

## A Face Oculta da Regulação Elétrica: Captura, Tarifas Injustas e o Colapso da Confiabilidade na Geração de Energia no Brasil

Autor: MATHEUS DOS SANTOS BUARQUE EICHLER<sup>1</sup>

### 1. Introdução

A regulação do setor de geração elétrica no Brasil, moldada pela Constituição Federal e pela Lei nº 10.848/2004, proclama o equilíbrio entre modicidade tarifária, segurança do suprimento e estabilidade regulatória<sup>2</sup>. Três pilares que exigem a compreensão do que haveria de mais moderno em termos de regulação e todas as suas implicações que significam aplicação de conceitos complexos de um estado que pretende ter um moderno sistema de regulação imune converteram-se em slogans repetidos por autoridades e empresas, mas esvaziados em seu conteúdo normativo. A estabilidade serve mais como escudo para evitar revisões estruturais, a modicidade tarifária tem sido corrompida por subsídios cruzados que penalizam os mais pobres, e a segurança do suprimento está fragilizada pelo esgotamento da capacidade firme e pelo desprezo às lições internacionais.

George Stigler, um importante membro da Escola de Chicago, sustentou que a regulação é frequentemente apropriada pelos setores regulados, transformando-se em instrumento de exclusão de novos competidores<sup>3</sup>. Stephen Breyer, por sua vez, advertiu para os ciclos viciosos da regulação ineficiente, em que a intervenção estatal, mal calibrada, gera novos problemas que justificam mais intervenção. No Brasil, a captura não é exceção, mas regra: grandes players do setor moldam a arquitetura regulatória sob a justificativa de garantir “planejamento” e “racionalidade técnica”, quando na verdade asseguram privilégios oligopolistas.

---

<sup>1</sup> Mestrando em Direito da Regulação pelo PPGD da FGV Direito Rio, especialista em Direito de Energia (IDP) e bacharel em Direito (UCAM). Atua na assessoria jurídica e estratégica de agentes de geração de energia, com foco em regulação, contratos e interlocução institucional. É sócio de escritório especializado em Direito da Regulação e integra o conselho fiscal e jurídico de empresas de geração de energia. Coordenador Geral da Comissão Especial de Energia Elétrica da Ordem dos Advogados do Brasil, Seccional do Rio de Janeiro (CEELE OAB/RJ).

<sup>2</sup> BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

<sup>3</sup> STIGLER, George. The Theory of Economic Regulation. Bell Journal of Economics, v. 2, n. 1, 1971.

## 2. A falsa neutralidade tecnológica e a manipulação dos leilões

O abismo entre a capacidade instalada<sup>4</sup> projetada de 280.000 MW e a demanda real<sup>5</sup> estimada de apenas 110.000 MW prevista pelo PDE 2032 denuncia um desequilíbrio entre planejamento setorial, instrumentos econômicos e governança regulatória. Em resumo, geramos mais do que consumimos, subsidiamos o que não é utilizado e pagamos caro pelo vertimento de todas as fontes<sup>6</sup>. A elevação do Encargo de Energia de Reserva<sup>7</sup> (ESS) totalizou R\$ 1,26 bilhão<sup>8</sup> e representa o custo oculto da intermitência e das políticas regulatórias permissivas e seus reflexos regressivos sobre os consumidores finais.

A falta de estudo de impacto de longo prazo sobre a garantia física e a ausência de diretriz regulatória específica para remuneração da inércia rotacional evidenciam um vácuo decisório que recaiu sobretudo sobre o Operador Nacional do Sistema (ONS) e sobre a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), deixando o mercado de energia exposto a ciclos de rampagem acentuados e a novos riscos de instabilidade frequência-tensão<sup>2</sup>.

<sup>4</sup> Capacidade instalada é a “potência elétrica nominal agregada de todas as usinas de geração conectadas ao sistema, representando um limite superior teórico da produção elétrica possível em um dado instante, ainda que raramente seja atingido na prática.” Cf. BARROSO, Luiz Augusto; MAI, T. Y.; PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Planejamento energético e integração de renováveis: conceitos, desafios e experiências internacionais. Rio de Janeiro: PSR Consultoria, 2014.

<sup>5</sup> “A demanda real de energia elétrica corresponde ao montante efetivamente consumido pelos usuários finais do sistema elétrico, sendo função direta do comportamento da carga e, portanto, suscetível a oscilações conjunturais, climáticas e setoriais.” Cf. TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Fundamentos de economia da energia. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2016.

<sup>6</sup> “O vertimento de todas as fontes ocorre quando há excedente estrutural de energia, e o sistema é obrigado a descartar geração de diferentes tecnologias, inclusive de fontes renováveis prioritárias, em função de limitações físicas ou operacionais, como restrições de transmissão, limites de segurança ou saturação dos reservatórios.” Cf. BARROSO, Luiz Augusto; BEZERRA, Bruno. Flexibilidade elétrica e integração de renováveis no Brasil: desafios e caminhos regulatórios. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro, v. 26, n. 2, p. 125–150, 2020.

<sup>7</sup> O Encargo de Energia de Reserva (EER) é um encargo setorial instituído no âmbito do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro (Lei nº 10.848/2004), com a finalidade de cobrir os custos da contratação de usinas destinadas exclusivamente à função de garantir a segurança do suprimento, independentemente da demanda do mercado regulado ou livre. Essas usinas integram o chamado mecanismo de energia de reserva (MER) e não participam do mercado de energia convencional. O EER é rateado/socializado entre todos os consumidores finais do Sistema Interligado Nacional (SIN), tanto do mercado cativo quanto do mercado livre, com base na energia efetivamente consumida.

<sup>8</sup> CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Encargo de Energia de Reserva – Dados consolidados de 2024*. São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/energia-reserva](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/energia-reserva). Acesso em: 7 jul. 2025.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), sem a incorporação formal de um serviço de suporte dinâmico e sem mecanismos de *valuation* para a garantia física, a expansão eólica de grande porte, passou a operar em descompasso com as exigências de confiabilidade e de qualidade de suprimento definidas nos Procedimentos de Rede<sup>9</sup>. Essa persistente omissão regulatória compromete a resiliência do SIN, pois ignora a necessidade de um modelo decisório que alinhe incentivos econômicos à provisão dos atributos técnicos imprescindíveis ao bem-estar coletivo<sup>4</sup>.

A neutralidade tecnológica deveria ser um dos princípios fundantes dos mecanismos de contratação de energia. Um leilão verdadeiramente neutro permitiria que todas as fontes competissem com igualdade de critérios, sendo escolhida aquela que melhor atendesse ao sistema a menor custo global. Contudo, o que se observa no Brasil é a manipulação sistemática das regras de habilitação e das exigências técnicas, de modo a favorecer incumbentes ou determinados grupos de interesse.

Estudos mostram que a separação dos leilões por fonte nega a competição eficiente e conduz a um sistema artificialmente fragmentado<sup>10</sup>. No lugar de neutralidade, há um teatro de neutralidade. Exemplo paradigmático é a resistência à inclusão de armazenamento e de soluções híbridas, que poderiam trazer maior flexibilidade ao sistema, mas são tratadas como “inovações ainda imaturas”. Na realidade, trata-se de proteção política e econômica às térmicas fósseis e às hidrelétricas tradicionais, que mantêm seus contratos garantidos enquanto soluções modernas são empurradas para fora da mesa de negociação.

A retórica oficial fala em “otimização da matriz”, mas o resultado concreto é a exclusão de tecnologias que poderiam reduzir o custo sistêmico e aumentar a resiliência. A experiência internacional demonstra que modelos de neutralidade tecnológica, como os da Austrália e do Reino Unido, permitem leilões por atributos técnicos – flexibilidade, firmeza, tempo de resposta – e não por fonte predeterminada<sup>11</sup>. Ao ignorar

<sup>9</sup> ONS, Procedimentos de Rede – Módulo 4, art. 3.2.4, que estabelece requisitos de resposta dinâmica ainda não aplicados a centrais intermitentes.

<sup>10</sup> TERRA, J.; VALENTE, M. C. O potencial da neutralidade tecnológica aplicada ao setor de energia. Exame ESG, 19 ago. 2024.

<sup>11</sup> BEZERRA, B. Flexibilidade elétrica: o Brasil vai destravar o sistema ou o lobby? Eixos, 2024.

esse modelo, o Brasil reafirma sua preferência pela captura e pelo protecionismo disfarçado.

### **3. Justiça tarifária ou retórica vazia? A regressividade das tarifas brasileiras**

A justiça tarifária no setor elétrico brasileiro é uma promessa nunca cumprida de uma arquitetura regulatória incompleta. O discurso político insiste em afirmar que a tarifa é formada com base na modicidade e na solidariedade social, mas os números mostram o oposto: a tarifa pesa proporcionalmente mais sobre os consumidores de baixa renda do que sobre grandes indústrias, revelando uma profunda regressividade<sup>12</sup>.

Grande parte dessa injustiça decorre de subsídios cruzados: encargos setoriais são rateados de forma linear, independentemente da capacidade contributiva. O resultado é que residências e pequenos negócios (mercado de consumidores cativos) arcam com percentuais mais elevados da conta de luz, enquanto grandes consumidores conseguem se beneficiar de regimes especiais, contratos bilaterais e reduções em tarifas de uso do sistema. Trata-se de uma inversão completa do princípio constitucional da isonomia e da racionalidade regulatória.

O Brasil mantém subsídios injustificáveis para agentes setoriais e atividades que são capazes de atender as regras de mercado com natural eficiência econômica. Enquanto isso, as políticas para incentivar inovação e descentralização são marginais e residuais. A justiça tarifária converte-se em uma narrativa retórica, sustentada por uma estrutura que privilegia interesses instalados e distribui os custos da ineficiência ao consumidor final<sup>13</sup>.

### **4. A crise da confiabilidade: como o Brasil caminha para a entropia do suprimento**

A confiabilidade do sistema elétrico brasileiro encontra-se imersa em crise silenciosa. O crescimento desordenado da geração distribuída, os custos exponenciais

---

<sup>12</sup> GLOBAL ENERGY ALLIANCE FOR PEOPLE AND PLANET. Caminhos para a justiça tarifária no setor elétrico brasileiro. Nota técnica, 2025.

<sup>13</sup> Idem

com serviços anciares desencadeados pelo aumento da geração intermitente e os óbices ambientais ao desenvolvimento de projetos de usinas hidrelétricas com capacidade de regulação própria por meio de reservatórios expõem o sistema a riscos crescentes. A cada crise hídrica ou onda de calor, a ameaça de interrupções ou até de desabastecimento retorna como fantasma, revelando que o planejamento oficial é mais retórico do que efetivo.

Nos Estados Unidos, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) alertou em 2025 que a perda acelerada de geração despachável coloca em risco a segurança energética, exigindo mecanismos de contratação de capacidade<sup>14</sup>. Na Austrália, o operador do sistema (AEMO) já aciona obrigações contratuais de confiabilidade para evitar apagões regionais<sup>15</sup>. O Reino Unido e a União Europeia, por sua vez, adotam leilões de capacidade e investimentos maciços em interconexão de redes como salvaguarda.

No Brasil, discute-se “leilões de reserva de capacidade” em meio a uma crise de confiabilidade permanente, criada por questões relacionadas à baixa capacidade de escoamento de determinadas regiões e, sobretudo, pelo aumento exponencial das fontes intermitentes como solar e eólica: em vez de abrir espaço para baterias, resposta da demanda e armazenamento, tende a garantir contratos a térmicas antigas e ineficientes. A confiabilidade, em vez de ser fortalecida, é usada como pretexto para perpetuar velhos esquemas de remuneração. Trata-se de um colapso anunciado, uma entropia regulatória que combina omissão, captura e desprezo às melhores práticas internacionais.

## 5. Assimetrias concorenciais e o jogo dos incumbentes contra os entrantes

As assimetrias no setor elétrico brasileiro não são meramente conjunturais, mas estruturais. Grandes agentes, muitos com herança estatal, controlam não apenas ativos de geração, mas também redes de transmissão e cadeias de suprimento. O novo entrante

<sup>14</sup> GLOBAL ENERGY ALLIANCE FOR PEOPLE AND PLANET. Caminhos para a justiça tarifária no setor elétrico brasileiro. Nota técnica, 2025.

<sup>15</sup> AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Reliability Outlook Improves, Timely Investment Delivery Essential. Media release, 21 ago. 2025.

é empurrado a competir em um campo de jogo inclinado, no qual o regulador, ao invés de corrigir as distorções, frequentemente atua como árbitro parcial.

Phillip Areeda já advertia que a detenção de *essential facilities* por incumbentes cria um ambiente de exclusão sistêmica<sup>16</sup>. Essa realidade é visível no Brasil, em que barreiras regulatórias e financeiras impedem a entrada de novos agentes. O Conselho de Administração de Defesa Econômica (CADE), embora formalmente responsável por zelar pela concorrência, mantém atuação tímida diante das distorções regulatórias, como se o setor elétrico fosse um território excepcional em que os princípios concorrenciais podem ser relativizados.

O resultado é um mercado capturado, em que a competição é apenas aparente. A retórica da “livre concorrência nos leilões” serve como cortina para manter privilégios, enquanto pequenos players são sistematicamente excluídos por exigências técnicas e financeiras desproporcionais.

A ausência de critérios que considerem a efetiva contribuição das usinas à confiabilidade do sistema em momentos críticos compromete o equilíbrio concorrencial de todo um mercado integrado. É necessário encarar o crescimento acelerado da geração intermitente como um caso de concorrência artificial, em que projetos que não garantem fornecimento de energia em momentos críticos competem formalmente em igualdade com fontes despacháveis e estruturantes, sem que os custos sistêmicos associados à intermitência sejam devidamente reconhecidos nos contratos ou precificados de forma proporcional.

A persistência do atual modelo metodológico tem beneficiado certos agentes em detrimento de tecnologias capazes de ofertar energia firme e previsível, como as hidrelétricas com reservatórios de regularização e as térmicas flexíveis com capacidade de resposta rápida. A assimetria regulatória torna-se particularmente evidente em episódios recentes, como os registrados nos anos de 2021 e 2023, quando a conjugação de escassez hídrica e baixa geração eólica em momentos de elevada demanda impôs ao

---

<sup>16</sup> AREEDA, Phillip. Antitrust Law. Little, Brown & Co., 1989.

sistema a necessidade de acionar usinas térmicas de custo elevado, pressionando as tarifas e comprometendo a modicidade do serviço prestado aos consumidores<sup>17</sup>.

## 6. Modelos internacionais de valoração da firmeza: o que aprendemos e o que ignoramos

A valoração da geração firme é questão central na transição energética. Nos EUA e no Reino Unido, mecanismos de mercado remuneram a disponibilidade de capacidade firme como seguro contra falhas do sistema<sup>18</sup>. Na Austrália, obrigações contratuais de confiabilidade distribuem a responsabilidade entre agentes<sup>19</sup>. Na Alemanha, a confiabilidade é sustentada por investimentos massivos em redes de transmissão e em reservas estratégicas.

O Brasil, contudo, prefere ignorar essas experiências e continuar preso ao mito da “hidreletricidade eterna”, mesmo quando a crise hídrica já demonstrou os limites do modelo. A ausência de uma política clara para remunerar firmeza é um convite à instabilidade: enquanto outros países remuneram soluções de armazenamento, manutenção do parque térmico baseado em usinas a gás e sistemas flexíveis de resposta da demanda, o Brasil continua premiando a expansão incontrolável de fontes que não aportam modelos de garantia física eficientes e compatíveis com o perfil de carga do SIN que deve premiar não só energia, mas potência – fator essencial para o que chamamos de segurança eletroenergética.

## 7. Conclusão: o futuro do setor entre a captura e a transição energética

A regulação da geração de energia elétrica no Brasil não cumpre os princípios constitucionais que proclama. A neutralidade tecnológica é sabotada por lobbies, a justiça tarifária é desmentida pela regressividade da conta de luz, a confiabilidade é ameaçada pela ausência de mecanismos modernos de capacidade, a concorrência é falseada por assimetrias estruturais e a governança é minada pela captura institucionalizada.

<sup>17</sup> SEEG – Sistema de Estimativas de Emissões de GEE. “Análise do setor elétrico: impactos tarifários dos despachos térmicos de 2021”. Relatório Técnico, 2022.

<sup>18</sup> DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO (UK). Capacity Market Auction Report 2023/24. Londres, 2024.

O futuro do setor está em aberto: pode-se caminhar para uma transição energética justa, com neutralidade e inovação, ou perpetuar a farsa regulatória que protege incumbentes e transfere custos para o consumidor. Sem reformas profundas, o Brasil corre o risco de consolidar um modelo de entropia regulatória, em que a regulação se converte em retórica e o suprimento em risco permanente.

A competição nos leilões, nesse contexto, torna-se formalmente simétrica, mas materialmente assimétrica, ao permitir que fontes que não contribuem para a estabilidade do sistema nos momentos de pico ou de escassez de geração concorrem, em igualdade contratual, com aquelas que sustentam o equilíbrio do SIN. Essa disfunção compromete a eficiência alocativa do modelo setorial, pois desloca os contratos para agentes com menor valor sistêmico, gerando ineficiência econômica e vulnerabilidade operacional.

Do ponto de vista tarifário, as distorções geradas por essa modelagem reverberam diretamente sobre os consumidores finais. A necessidade crescente de acionar usinas térmicas emergenciais, em função da não entrega das fontes intermitentes nos horários críticos tem ampliado os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que ultrapassaram R\$ 7 bilhões entre 2016 e 2023, segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)<sup>19</sup>. Tais encargos são repassados aos consumidores, via tarifas e bandeiras tarifárias, comprometendo especialmente os grupos de menor renda, cuja elasticidade de consumo é reduzida.

De acordo com estudos do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), essa externalização de custos constitui uma forma de subsídio cruzado regressivo: em vez de internalizar o custo da confiabilidade no sinal de preço dos contratos, transfere-se o ônus coletivo da instabilidade para consumidores cativos<sup>20</sup>. A ausência de um mecanismo eficiente de valoração da capacidade firme, como mercados de capacidade, agrava esse

---

<sup>19</sup> CCEE. *Relatório de Encargos e Despesas Setoriais*. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2024.

<sup>20</sup> GESEL. A Crescente Importância dos Recursos de Flexibilidade frente à Expansão das Renováveis no Brasil. Rio de Janeiro: UFRJ, 2022.

desequilíbrio, perpetuando o ciclo de expansão baseada em ativos com baixa contribuição à segurança energética.

Na perspectiva do Direito da Concorrência, essa situação viola o princípio da simetria regulatória, entendido como a exigência de tratamento igual apenas entre agentes que se encontram em condições equivalentes. Conforme destaca Calixto Salomão Filho, a simetria formal, quando aplicada a agentes estruturalmente distintos, produz desigualdades materiais e distorce o processo competitivo<sup>21</sup>. Patrícia Sampaio complementa que, nos setores de infraestrutura, a ausência de uma adequada alocação dos riscos compromete a isonomia regulatória e perpetua assimetrias competitivas estruturais<sup>22</sup>.

Adicionalmente, sob a ótica da justiça distributiva e climática, autores como Adams e Luchsinger argumentam que a transferência de custos da transição para grupos vulneráveis, sem contrapartidas institucionais claras, configura uma injustiça ambiental e social, além de minar o princípio de justiça intergeracional<sup>23</sup>. No caso brasileiro, o desenho contratual vigente privilegia fontes que se beneficiam da retórica da descarbonização, mas cujos riscos operacionais e financeiros são suportados por populações de baixa renda sem acesso aos instrumentos de resposta à demanda ou autoprodução.

Essa realidade colide com os princípios constitucionais que regem os serviços públicos no Brasil, especialmente os da continuidade, modicidade e universalidade. Como advertem Carlos Ari Sundfeld e Alexandre Santos de Aragão, modelos regulatórios que tratam a confiabilidade como mera abstração estatística, ignorando seus efeitos distributivos e operacionais, ferem os atributos essenciais dos serviços públicos<sup>24</sup>. A ausência de critérios rigorosos de atribuição de garantias físicas implica,

<sup>21</sup> SALOMÃO FILHO, Calixto. *Concorrência e Regulação*. São Paulo: Malheiros, 2010.

<sup>22</sup> SAMPAIO, Patrícia. *Regulação e Concorrência: A Atuação do CADE em Setores de Infraestrutura*. São Paulo: Saraiva, 2013.

<sup>23</sup> ADAMS, Barbara; LUCHSINGER, Gretchen. *Climate Justice for a Changing Planet*. Genebra: UN-NGLS, 2009.

<sup>24</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de; SUNDFELD, Carlos Ari. *Direito dos Serviços Públicos*. São Paulo: Atlas, 2010.

portanto, violação indireta da isonomia constitucional no acesso à energia, sendo a confiabilidade um atributo essencial do sistema que a cada dia têm sido perdido.

A fragilidade do modelo vigente é agravada pela ausência de coordenação entre os entes responsáveis pelo planejamento e regulação do setor. O “Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado” do então Ministro Luiz Carlos Bresser-Pereira, citando os primórdios do nosso modelo, já alertava que funções estratégicas como a definição de critérios de expansão e confiabilidade do setor elétrico deveriam ser exercidas de forma coordenada e centralizada no núcleo estratégico do Estado<sup>25</sup>. A atual fragmentação decisória entre EPE, MME, ANEEL e ONS, sem um centro racional de arbitragem técnica, configura um risco de desgovernança.

A teoria econômica da regulação, como formulada por George Stigler e posteriormente expandida por Sam Peltzman, sustenta que a regulação tende à captura quando os benefícios da concentração normativa superam os custos de mobilização política<sup>26</sup>. O ambiente brasileiro, marcado por baixa transparência metodológica e por incentivos assimétricos, configura precisamente esse cenário: normas que, ao invés de promover concorrência e eficiência, consolidam privilégios institucionais sob a aparência de neutralidade técnica.

## 6. Propostas Regulatórias para um Novo Modelo de Garantia Física

A superação das disfunções regulatórias do modelo brasileiro de garantia física exige mais do que ajustes técnicos pontuais, requer uma transformação paradigmática que une rigor metodológico, racionalidade econômica e justiça concorrencial. O Direito da Regulação fornece as ferramentas conceituais necessárias para a construção de um novo modelo lastreado em capacidade firme horária marginal, com critérios baseados em risco sistêmico, responsividade regulatória e neutralidade tecnológica.

<sup>25</sup> BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado. Brasília: MARE, 1995.

<sup>26</sup> PELETZMAN, Sam. “Toward a More General Theory of Regulation”. *Journal of Law and Economics*, v. 19, n. 2, 1976. Ver também: STIGLER, George J. “The Theory of Economic Regulation”. *Bell Journal of Economics and Management Science*, v. 2, n. 1, 1971.

A metodologia vigente, concebida para uma matriz energética de outra era, falha em precisar adequadamente a confiabilidade diante da expansão de fontes intermitentes.

As disfunções resultantes, como a superestimação da capacidade de fontes variáveis e a sub-remunerada de ativos de flexibilidade, impõem perdas econômicas e ameaçam a segurança do suprimento. O caminho para essa reconstrução se lastreia em um projeto coeso para transitar de um modelo estático e opaco para um arcabouço dinâmico e transparente, que reconheça a confiabilidade como um bem público essencial e promova sua provisão ao menor custo para a sociedade.

Hoje, o modelo vigente se mostra defasado por ao menos três disfunções estruturais: (i) uma dissonância entre o valor estatístico atribuído à geração intermitente e sua efetiva contribuição à segurança do sistema; (ii) uma distorção concorrencial que mina a neutralidade tecnológica nos certames públicos; (iii) uma regressividade tarifária que recai, silenciosamente, sobre o consumidor.

A primeira proposta consiste na substituição das métricas agregadas e determinísticas por instrumentos probabilísticos com granularidade horária. Indicadores como o Effective Load Carrying Capability (ELCC), a Expectativa de Perda de Carga (Loss of Load Expectation - LOLE) e a Energia Não Suprida Esperada (Expected Energy Not Supplied - EENS) permitem avaliar a contribuição marginal real de cada fonte à segurança do sistema.

Diferentemente do valor atual, que atribui uma garantia física fixa e ignora a correlação da fonte com a demanda, o ELCC quantifica o "acréscimo de carga" que o sistema pode suportar com a adição de um ativo, mantendo o nível de confiabilidade. Essa abordagem promove a alocação eficiente do lastro e corrige a superestimação das fontes intermitentes.

Barroso<sup>27</sup> defende a adoção do Effective Load Carrying Capability (ELCC) como métrica mais adequada para mensurar a contribuição efetiva de fontes intermitentes à

<sup>27</sup> BARROSO, Luiz, Flexibility Needed: Challenges for Future Energy Storage Systems. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8011530>. Acesso em: 7 jul. 2025.

confiabilidade do sistema elétrico, considerando variações horárias e sazonais. O modelo brasileiro, ainda calcado em médias plurianuais, ignora esse refinamento analítico, o que perpetua distorções tarifárias e concorrenenciais. A ausência de uma métrica que reflita o valor sistêmico real de cada fonte compromete a neutralidade tecnológica, ao atribuir garantias físicas desproporcionais. O ELCC, por sua vez, permite alinhar os incentivos regulatórios à eficiência operacional e à segurança do suprimento.

Em defesa da adoção de métrica horária ponderada, baseada não apenas em modelos climatológicos, mas em padrões de curva e comportamento da carga, tais metodologias já eram empregadas por operadores como PJM, ISO-NE e CAISO<sup>1</sup> e sua adoção no Brasil permitiria refletir o valor sistêmico das fontes de forma precisa, induzindo comportamentos eficientes e fortalecendo os sinais econômicos dos certames regulados.

A segunda diretriz é a criação de um mercado de capacidade que permita separar, de forma clara, os atributos econômicos de energia e potência. Em um mercado que transaciona apenas energia (em R\$/MWh), os ativos cruciais para a segurança sistêmica, como termelétricas flexíveis, baterias e resposta da demanda, não são remunerados pelo "serviço de seguro" que prestam ao estarem disponíveis. Certamente a própria evolução das tecnologias de armazenamento exigirão aperfeiçoamentos tecnológicos e regulatórios de forma a criarmos um modelo comercial o segmento de geração de energia elétrica.

Tais esforços regulatórios são condições necessárias para que a concorrência não se limite ao MWh, mas reflita a utilidade real da fonte para a confiabilidade sistêmica. Propõe-se, assim, a criação de leilões onde os geradores ofertariam sua capacidade firme (medida em ELCC) em troca de um pagamento por disponibilidade (em R\$/MW ao mês). Este mecanismo é a via mestra para a efetiva integração de novas tecnologias, inclusive soluções de armazenamento.

Na seara da matemática financeira, o modelo proposto aprimora a precificação contratual, atualmente baseada em fatores médios que ocultam riscos horários.

Ferramentas como o *Energy Value-at-Risk (Energy VaR)* e simulações por Monte Carlo são cruciais para capturar as incertezas e otimizar a alocação de confiabilidade, mitigando assimetrias de risco e distorções no sinal de preço.

O modelo atual carece justamente de tais mecanismos de revisão periódica, consulta pública efetiva e deliberação transparente sobre seus critérios, falhando em considerar tempestivamente as análises técnicas dos agentes setoriais, a ponto de constatarmos a modificação de todo um modelo hidrotérmico para um modelo eólico renovável pelo mero efeito da natureza de uma garantia física dissociada das necessidades sistêmicas.

Um exemplo notório dos efeitos de um planejamento setorial verticalizado em meio a um setor altamente sensível é a mudança da matriz energética de uma nação à revelia de diversos relatórios do ONS que já alertavam desde 2020 para os riscos sistêmicos associados ao aumento da penetração de renováveis não controláveis, inclusive, modelos estrangeiros que já enfrentavam as dificuldades da geração intermitente, não por opção, mas por necessidade, tendo em vista inexistirem outros recursos disponíveis, situação diametralmente oposta à brasileira.

É fundamental que a metodologia das instituições encarregadas do planejamento seja sujeita a processos iterativos, com base em dados empíricos fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), condicionada a metas de eficiência e submetida a instâncias independentes de validação.

Advitta-se que a criação de um pagamento por capacidade não é um custo novo, mas a transparência de um custo que já existe e está oculto nos encargos ou nos prejuízos de um eventual racionamento. O novo modelo aloca os custos de forma justa: o gerador que impõe maior necessidade de respaldo ao sistema terá uma garantia física (ELCC) menor e será remunerado proporcionalmente. Isso protege o consumidor e orienta o capital para os investimentos mais eficazes. Essa reconstrução revaloriza o papel do Estado como um planejador habilitador, conforme o Art. 174 da Constituição Federal<sup>5</sup>. Não se trata de substituir o mercado, mas de o Estado coordenar as instituições (MME, EPE, ONS, CCEE, ANEEL) e desenhar as regras para que o mercado funcione

de forma ótima, restaurando a coerência e a racionalidade econômica de um setor vital para o desenvolvimento do Brasil.

## 7. Conclusão.

Reconfigurar a metodologia de garantia física das usinas eólicas e fotovoltaicas no Brasil não constitui apenas uma reforma técnica: diz respeito a um projeto normativo, institucional e científico que redefine o valor da energia em uma matriz cada vez mais descentralizada, intermitente e sujeita a riscos sistêmicos. A hipótese central foi confirmada com base em análise normativa, empírica e comparativa: a metodologia vigente superestima a capacidade firme das fontes intermitentes, ignora sua variabilidade horária e sua correlação com a demanda e compromete a segurança operativa do SIN.

A ausência de critérios que considerem a efetiva contribuição das usinas à confiabilidade do sistema em momentos críticos compromete o equilíbrio concorrencial de todo um mercado integrado. É necessário encarar o crescimento acelerado da geração intermitente como um caso de concorrência artificial, em que projetos que não garantem fornecimento de energia em momentos críticos competem formalmente em igualdade com fontes despacháveis e estruturantes, sem que os custos sistêmicos associados à intermitência sejam devidamente reconhecidos nos contratos ou precificados de forma proporcional.

Esse arcabouço regulatório configura uma falha clássica de governo denunciando a existência de incentivos mal calibrados, alocação ineficiente de capital e sinalização econômica distorcida. Soma-se a isso, a própria ruptura do princípio da simetria regulatória que consiste no pilar fundamental e requisito indispensável para a conformação de mercados verdadeiramente concorrenenciais em setores de infraestrutura.

Esse modelo regulatório, ao atribuir garantias físicas dissociadas da utilidade sistemática real, promove uma concorrência artificial que desequilibra os leilões, aloca mal os recursos e transfere encargos sistêmicos ao consumidor final, cujos efeitos se traduzem na elevação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), na proliferação de leilões corretivos e na criação de subsídios cruzados regressivos.

## Referências

ADAMS, W. M.; LUCHSINGER, C. **Justice and the Intergenerational Equity of Climate Change.** *Globalizations*, 2022.

ARAGÃO, A. S. de. *Curso de Direito Administrativo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2021.

AREEDA, P.; HOVENKAMP, H. *Antitrust Law: An Analysis of Antitrust Principles and Their Application*. Aspen Publishers, 2022.

BARROSO, L. A. et al. **Valuing the operational flexibility of power systems with intermittent renewable generation.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 2, p. 773-782, 2010.

BLACK, J. **The Role of Risk in Regulatory Processes.** In: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. (Eds.). *The Oxford Handbook of Regulation*. Oxford: Oxford University Press, 2010.

BRESSER-PEREIRA, L. C. *Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado*. Brasília, DF: Presidência da República, Câmara da Reforma do Estado, Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, 1995.

BREYER, S. *Regulation and Its Reform*. Cambridge: Harvard University Press, 1982.

GUERRA, S. *Regulação e Concorrência: A Experiência Brasileira*. Rio de Janeiro: FGV, 2019.

PELTZMAN, S. **Toward a More General Theory of Regulation.** *Journal of Law and Economics*, v. 19, n. 2, p. 211-240, 1976.

SALOMÃO FILHO, C. *Direito Concorrencial: As Estruturas*. 3. ed. São Paulo: Malheiros, 2013.

SAMPAIO, P. *Regulação e Concorrência no Setor Elétrico*. São Paulo: Singular, 2020.

STIGLER, G. J. **The Theory of Economic Regulation.** *The Bell Journal of Economics and Management Science*, v. 2, n. 1, p. 3-21, 1971.

SUNDFELD, C. A. *Direito Administrativo para Céticos*. 2. ed. São Paulo: Malheiros, 2018.