

O RODÍZIO DE ELÉTRONS: *CURTAILMENT*, FALHA ESTATAL E O
REEQUILÍBRIO JURÍDICO NA ERA DAS RENOVÁVEIS

Luis Marcello Bullé Chipp¹

Juliana de Holleben Thomé²

Resumo

O artigo examina o *curtailment* (*constrained-off*) à luz do Direito Regulatório e da responsabilidade civil do Estado e de delegatários, distinguindo álea ordinária (risco empresarial do gerador) de álea administrativa/sistêmica, como falhas de planejamento e restrições de rede. A análise parte do marco regulatório vigente, que definem conceitos, classificações, indisponibilidade externa, confiabilidade elétrica e razão energética, e parâmetros de compensação, ainda com franquias e limites, notadamente para eventos de indisponibilidade externa; a metodologia transitória para solares permanece em discussão técnica e recontabilização.

Conclui-se que a correta alocação jurídica de riscos depende de regras operativas auditáveis, critérios transparentes de corte e rateio e governança de dados de modo a reduzir litigiosidade, resguardar a confiança legítima e assegurar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de longo prazo.

Palavras-chave: Curtailment; constrained-off; responsabilidade civil; risco regulatório, CP 45/2019; álea ordinária; álea administrativa/sistêmica.

¹ Advogado com mais de 25 anos de experiência, referência em Direito de Energia, com atuação em Energia Elétrica, Gás Natural, Regulação e Compliance. Atualmente, exerce a função de gerente jurídico e de compliance da ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado e Membro da Comissão Especial de Energia Elétrica da OAB/RJ.

² Advogada com mais de 20 anos de experiência com atuação em Direito de Energia Elétrica, Regulatório, Direito Administrativo e Cível, com sólida trajetória em contencioso estratégico e gestão jurídica. Atualmente, é advogada sênior de Operações Financeiras e Contencioso Estratégico na TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e Membro da Comissão Especial de Energia Elétrica da OAB/RJ.

1. Introdução

A crescente incidência do *curtailment*, a redução deliberada da geração disponível em razão de limitações sistêmicas, consolidou o tema como um dos pontos centrais do debate regulatório setorial brasileiro. Embora a discussão tenha sido inaugurada pela Consulta Pública ANEEL 45/2019 (CP 45/2019), sua relevância ganhou novo impulso com a rápida expansão das fontes renováveis variáveis e a evidência de o Sistema Interligado Nacional (SIN) passa a enfrentar limitações estruturais e operativas que demandam respostas regulatórias claras, consistentes e alinhadas à transição energética em curso.

A experiência europeia, referência consolidada na integração de renováveis, revela que o *curtailment* não é apenas uma consequência técnica da operação do sistema, mas um fenômeno que demanda arcabouço regulatório robusto, governança de dados confiável e adequada alocação de riscos entre Estado, operadores e agentes de geração.

Nesse contexto, o presente artigo examina o *curtailment* sob a ótica do Direito Regulatório, da responsabilidade civil do Estado e da teoria da alocação de riscos, buscando delimitar suas categorias técnicas (*constraint-off* e *constraint-on*), seus impactos juridico-econômicos e os desafios normativos emergentes no processo de transmissão energética brasileira.

2. O *Curtailment* no Direito Regulatório: Perspectiva Comparada e Alocação de Riscos no Setor Elétrico Brasileiro

Em primeiro lugar, antes de adentrar o cenário brasileiro, importante contextualizar o fenômeno do *curtailment* a partir da experiência europeia. A Europa lidera a integração de energias renováveis, com foco na matriz da energia solar e eólica, e no cenário de metas climáticas ambiciosas e por políticas de descarbonização robustas. Nesse cenário regulatório, a expansão acelerada da geração renovável passou a exigir infraestruturas de rede mais resilientes e interconectadas, capazes de escoar de forma eficiente a energia produzida em regiões de alto potencial para os principais centros de consumo.

Além de necessidade de reforço físico da rede, o processo europeu evidenciou a importância de mecanismos de flexibilidade sistêmicas, tais como armazenamento energético e soluções tecnológicas aptas a transformar momentos de excedente de produção em oportunidades para o avanço da descarbonização.

Nesse contexto comparado, a experiência europeia com o *curtailment* revela que a gestão de excedentes e restrições sistêmicas não é apenas um desafio técnico, mas antes um fenômeno que demanda uma arquitetura regulatória sólida, capaz de distribuir responsabilidades e custos de forma eficiente entre os diversos agentes setoriais. É justamente nesse ponto que o ordenamento jurídico brasileiro encontra um paralelo relevante: no Direito Regulatório, a adequada alocação de riscos figura como um dos pilares estruturantes dos contratos de concessão e de autorização.

Nesse panorama, tona-se essencial diferenciar os riscos inerentes à atividade empresarial daqueles que se originam do próprio sistema elétrico. A indisponibilidade do recurso natural, como variações de vento e irradiação solar, constitui álea ordinária do gerador, previsível e incorporada ao risco do negócio. O *curtailment*, entretanto, não decorre da natureza física do recurso, mas de restrições sistêmicas ou operativas impostas pelo SIN, situando-se fora da esfera de controle do agente e aproximando-se dos riscos públicos de planejamento, regulação e operação.

A pergunta central, portanto, é determinar se o *curtailment* configura risco sistêmico, fato da Administração ou simples caso fortuito ordinário, pois essa qualificação define quem deve suportar o ônus econômico da energia tecnicamente disponível, mas não injetada. A resposta possui efeitos diretos sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, a segurança jurídica dos investimentos em renováveis e a coerência do modelo brasileiro, especialmente em um contexto de transição energética que exige regras claras, alocação isonômica de riscos e estabilidade institucional.

2.2. O *Curtilment* e as Categorias de Risco: Entre o “*Constraint-Off*” e o “*Constraint-On*”

A adequada compreensão jurídica-regulatória do *curtailment* exige a distinção entre suas manifestações técnicas, tradicionalmente descritas na literatura internacional pelos

termos *constraint-off* e *constraint-on*. No contexto brasileiro, embora tais expressões não figurem expressamente nos atos normativos, sua correspondência material se revela nas categorias oficiais estabelecidas pela REN ANEEL nº 1.030/2022, alterada pela REN nº 1.073/2023, que classificam os eventos de restrição nas razões de indisponibilidade externa, confiabilidade elétrica e razão energética.

O *constraint-off*, na acepção mais consolidada, designa situações em que a usina, apesar de tecnicamente disponível, encontra-se impedida de injetar energia em razão de limitações estruturais ou operativas do sistema de transmissão. Tal fenômeno guarda inequívoca afinidade com os eventos regulatórios de indisponibilidade externa e, em certos casos, com aqueles classificados como de confiabilidade elétrica, por decorrerem de comandos do ONS destinados a preservar a integridade do SIN.

O *constraint-on*, por sua vez, remete a cenários nos quais o Operador, considerando critérios de segurança, estabilidade e custo global mínimo, prioriza o despacho de determinadas unidades geradoras, o que implica a restrição da produção de outras. A governança dessas decisões encontra fundamento nos Procedimentos de Rede, especialmente nos termos da REN ANEEL nº 903/2020, e se ancora na atuação vinculada do ONS.

Essa distinção com viés técnico-operativa projeta efeitos jurídicos relevantes, sobretudo no que concerne à alocação de riscos. A REN ANEEL nº 1.030/2022 prevê compensação financeira por Encargo de Serviço do Sistema apenas para os eventos de indisponibilidade externa,³ e somente após o atingimento das franquias horárias anuais, o que ressalta a finalidade de neutralizar parcialmente riscos eminentemente sistêmicos. Em contrapartida, as restrições motivadas por confiabilidade elétrica ou razão energética não ensejam ressarcimento automático, deslocando o debate para a estruturação de critérios *ex ante*, atualmente em discussão na 3ª fase da CP 45/2019, que propõe hierarquização de cortes e rateio pós-operação, e para a subsequente análise regulatória de seus impactos alocativos.

³ A Resolução Normativa ANEEL nº 1030/2022 prevê a compensação financeira por meio do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) destinada a ressarcir agentes do setor elétrico por custos ou perdas decorrentes de decisões operativas do Operador, adotadas para garantir a segurança, confiabilidade e estabilidade do SIN.

No plano jurisprudencial, observa-se movimento de maior cautela quanto à responsabilização objetiva e ampla do Estado ou de seus delegatários. Em janeiro de 2025, o STJ suspendeu decisões que determinavam o ressarcimento integral dos cortes em favor de geradores renováveis, sublinhando a necessidade de examinar os riscos inerentes à atividade e os limites do poder regulamentar da ANEEL.

Por fim, cumpre registrar que a correta aferição dos efeitos comerciais do *curtailment* depende de metodologias de apuração certificadas pela ANEEL e executadas pela CCEE, como exemplifica a metodologia transitória para solares publicada em 2025, que determinou a recontabilização de períodos pretéritos. A consolidação dessas métricas e das regras operativas do ONS constitui elemento indispensável para assegurar isonomia concorrencial e previsibilidade na alocação dos riscos setoriais.

2.3. A Álea Ordinária e a Álea Administrativa: Distinções Necessárias

A análise jurídica do *curtailment* exige distinguir com precisão a álea ordinária e álea administrativa, própria do risco empresarial, da álea administrativa, inerente à atuação estatal.

A indisponibilidade de recurso natural, como a oscilação dos ventos ou da irradiação solar, integra o risco ordinário e é previsível. Já a incapacidade do sistema de transmissão de absorver a energia gerada, por deficiência de planejamento, caracteriza risco sistêmico ou de rede, alheio à esfera de controle do particular.

Sob a ótica do Direito Obrigacional e Regulatório, o gerador adimple sua prestação contratual ao disponibilizar a potência contratada na barra de entrega. A partir desse ponto, o dever de garantir o escoamento recai sobre o Poder Concedente, representado pela União Federal, que atua por meio da Empresas de Pesquisa Energética (EPE) e do Ministério de Minas e Energia (MME) no planejamento da expansão, e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na regulação da operação.

Quando o sistema falha em prover infraestrutura tempestiva para o escoamento da energia autorizada, rompe-se a base objetiva da concessão ou autorização. O gerador, embora apto a gerar, é impedido de injetar energia por causa de um fato alheio à sua esfera de

controle, o que caracteriza fato da Administração e enseja responsabilidade objetiva do Estado.

2.4. A Competência do ONS e o Papel do Estado na Coordenação Setorial

O ONS desempenha, no âmbito do SIN, uma função pública de natureza técnica, voltada à coordenação da operação integrada, à segurança e à economicidade do suprimento. A governança normativa dessa atuação é estruturada pelos Procedimentos de Rede, documentos técnicos sob regulação e fiscalização da ANEEL, e pelo conjunto de normas setoriais que regem a comercialização e a operação do sistema, com destaque para a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, no que tange às regras gerais de comercialização, além da Resolução Normativa ANEEL nº 903/2020, que disciplina a elaboração, revisão e aprovação dos Procedimentos de Rede. Em especial, o Submódulo 1.1 dos Procedimentos de Rede explicita a missão, a base legal e os princípios de atuação do ONS, incluindo a racionalidade econômica com preservação da segurança operativa.

Nessa moldura, o ONS é vinculado a objetivos de segurança, continuidade e economicidade da operação, com deveres de transparência e rastreabilidade decisória na edição e aplicação de normas técnicas, submetidas a processos de consulta e aprovação regulatória. Assim, quando o Operador limita ou corta geração em face de restrições físicas ou operativas, atua dentro do espaço técnico-regulatório previamente constituído, inclusive quanto às classificações regulatórias de cortes, indisponibilidade externa, confiabilidade elétrica e razão energética, e aos efeitos comerciais hoje reconhecidos pela regulação.⁴

Do ponto de vista da coordenação setorial, cumpre recordar que a definição de políticas e o planejamento da expansão, em especial da rede de transmissão, são competências do Estado, exercidas por meio do MME e EPE, ao passo que a regulação e fiscalização do serviço e dos procedimentos técnicos incumbe à ANEEL. O ONS, por sua vez, opera o sistema à luz desse planejamento e das regras regulatórias vigentes. Em termos de alocação de riscos, a distinção entre risco empresarial (álea ordinária do gerador, v.g., variabilidade do recurso primário) e risco sistêmico-público (gargalos estruturais de rede,

⁴ Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022, Resolução Normativa ANEEL nº 1.073, de 12 de setembro de 2023

atrasos de obras ou restrições exógenas) deverá, e aqui reside a principal controvérsia, refletir-se *ex ante* na regulação operativa, fila de cortes e mecanismos de rateio, e *ex post* nos mecanismos de compensação definidos pela ANEEL, sobretudo após a 3ª fase da CP 45/2019, que propõe hierarquização de cortes e ajuste alocativo na pós-operação, com vistas à previsibilidade e à modicidade tarifária.⁵

Em suma, o papel do ONS deve ser lido sistemicamente: (i) como executor técnico de uma operação regida por Procedimento de Rede e supervisionada pela ANEEL; (ii) como agente de decisões operativas que devem observar segurança, economicidade e transparência; e (iii) como elo entre o planejamento público (MME/EPE) e a regulação (ANEEL). A alocação jurídica do risco associado ao *curtailment*, e, por consequência, a definição de quem suporta o ônus econômico da energia não injetada, não decorre de um único ato do Operador, mas de uma arquitetura regulatória em vias de aperfeiçoamento, CP 45/2019, e de opções legislativas recentes, Lei nº 15.269/2025, cujo desenho final exigirá integração normativa, motivação técnica robusta e métricas auditáveis para reduzir assimetrias e preservar a confiança legítima nos contratos de longo prazo.

2.5. O *Curtailment* como Fato da Administração: Um Paralelo com a Teoria Geral do Direito Administrativo

Sob a ótica da Teoria Geral do Direito Administrativo, o *curtailment* pode ser compreendido mediante analogia com a saturação de vias urbanas nas grandes metrópoles. Se imaginarmos as linhas de transmissão como rodovias e a energia elétrica como o fluxo de veículos, o *curtailment* representa o “engarrafamento” energético: a produção existe, mas o sistema não comporta o tráfego de energia.

Nessa metáfora, o ONS atua como autoridade de trânsito que, para evitar o colapso, institui um “rodízio de elétrons” — medida análoga ao rodízio veicular urbano. Essa decisão, embora técnica, não tem origem no erro do Operador, mas nas condições estruturais do sistema. O ONS apenas executa, de forma vinculada, a regulação imposta pela ANEEL e as diretrizes do MME.

⁵ <https://megawhat.uol.com.br/geracao/aneel-deve-criar-rateio-de-perdas-por-curtilment-e-definir-fila-de-cortes/>

Portanto, não se trata de ato técnico ilícito, mas de reflexo de um fato da Administração — ou seja, de uma ineficiência de planejamento público. Contudo, há uma distinção jurídica essencial: enquanto o cidadão comum não possui contrato que lhe garanta exclusividade de uso das vias públicas, o gerador de energia atua sob regime de concessão ou autorização, amparado em um contrato administrativo que pressupõe disponibilidade de rede de transmissão.

Assim, se o rodízio veicular é legítima medida de polícia administrativa, o *curtailment*, quando estrutural e recorrente, transcende o âmbito da discricionariedade técnica e se converte em dano especial e anormal, passível de indenização, nos termos do art. 37, § 6º, da Constituição Federal, conforme os parâmetros do equilíbrio econômico-financeiro. Afinal, se o sistema institui restrições por falhas de planejamento — e não por força maior, o custo não pode ser imposto ao agente, por integrar o risco normal da operação do SIN.

3. O Marco Regulatório e o Debate Atual sobre Compensações

O debate jurídico contemporâneo em torno da responsabilidade do ONS ganhou relevo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, posteriormente alterada pelas Resoluções nº 1.073/2023 e nº 1.108/2025. Esses atos normativos estabeleceram os critérios de apuração e compensação dos cortes de geração — o chamado *vertimento não antecipado* — e fixaram franquias anuais de tolerância, a partir das quais a compensação financeira passa a ser devida.

Tais resoluções têm sido objeto de intensa controvérsia jurídica. Parte dos agentes e da doutrina critica a limitação das compensações, argumentando que a imposição de franquias não pode mitigar o dever do Estado de reparar prejuízos decorrentes de deficiências estruturais de rede, sob pena de se transferir o risco público ao particular. Outros, porém, defendem que a compensação deve ser estritamente regulada, sob o risco de onerar indevidamente os consumidores e desestimular o planejamento eficiente do sistema elétrico.

4. Segurança Jurídica e Confiança Legítima

O princípio da segurança jurídica impõe ao Estado e às entidades sob sua fiscalização o dever de assegurar previsibilidade e estabilidade das regras do setor elétrico, especialmente em um ambiente de investimentos de longo prazo e capital intensivo. Quando o ONS, por motivos de ordem técnica ou regulatória, restringe de forma reiterada a geração contratada, afeta-se a confiança legítima dos investidores, elemento indispensável para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e da atratividade do setor.

A previsibilidade na alocação de riscos é, portanto, condição *sine qua non* para a sustentabilidade da transição energética brasileira. Em um modelo em que o agente privado cumpre integralmente suas obrigações de investimento e geração, a segurança jurídica demanda que o ônus das falhas estruturais recaia sobre o Estado, e não sobre o concessionário.

5. O Nexó de Causalidade: A Responsabilidade da União e das Transmissoras pelo Atraso das Obras de Rede

A responsabilidade pela compensação dos geradores afetados por *curtailment* encontra fundamento jurídico direto no art. 37, § 6º da Constituição Federal, que consagra a responsabilidade objetiva do Estado e das pessoas jurídicas de direito privado prestadoras de serviços públicos. No contexto do setor elétrico, tal regime abrange a União Federal, enquanto titular do serviço público de energia elétrica, e as concessionárias de transmissão, que atuam sob delegação estatal.

Sendo a energia elétrica um serviço público federal, a falha no planejamento da expansão do sistema de transmissão — consubstanciada em atrasos na entrega de linhas ou subestações — configura omissão administrativa e, portanto, falha na prestação do serviço público. Essa omissão, ao restringir o acesso de geradores à rede, traduz-se em violação do dever estatal de garantir a adequação e continuidade do serviço público, conforme o disposto no art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/1995⁶.

a) Da Álea Ordinária à Álea Extraordinária: A Fronteira entre o Risco do Negócio e o Risco Estatal

Em termos de Direito Regulatório, o *curtailment* sistemático ultrapassa os contornos da chamada “álea ordinária”, que corresponde aos riscos normais e previsíveis da atividade econômica. Ao contrário, quando as ordens de corte decorrem da insuficiência estrutural da rede de transmissão, configuram um evento extraordinário, imputável à esfera estatal. Nessa hipótese, o gerador não suporta um risco de mercado, mas sim uma ineficiência de natureza pública, diretamente relacionada à atuação (ou omissão) do Estado e de seus delegatários. O princípio da repartição equitativa de riscos — implícito no regime jurídico das concessões e autorizações — impõe que a álea administrativa, isto é, o risco decorrente de falhas do poder concedente ou de seus contratados, jamais seja transferido ao concessionário de geração⁷.

Assim, quando o Operador emite ordens de restrição de geração para preservar a estabilidade de uma rede subdimensionada, atua em resposta a uma deficiência de planejamento estatal, cuja responsabilidade se projeta sobre a União, a EPE e as transmissoras. Trata-se, portanto, de um caso típico de fato da Administração, e não de risco inerente à atividade econômica.

b) A Configuração do Nexo de Causalidade entre a Omissão Estatal e o Dano ao Gerador

O elemento determinante da responsabilidade civil é o nexo causal entre a conduta (comissiva ou omissiva) e o dano experimentado pelo particular. No contexto do *curtailment*, o nexo de causalidade é inequívoco: a omissão estatal no planejamento e execução tempestiva da infraestrutura de transmissão conduz diretamente à impossibilidade de escoamento da energia gerada, resultando em perda econômica (energia não faturada).

⁶ Brasil. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm

⁷ JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de Direito Administrativo*. 17ª ed. São Paulo: Thomson Reuters, 2024, p. 458.

A jurisprudência e a doutrina reconhecem que a mora na implantação de obras públicas essenciais — sobretudo quando compromete a execução de contratos privados celebrados sob confiança na atuação estatal — enseja responsabilidade objetiva da Administração e de seus delegados. Assim, a energia não escoada representa dano emergente, perfeitamente quantificável, cuja causa eficiente é a inércia do poder concedente ou de suas concessionárias de rede.

É inadequado, portanto, sustentar que o gerador deva suportar o vertimento de forma graciosa, pois isso equivaleria a socializar o prejuízo do Estado entre os particulares. A atribuição indevida desse ônus viola os princípios da segurança jurídica, da proteção à confiança legítima e do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos administrativos, pilares do Direito Público contemporâneo.

c) A Responsabilidade Compartilhada entre a União e as Concessionárias de Transmissão

A responsabilidade estatal nos casos de *curtailment* decorrente de atraso de obras de rede é solidária entre a União — titular do serviço — e as concessionárias de transmissão — executoras da infraestrutura.

A União responde por omissão no dever de planejamento e fiscalização, enquanto as transmissoras respondem por inadimplemento contratual e atraso injustificado na execução das obras outorgadas. Ambas se enquadram no conceito constitucional de pessoas jurídicas prestadoras de serviços públicos, sujeitas ao regime de responsabilidade objetivo.

A jurisprudência do Superior Tribunal de Justiça (STJ) tem reafirmado que, quando a falha na prestação de serviço decorre de omissão específica ou atraso contratual imputável ao poder concedente ou à concessionária, o dever de indenizar decorre automaticamente, independentemente de culpa, bastando a comprovação do dano e do nexo causal.

d) A Materialização do Dano e o Dever de Indenizar

O dano sofrido pelo gerador é material e quantificável: trata-se da energia efetivamente gerada, porém não injetada no sistema por determinação do ONS, com base em limitação física da rede. Essa restrição traduz-se em perda de receita (dano emergente) e, eventualmente, em lucro cessante, especialmente em contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A responsabilidade civil, nesse contexto, não depende da demonstração de culpa; exige apenas que se comprove a relação de causalidade entre o atraso da obra de transmissão (conduta estatal) e a ordem de restrição de geração (ato consequente). Assim, a omissão do Estado constitui causa direta e eficiente do dano econômico, configurando hipótese típica de responsabilidade objetiva administrativa, nos moldes do art. 37, § 6º, da Constituição.

6. Inadimplemento Contratual e Excludentes de Responsabilidade: Força Maior ou Caso Fortuito?

A problemática jurídica em torno do *curtailment* no setor elétrico projeta-se também no campo do Direito Civil e Contratual, notadamente na caracterização da ordem de corte de geração, determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como evento de caso fortuito ou força maior. A correta qualificação jurídica desse fenômeno é essencial para definir a responsabilidade contratual dos geradores e os efeitos sobre a execução dos *Power Purchase Agreements* (PPAs).

Tradicionalmente, o caso fortuito e a força maior são concebidos como eventos externos, imprevisíveis e inevitáveis, capazes de afastar a responsabilidade do devedor pela inexecução da obrigação, conforme disposto no art. 393 do Código Civil. No âmbito da geração de energia, interrupções na rede ou restrições operacionais poderiam, em princípio, ser enquadradas como tais, uma vez que escapam à esfera de controle do agente gerador.

Entretanto, o contexto fático-regulatório contemporâneo, especialmente a partir de 2026, tem modificado essa percepção. Com a previsibilidade estatística dos gargalos de transmissão, amplamente reconhecida em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e em relatórios públicos da ANEEL, os compradores de energia têm passado a questionar a aplicação automática da excludente de responsabilidade. Argumenta-se que o gerador, ao optar por instalar sua usina em determinada região do sistema, assumiu conscientemente o risco da saturação da rede, devendo, portanto, arcar com os efeitos do *curtailment*⁸.

a) A Previsibilidade como Limite à Excludente de Responsabilidade

O cerne da controvérsia reside na previsibilidade do evento. Doutrinariamente, o caso fortuito e a força maior só se configuram quando o evento é inevitável e imprevisível, rompendo o nexo causal entre a conduta e o dano. No entanto, quando o *curtailment* decorre de condições estruturais conhecidas e recorrentes, perde-se a nota de imprevisibilidade necessária à sua caracterização como evento excludente.

Por outro lado, não se pode desconsiderar que o gerador é parte sujeita à regulação estatal e não possui poder de disposição sobre a rede de transmissão. Ainda que previsíveis, as limitações de escoamento não são evitáveis pelo particular, mas dependem de decisões e investimentos públicos. Assim, a previsibilidade estatística do fenômeno não afasta sua inevitabilidade, o que preserva a incidência da excludente⁹.

Essa dicotomia revela o desafio de conciliar a teoria civilista tradicional com a realidade regulatória do setor elétrico. O que se observa, portanto, é a transição de um modelo pautado na imprevisibilidade física do evento (vento, chuva, falha de rede) para um modelo de imprevisibilidade jurídica, em que o risco decorre da decisão administrativa de restrição à geração.

b) A Tese da Impossibilidade Jurídica de Entrega

⁸ EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2035*. Brasília, 2025. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035>

⁹ DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 37ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2024, p. 602

A corrente doutrinária que vem ganhando força identifica a situação do *curtailment* não como hipótese de força maior física, mas como impossibilidade jurídica de cumprimento contratual. Sob essa ótica, a ordem do ONS que proíbe a injeção de energia na rede constitui ato de autoridade pública, de natureza vinculante e intransponível, o que afasta a mora e a aplicação de penalidades contratuais. Trata-se de impedimento jurídico superveniente, equiparável à interdição administrativa ou ao ato estatal impeditivo da execução da obrigação, tal como previsto no art. 393, parágrafo único, do Código Civil¹⁰.

Nessa hipótese, o gerador não se exime por evento natural ou físico, mas por ato normativo ou regulatório estatal que impossibilita o adimplemento. O fundamento da exclusão de responsabilidade, portanto, não é o caso fortuito em sentido material, mas a interferência jurídica legítima do Estado sobre o contrato.

Essa interpretação é reforçada pela jurisprudência administrativa e judicial recente, que tem reconhecido que a ordem de corte emitida pelo ONS constitui ato de império, e não mero fato natural do mercado, o que exclui a mora do gerador e preserva a higidez do contrato de compra e venda de energia (PPA).

c) A Preservação do Equilíbrio Contratual e a Boa-fé Objetiva

Sob o prisma principiológico, a boa-fé objetiva e o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de energia impõem que nenhuma das partes seja penalizada por atos estatais imprevisíveis e irresistíveis. Se o gerador cumpre integralmente sua prestação dispondo a energia contratada na barra de entrega, e, ainda assim, é impedido de injetá-la na rede por decisão do ONS, não se configura inadimplemento contratual, mas impedimento legítimo à execução da obrigação.

Admitir o contrário significaria transferir ao gerador o risco da atuação estatal, o que subverteria a lógica do contrato administrativo e da regulação setorial. Como observa a doutrina, “a alocação de riscos deve seguir a capacidade de controle do evento por cada parte, e não a simples titularidade da obrigação”¹¹.

¹⁰ Código Civil Brasileiro, art. 393, parágrafo único.

¹¹ JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de Direito Administrativo*. 17ª ed. São Paulo: Thomson Reuters, 2024, p. 459.

Assim, a tese da impossibilidade jurídica de entrega oferece uma solução normativa mais precisa e compatível com a estrutura do setor elétrico, pois preserva a higidez dos PPAs e assegura estabilidade às relações contratuais de longo prazo, pilares da segurança jurídica no ambiente de transição energética.

7. A Teoria da Imprevisão Aplicada ao Vertimento Sistemático

Nos contratos de longo prazo, o *curtailment* sistemático pode ensejar pedido de reequilíbrio econômico-financeiro com base na teoria do fato da administração. Quando o volume de energia vertida atinge níveis que inviabilizam a sustentabilidade financeira da usina — inclusive quanto ao serviço da dívida com instituições de fomento, como o BNDES —, verifica-se uma onerosidade excessiva resultante de evento extraordinário e imprevisível, qual seja, a incapacidade sistêmica de escoamento.

Como solução jurídica de equilíbrio, admite-se a instituição de cláusulas de risco compartilhado, nas quais as partes convencionam um limite de vertimento suportado exclusivamente pelo gerador; ultrapassado esse patamar, o ônus passa a ser dividido com o comprador, ou compensado por extensão do prazo contratual. Tal mecanismo reforça a segurança jurídica e evita a ruptura contratual em razão de fatores alheios à vontade das partes.

A ausência de regras claras sobre o tema eleva o custo regulatório e o chamado “Custo Brasil”, desestimulando o investimento estrangeiro e levando agentes a precificar o risco de rede como perda irreversível. Nesse cenário, a regulação setorial poderia incentivar soluções técnicas de mitigação, como o uso de baterias e sistemas de armazenamento, permitindo que o gerador armazene a energia não injetada e a comercialize futuramente, afastando penalidades e tributações indevidas¹².

Em última análise, o *curtailment* sistemático não é apenas questão operacional, mas falha de planejamento estrutural que demanda resposta regulatória e contratual integrada, em conformidade com os princípios da boa-fé objetiva e do equilíbrio econômico-financeiro.

¹² EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. Brasília, 2025.

Após a promulgação da Lei nº 15.269/2025, resultante da Medida Provisória nº 1.304/2025, o ordenamento jurídico brasileiro passou a prever expressamente a compensação financeira decorrente do *curtailment* — resposta normativa à multiplicação de demandas judiciais movidas por agentes de geração que buscavam ressarcimento por limitações operativas do sistema elétrico.

O texto legal instituiu dois regimes distintos de compensação. O primeiro, de caráter prospectivo, encontra fundamento no art. 1º, § 10, inciso VI, ao determinar a cobertura dos custos de cortes de geração por indisponibilidade externa para todas as usinas integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), aplicável a eventos futuros. O segundo, de natureza transitória, está previsto no art. 1º-B, assegurando compensação aos agentes conectados ao SIN entre 1º de setembro de 2023 e a entrada em vigor da lei, desde que celebrem termo de compromisso e renunciem às ações judiciais em curso¹³.

Não obstante o avanço legislativo, a efetividade da norma ainda depende de regulamentação infralegal. Compete à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no âmbito da Consulta Pública nº 45/2019, estabelecer critérios técnicos e metodológicos para a operacionalização dos dois regimes de compensação, definindo parâmetros objetivos para o cálculo dos valores, prazos e condições de elegibilidade¹⁴.

Tal regulamentação é essencial para garantir segurança jurídica, isonomia entre os agentes e previsibilidade econômica na aplicação da lei, evitando a reabertura de litígios e assegurando a coerência entre o planejamento energético estatal e os contratos de geração vigentes.

8. Segurança Energética e Complementaridade de Fontes

A robustez do setor elétrico brasileiro assenta-se, fundamentalmente, na diversidade de sua matriz energética. O Brasil é, por excelência, um país vocacionado à pluralidade energética, onde a coexistência entre diferentes fontes não deve ser interpretada como uma relação de concorrência, mas como uma simbiose necessária à segurança e à

¹³ Lei nº 15.269, de 25 de novembro de 2025, arts. 1º, §10, VI, e 1º-B.

¹⁴ ANEEL – Consulta Pública nº 45/2019. *Proposta de regulamentação dos critérios de compensação financeira por cortes de geração (curtailment)*.

estabilidade do SIN. Nesse contexto, as usinas termelétricas exercem uma função técnica e sistêmica insubstituível: a de lastro de confiabilidade. Sua presença assegura o equilíbrio operacional do sistema elétrico, compensando as oscilações das fontes intermitentes — como a eólica e a solar — e garantindo que o suprimento energético não seja interrompido diante de contingências climáticas ou estruturais.

Sob o ponto de vista jurídico-regulatório, as termelétricas são despachadas com base em critérios de custo-benefício e de segurança energética, nos termos das diretrizes fixadas pelo ONS e pela ANEEL. Assim, quando o custo variável unitário (CVU) das térmicas é inferior ao custo marginal da água, ou quando o despacho é determinado por razões de segurança elétrica, o acionamento dessas usinas se revela não apenas legítimo, mas economicamente vantajoso, sobretudo quando comparado ao custo social do déficit de energia.

É oportuno recordar que, em 2014 e novamente em 2021, o acionamento térmico foi determinante para evitar o racionamento de energia elétrica. Sem a contribuição dessas unidades, os consumidores teriam sido compelidos a reduzir o consumo, com impactos significativos sobre a qualidade de vida, a atividade produtiva e o equilíbrio macroeconômico¹⁵.

Desempenhando o papel de reserva de prontidão, as termelétricas atuam como fonte de potência firme, capazes de suprir o vácuo momentâneo deixado pelas fontes renováveis intermitentes. Dessa forma, asseguram que, independentemente das condições climáticas ou do período do dia, a oferta de energia elétrica permaneça estável, contínua e confiável, reforçando a resiliência sistêmica do SIN¹⁶.

No atual contexto da transição energética, as fontes renováveis possuem vantagens ambientais inquestionáveis, especialmente quanto à redução das emissões de gases de efeito estufa. As hidrelétricas, por sua vez, mantêm o papel estratégico de fonte renovável e não intermitente, sobretudo quando dispõem de reservatórios de regularização. Já as usinas termelétricas, ainda que emissoras de carbono, oferecem o atributo insubstituível

¹⁵ EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2022*. Brasília, 2023

¹⁶ ANEEL. *Nota Técnica nº 023/2021-SRG/ANEEL: Avaliação da segurança energética e despacho termelétrico emergencial*

da segurança eletroenergética, cuja ausência colocaria em risco o próprio equilíbrio do sistema¹⁷.

Importa destacar que o gás natural canalizado assume, nesse cenário, uma função de transição — atuando como combustível-ponte na rota para a descarbonização —, por combinar menor intensidade de carbono com alta flexibilidade operativa, apta a complementar a variabilidade das fontes renováveis.

Nos últimos anos, a expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil tem sido decisiva para o fortalecimento do setor energético. Milhares de quilômetros de gasodutos foram construídos, interligando os produtores com o consumo, por meio dos dutos das concessionárias de distribuição de gás natural canalizado. Esse avanço tem ampliado significativamente a disponibilidade do gás natural, inclusive para o abastecimento da geração termelétrica.

O crescimento da malha de gasodutos não apenas estimula o aumento do consumo e da produção — especialmente do gás proveniente do pré-sal — como também fortalece o mercado interno, beneficiando diretamente consumidores industriais, comerciais e residenciais atendidos pelas concessionárias de distribuição de gás natural.

Além disso, a ampliação dos gasodutos impulsiona diretamente a instalação de novas usinas termelétricas de gás natural visando a garantir a confiabilidade do SIN, garantindo a redução das emissões de carbono atendendo rapidamente às variações na demanda de energia elétrica.

Por fim, a incorporação de novas tecnologias de armazenamento, como baterias e sistemas híbridos, deve ser vista não como substituta, mas como aliada à matriz existente, ampliando a eficiência e a flexibilidade da operação elétrica.

Ao consolidar um sistema planejado de forma integrada e tecnicamente rigoroso em sua operação, o Brasil poderá, enfim, aproximar-se do denominado “Trilema Ótimo do Setor

¹⁷ MORAES, Gustavo; LIMA, Patrícia. *A complementaridade das fontes na transição energética brasileira*. Revista Brasileira de Regulação Econômica, v. 5, n. 2, 2025.

Elétrico” — ou seja, mínimo impacto ambiental, máxima segurança energética e menor custo possível¹⁸.

9. Conclusão

A distinção entre *constraint-off* e *constraint-on* evidencia que os efeitos do *curtailment* não se esgotam em um mero problema técnico-operativo, mas projetam-se sobre a alocação de riscos contratuais e sobre a própria coerência regulatória do setor elétrico. Quando a restrição deriva de limitações estruturais da transmissão (*constraint-off*), o evento possui origem pública e sistêmica, o que recomenda tratá-lo, como risco primariamente externo ao gerador e, portanto, incompatível com a imputação automática de ônus econômico ao particular pela energia não escoada. Já as restrições associadas a ordens operativas do ONS (*constraint-on*), fundadas em critérios de segurança, confiabilidade e custo global mínimo, devem ser concebidas como atos técnico vinculados de gestão do sistema, cuja previsibilidade e governança regulatória exigem regras claras de compensação e de neutralidade econômica, de modo a evitar distorções concorrenciais e incentivos inadequados no despacho e na expansão da malha.

Diante desse contexto, mostra-se, portanto, oportuno aos agentes, geradores, transmissoras, comercializadores e distribuidores, juntamente com o ONS e a regulação setorial, debatam uma matriz de riscos específica para restrições operativas, com: (a) definições normativas de *constraint-off* e *constraint-on*; (b) parâmetros públicos de medição (janelas, bases de dados e métricas de congestão); (c) gatilhos automáticos de compensação/neutralização; e (d) encaixe explícito nos contratos padrão, reduzindo litigiosidade e ampliando a eficiência alocativa. Importante destacar ainda, a necessidade de se observar o mercado europeu, principalmente no que tange às práticas de *curtailment*, permitindo análise de estudos, experiências como o mercado tem se comportado. O *benchmarking* deve ser devidamente ajustado a realidade brasileira, com base em um mercado mais maduro.

Por fim, esperar-se que o desfecho da CP 45/2019 estabeleça critérios objetivos de corte, métodos verificáveis de alocação e compensação de riscos.

¹⁸ WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Trilemma Index 2024*. Londres, 2024.

REFERÊNCIAS

JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de Direito Administrativo*. 17ª ed. São Paulo: Thomson Reuters, 2024, p. 458

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 37ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2024, p. 602

JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de Direito Administrativo*. 17ª ed. São Paulo: Thomson Reuters, 2024, p. 459.

MORAES, Gustavo; LIMA, Patrícia. *A complementaridade das fontes na transição energética brasileira*. Revista Brasileira de Regulação Econômica, v. 5, n. 2, 2025.

WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Trilemma Index 2024*. Londres, 2024.