aguirra de; BRANDÃO JUNIOR, Salvador Cândido. O imposto sobre o consumo e a figura do contribuinte em uma possível alteração de paradigma para a tributação indireta no Brasil: deslocando a incidência da produção para o consumo. *Revista Direito Tributário Atual*, São Paulo: IBDT, n. 53, ano 41, p. 415-451, 1º quadrimestre 2023. Disponível em: https://revista.ibdt.org.br/index.php/RDTA/article/view/2351. Acesso em: 4 maio 2026.

MARTINEZ, Antonio Lopo; ALVES FILHO, Emilio Maltez. Implications of Brazil's CBS/IBS tax reform for cost accounting and management control. [S. l.]: SSRN, 17 nov. 2025. DOI: 10.2139/ssrn.5759802. Disponível em: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5759802. Acesso em: 26 jun. 2026.

MEDEIROS, Gabriel Loureiro. Dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas híbridos de geração de energia. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – PPGEE, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2024. Disponível em: https://dspace.sti.ufcg.edu.br/jspui/handle/riufcg/37255. Acesso em: 26 jun. 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Estabelece os requisitos mínimos de carga para que os consumidores possam optar pela compra de energia elétrica de outro fornecedor. Brasília, DF: MME, 2018. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias. Acesso em: 16 maio 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Reduz os limites de carga para que consumidores possam optar pela compra de energia elétrica de qualquer fornecedor. Brasília, DF: MME, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias. Acesso em: 16 maio 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 132, de 2023. Submete à consulta pública proposta de cronograma de abertura do mercado livre de energia elétrica para consumidores do Grupo B. Brasília, DF: MME, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas. Acesso em: 16 maio 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Governo do Brasil sanciona lei que moderniza e fortalece a segurança do setor energético. Brasília, DF, 2025. MME, 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/governo-do-brasil-sanciona-lei-que-moderniza-e-fortalece-a-seguranca-do-setor-energetico>. Acesso em: 17 maio 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 210/2025: minuta de regulamentação do termo de compromisso previsto no art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004, para compensação financeira por *curtailment*. Brasília, DF: MME, 31 dez. 2025. MME, 2025b. Disponível em: https://megawhat.uol.com.br/geracao/mme-abre-cp-para-discutir-ressarcimento-do-*curtailment*-e-calculo-da-sobreoferta/. Acesso em: 20 maio 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 210, de 31 de dezembro de 2025. Compensação por cortes de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica. Participa + Brasil, Brasília, DF, 31 dez. 2025. MME, 2025c. Disponível em: https://www.gov.br/participamaisbrasil/consulta-publica-n-210-de-31-12-2025-sobre-termo-de-compromisso-corte-de-geracao. Acesso em: 20 mai. 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa nº 878/GM/MME, de 7 de novembro de 2025. Estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência, por meio de novos Sistemas de Armazenamento de Energia em baterias, de 2026 — LRCAP 2026 – Armazenamento. Brasília, DF: Brasil. MME, 2025d. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2025/portaria-mme-n-878-2025.pdf. Acesso em: 19 mai. 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa nº 126, de 28 de janeiro de 2026. Altera dispositivos da Portaria nº 111/2025 e redefine metas para implantação de sistemas de medição inteligente pelas distribuidoras. Brasília: MME, 2026a.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa MME nº 136, de 1º de junho de 2026. Estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de potência por meio de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 3 jun. 2026, MME, 2026b. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-mme-n-136-de-1-de-junho-de-2026-710152085. Acesso em: 4 jun. 2026.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portarias publicadas no âmbito do REIDI — 2026. Brasília, DF: MME, 2026c. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/reidi/portarias/2026. Acesso em: 5 jun. 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O que é o SIN. Brasília, DF. ONS, [s.d.]. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin. Acesso em: 20 mai. 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Perguntas frequentes – *Curtailment*. ONS, [s.d.]b. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/faq_curtailment.aspx. Acesso em: 21 mai. 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 14.1: Administração dos serviços ancilares. Rio de Janeiro: ONS, ago. 2019. Disponível em: https://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/Módulo/14/Submódulo/14.1/Submódulo%2014.1%202019.08.pdf. Acesso em: 19 maio 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil. Relatório Técnico RT DGL-ONS 0189/2025 — Grupo de Trabalho *Curtailment*, rev. 1. Rio de Janeiro: ONS, 2025a. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20*Curtailment*%20rev1.pdf. Acesso em: 14 jan. 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório anual 2025. Rio de Janeiro: ONS, 2025. ONS, 2025b Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20da%20Administra%C3%A7%C3%A3o%20-%20Relat%C3%B3rio%20Anual%20ONS%202025.pdf. Acesso em: 21 mai. 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. NT-ONS DOP 0022/2025: critérios para gestão de excedentes energéticos. Rio de Janeiro: ONS, 19 ago. 2025. ONS, 2025c. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DOP%200022.2025%20-%20Crit%C3%A9rios%20para%20Gest%C3%A3o%20de%20Excedentes%20Energ%C3%A9ticos.pdf. Acesso em: 27 maio 2026.

ONS — OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Dados de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas e Fotovoltaicas. Brasília: ONS, 2026. Disponível em: https://dados.ons.org.br. Acesso em: 05 mai. 2026.

PIRES DA PONTE, Gustavo; REGO, Erik Eduardo; ALMEIDA PRADO JÚNIOR, Fernando Amaral de. Regulatory barriers to battery storage integration in Brazil: moving beyond *curtailment* challenges. Academia Green Energy, v. 2, n. 4, 2025. DOI: 10.20935/AcadEnergy8003. Disponível em: https://doi.org/10.20935/AcadEnergy8003. Acesso em: 26 jun. 2026.

PSR. Accelerating the Brazilian Energy Transition: comprehensive energy storage meta-analysis for Brazil. Rio de Janeiro: PSR, 2025. Disponível em: https://psr-energy.com/docs/psr_insight_storage.pdf. Acesso em: 13 jan. 2026.

RIBEIRO, Marcelo. *CBS — IBS — IS*: Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e Imposto Seletivo (IS). Leme/SP: Editora Imperium, 2026. 272 p. ISBN 978-65-6090-053-0.

SANTOS, Juliana Cunha dos; ANJOS, Pedro Germano dos. A tributação da energia solar fotovoltaica distribuída: desafios pós-pandêmicos na promoção da sustentabilidade socioambiental. Revista Tributária e de Finanças Públicas, São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, RT RIB 152170, 2022.

SÃO PAULO (Estado). Decreto nº 66.373, de 22 de dezembro de 2021. Institui alterações no Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – RICMS, aprovado pelo Decreto nº 45.490, de 30 de novembro de 2000, e dá outras providências. Diário Oficial do Estado de São Paulo, São Paulo, 23 dez. 2021. Disponível em: https://www.al.sp.gov.br/norma/201488. Acesso em: 14 maio 2026.

SCHOUERI, Luís Eduardo. *Direito tributário*. 9. ed. São Paulo: Saraiva Educação, 2019. E-book.

SCHOUERI, Luís Eduardo; GALDINO, Guilherme. A neutralidade das regras transitórias no IBS e na CBS: o caso dos bens de capital. *Revista Direito Tributário Atual*, São Paulo: IBDT, n. 59, p. 755-781, 2025. Disponível em: https://revista.ibdt.org.br/index.php/RDTA/article/view/2753. Acesso em: 4 maio 2026.

SIGNOR, Artur Fernandes. O paradoxo da abundância renovável: uma análise do *curtailment* no sistema elétrico brasileiro. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2025. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/270342. Acesso em: 23 maio 2026.

SILVA, Paulo César Montenegro de Ávila e. Regulação da abertura do mercado livre de energia elétrica: análise da implantação da competição varejista no Brasil. 2022. Dissertação (Mestrado Profissional em Direito Econômico e Desenvolvimento) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, Brasília, 2022. Disponível em: https://repositorio.idp.edu.br/handle/123456789/4037. Acesso em: 26 jun. 2026.

SILVA, Walquiria N.; VIEIRA, Giovani G. T. T.; REGO, Erik Eduardo; SIMONE, Lucas F. C.; LOURENÇO, Luís F. N.; SALLES, Maurício B. C. *Curtailment* pressures and grid flexibility in Brazil: lessons from the fast-rising distributed generation. Utilities Policy, v. 99, art. 102148, 2026. DOI: 10.1016/j.jup.2026.102148. Disponível em: https://repositorio.usp.br/directbitstream/277d2ffd-879b-4784-b918-2635d7661905/*Curtailment*_pressures_2026.pdf. Acesso em: 26 jun. 2026.

STJ — Superior Tribunal de Justiça. STJ suspende decisões que obrigavam ressarcimento integral de cortes de geração de energia eólica e solar. Notícia institucional. Brasília, DF: STJ, 22 jan. 2025. Disponível em: https://www.stj.jus.br/sites/portalp/Paginas/Comunicacao/Noticias/2025/22012025-STJ-suspende-decisoes-que-obrigavam-ressarcimento-integral-de-cortes-de-geracao-de-energia-eolica-e-solar.aspx. Acesso em: 16 maio 2026.

SUSTERAS, Guilherme Luiz; ALMEIDA, Carlos Frederico Meschini; SALLES, Maurício Barbosa de Camargo. Storage at the edge: distributed BESS as a technical and regulatory solution for Brazil's energy transition. Energy Policy, v. 211, art. 115112, 2026. DOI: 10.1016/j.enpol.2026.115112. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421526000467. Acesso em: 26 jun. 2026.

TAKATA, Marcio (CEO da Greener Consultoria). Carga tributária representa 79% do custo de sistemas de baterias no Brasil. *MegaWhat*, 2 jul. 2025. Dados do Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento de Energia no Brasil (Greener). Disponível em: https://megawhat.energy/economia-e-politica/carga-tributaria-representa-79-do-custo-de-sistemas-de-baterias-no-brasil. Acesso em: 13 jan. 2026.

TORRES, Pedro F.; FIGUEIREDO, Gilberto; ALMEIDA, Marcelo P.; MANITO, Alex R. A.; ALMEIDA NETO, José C. S.; CASSARES, Mauricio A. R.; ZILLES, Roberto. Modelo dinâmico de sistemas de armazenamento de energia em baterias para provimento de serviços ancilares. Eletrônica de Potência, v. 28, n. 2, p. 94-106, 2023. DOI: 10.18618/REP.2023.2.0036. Disponível em: https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/11. Acesso em: 26 jun. 2026.

UESSLER, Danielle; FERREIRA, Arthur Sandro Golombieski; RAMOS, Mariana Matias Ribeiro. O princípio da neutralidade e a extrafiscalidade na reforma tributária brasileira. Revista de Geopolítica, v. 17, n. 1, e1298, 2026. DOI: 10.56238/revgeov17n1-058. Disponível em: https://revistageo.com.br/revgeo/article/view/1298. Acesso em: 26 jun. 2026.

UFPB — UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA. Resolução nº 57, de 17 de setembro de 2025. Institui a Política de Integridade Acadêmica e Científica da UFPB. Conselho Superior de Ensino, Pesquisa e Extensão (CONSEPE), João Pessoa, 2025. Disponível em: <https://www.prpg.ufpb.br/wp-content/uploads/sites/305/sites/305/2025/10/Resolucao_Integridade-em-trabalhos-academicos_Consepe_n_57.2025.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2026.

ULIANA, Gabriel Dias. Aplicações de BESS no contexto conectado e isolado à rede. 2023. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2023.

VIEIRA, Giovani T. T.; SILVA, Walquiria N.; LOURENÇO, Luís F. N.; MONARO, Renato M.; SALLES, Mauricio B. C.; ALMEIDA, Carlos F. M. Characterizing wind and solar *curtailment* in Brazil: an evidence-based analysis of operational drivers. Electric Power Systems Research, v. 254, art. 112672, 2026. DOI: 10.1016/j.epsr.2025.112672. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779625012593. Acesso em: 26 jun. 2026.

ZANETTE, Ana Luiza Mafioletti. O impacto financeiro do *curtailment* em empresas geradoras de energia fotovoltaica no Brasil. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2025. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/270759. Acesso em: 26 jun. 2026.