

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

SUSTENTABILIDADE DO SETOR ELÉTRICO: PILARES SOB AMEAÇA

Fragilidade não é uma palavra usualmente associada ao setor elétrico. Pelo contrário, o setor é tipicamente caracterizado pela sua estabilidade, porte e redundâncias.

A percepção de robustez é fruto de décadas de investimentos, boa engenharia, regulação sofisticada e empresas bem capitalizadas.

Mas engana-se quem pensa que é trivial manter as luzes acesas. Por trás da aparente calma há uma série de ameaças que afligem o setor, que é continuamente desafiado pelos riscos de:

- desabastecimento de energia, diante da grande aleatoriedade da demanda e das fontes energéticas;
- degradação da governança institucional e, como consequência, a desintegração da operação de um grande número de empresas que precisam atuar de forma coordenada para suprir energia de forma ininterrupta ao consumidor final; e
- quebra da confiança, o que pode comprometer a captação dos recursos financeiros para realizar os investimentos que assegurarão o suprimento futuro.

Assegurar o fornecimento contínuo de energia elétrica requer muito planejamento e agilidade. É preciso prontidão para lidar com a aleatoriedade da demanda e das diversas fontes energéticas. A energia provida hoje só está disponível graças ao conjunto de decisões realizadas ao longo dos últimos anos, considerando milhares de cenários possíveis. Também é crucial lembrar que o setor elétrico precisa estar preparado para resistir tanto às situações de extrema escassez quanto às situações de ampla abundância.

A estabilidade e coesão do setor são mantidas por uma governança institucional que foi constituída ao longo de décadas. É este sofisticado conjunto de instituições e regulamentações que permite que centenas de empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização atuem de forma coordenada para assegurar um fornecimento padronizado e contínuo ao menor custo.

O setor é altamente ‘capital intensivo’ e requer aportes bilionários anualmente. A confiança é essencial para fomentar os investimentos requeridos, e uma única intervenção desastrosa é capaz de abalar a reputação conquistada ao longo de décadas, afugentando investidores e comprometendo o abastecimento futuro.

Estes três desafios – a adequação do suprimento, a governança institucional e a atração de investimentos – sempre existiram, mas nos últimos anos se acirram em função:

- da aleatoriedade que surge da participação crescente de fontes renováveis de produção variável, como a geração eólica e solar;
- de ataques às instituições e à regulamentação que são essenciais para a coordenação e a integração dos investimentos e da operação, assim como de iniciativas legislativas que introduzem distorções legais e regulatórias e que impõem sobrecustos por meio de tributos e encargos; e
- de intervenções que podem vir a comprometer as decisões de investimento de longo prazo no setor.

Este *White Paper* é um alerta para conscientizar os consumidores de energia, as autoridades e os formadores de opinião sobre as fragilidades do setor. As empresas do setor têm suportado muitos abalos, mas se não houver cuidado pode-se incorrer em danos de grande magnitude cujos impactos podem ser muitos duradouros.

“Sustentabilidade não envolve apenas preservar recursos; envolve também assegurar a resiliência e eficácia das instituições.”

- Ellen Johnson Sirleaf (Prêmio Nobel da Paz em 2011 e primeira mulher a ser presidente de um país africano (Libéria))

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2	3.2.3 Debilitação da distribuição.....	29
2 O DESAFIO DA ADEQUAÇÃO DO SUPRIMENTO	4	3.3 Como mitigar o problema	33
2.1 Da crise da escassez à crise da abundância	5	4 DESAFIO DO INVESTIMENTO E A POLÍTICA DE CONCESSÕES	34
2.2 As razões para a ocorrência frequente de situações extremas	8	4.1 Prestação de serviços públicos por meio do regime de concessões	35
2.2.1 Variabilidade das vazões afluentes.....	8	4.1.1 Repactuação dos termos e condições.....	36
2.2.2 Variabilidade dos ventos e da irradiação solar	9	4.1.2 Repactuação da remuneração.....	38
2.3 Vertimentos turbináveis e <i>curtailment</i>	11	4.2 Relicitação ou prorrogação de concessões.....	39
2.4 Como mitigar o problema	14	4.2.1 Investimentos a serem realizados	39
3 DESAFIO DA GOVERNANÇA INSTITUCIONAL E DA INTEGRAÇÃO.....	16	4.2.2 Incerteza quanto ao valor da exploração do serviço público.....	39
3.1 Ameaça advinda de ataques às instituições setoriais	17	4.2.3 Custos de transação	41
3.1.1 Projeto de decreto legislativo 365/2022	18	4.2.4 Investimentos não amortizados.....	41
3.1.2 Emendas ao projeto de lei 5.932/2023	21	4.2.5 Descontinuidade do financiamento e dos investimentos.....	42
3.1.3 Decreto 11.835/2023	24	4.3 Como mitigar o problema	44
3.2 Ameaça advinda da descentralização	25	5 CONCLUSÕES	45
3.2.1 Descaracterização da autoprodução	27	6 REFERÊNCIAS.....	47
3.2.2 Subsídios concedidos pelo sistema de compensação de energia elétrica (SCEE)	28		

1 INTRODUÇÃO

As empresas de energia elétrica parecem inabaláveis sob muitas perspectivas: seja pelo seu grande porte, seja pela relativa estabilidade da demanda por energia elétrica, seja pela sua natureza de serviço de utilidade pública.

Não é à toa que muitos têm a impressão de que as empresas do setor elétrico podem superar qualquer crise que venha em sua direção. Talvez por isso o setor seja tão frequentemente submetido a:

- ataques da classe política;
- intervenções na regulação;
- aumentos na tributação; e
- elevação de novos encargos para suportar subsídios que beneficiam grupos de pressão.

Dados os bilhões de reais de investimentos irreversíveis já aportados, o setor tem suportado essas pressões em diferentes graus, mas por trás desta aparente fortaleza há um delicado equilíbrio que, se abalado, pode prejudicar o país por décadas.

Os números do setor elétrico são gigantes. Decisões rotineiras de investimento são da ordem de bilhões de reais, sendo que o setor dispõe de amplo acesso ao mercado de capitais, respondendo pela maior parcela das debêntures de infraestrutura emitidas no país. O fornecimento de energia é praticamente universalizado, atingindo os rincões mais remotos do país.

Dado os altos volumes de recursos que transitam pelo setor elétrico e a presença ubíqua das empresas de energia elétrica no território nacional, o setor não raramente se torna o alvo de **ataques políticos**, principalmente em regiões em que há escassez de grandes empresas ou agentes econômicos que possam ser pressionados e chantageados na conhecida estratégia do “criar dificuldades para vender facilidades”, especialmente em anos eleitorais.

Além disso, as distribuidoras operam como empresas reguladas de “utilidades públicas”. Embora em sua maioria estas empresas sejam privadas, tal condição as deixam expostas a contínuo escrutínio e frequentes intervenções governamentais. Também é bom lembrar que o contato próximo das empresas elétricas com os usuários finais as torna **alvos fáceis diante da opinião pública**, principalmente em períodos de crise.

O setor elétrico foi historicamente visto como um **porto seguro para a arrecadação de tributos**. Não só proporcionava um fluxo de arrecadação bastante estável – já que as pessoas e empresas continuam consumindo energia elétrica mesmo nos piores momentos econômicos – mas também era um antídoto para a “guerra fiscal” que corroía a base de tributação do ICMS. Como a energia elétrica era um dos poucos produtos cujos tributos eram cobrados exclusivamente no destino, os estados podiam elevar as suas alíquotas sem preocupação de migração da produção para outro estado. Esta prática foi finalmente encerrada com a decisão do Supremo Tribunal Federal em 2022 (Lei Complementar 194/2022) que barrou a aplicação de alíquotas seletivas sobre energia elétrica acima da alíquota padrão devido à sua essencialidade.

A parcela da tarifa que mais subiu nos últimos anos foi a dos **encargos setoriais**. A concessão de benesses para grupos específicos de produtores ou consumidores de energia elétrica, por meio de subsídios arcados por meio de encargos embutidos na conta de energia, tornou-se uma das formas prediletas de parlamentares para favorecer seus apoiadores.

Até aqui as empresas do setor elétrico – e os consumidores de energia elétrica – têm suportado esta saraivada de intervenções, mas o sistema está chegando ao seu ponto de ruptura. Passado este ponto, pode-se desencadear uma série de problemas severos que assolariam a economia brasileira por muitos anos.

Por trás da aparente solidez do sistema elétrico, há três riscos principais:

- abalo do suprimento de energia em função da aleatoriedade da demanda e da oferta;
- degradação da governança institucional e, como consequência, a desintegração da expansão e da operação coordenada; e
- quebra da confiança e, portanto, impacto sobre o aporte de investimentos requeridos.

Os três riscos são relacionados entre si, mas advêm de causas diferentes.

O primeiro risco advém da variabilidade das fontes de energia renovável. Trata-se de um risco intrínseco ao setor e decorrente da dotação dos recursos energéticos empregados para produção de energia elétrica. No Brasil, em que a geração hidrelétrica predomina, a variabilidade das vazões afluentes é a principal fonte de volatilidade. Porém, a participação das fontes eólica e solar vem crescendo na matriz elétrica, inserindo novos padrões de variabilidade ao sistema e, conseqüentemente, novos desafios.

Esta volatilidade requer o desenvolvimento de novas estratégias. As ameaças se manifestam na forma de risco de racionamento e de apagões em momentos de baixa disponibilidade dos recursos energéticos, mas também surgem problemas relevantes nos momentos de ampla disponibilidade dos recursos energéticos: baixos preços, sobrecontratação, vertimentos turbináveis (liberação da água sem passar pelas turbinas) e *curtailment* (corte forçado na geração de fontes eólicas e solares). Esta fragilidade é apresentada na segunda seção deste *White Paper*, que trata do desafio da adequação do suprimento.

O segundo risco é o de desintegração da expansão e da operação do sistema como consequência da desgovernança institucional. Diferentemente da maioria dos setores econômicos, em que produtores operam de forma autônoma, competindo entre si para suprir o mercado, o setor elétrico se caracteriza como um complexo sistema em que agentes heterogêneos, com tecnologias complementares entre si, atuam conjuntamente para suprir o mercado. A concorrência também ocorre no setor elétrico, mas em arenas específicas, com a coordenação e integração imperando na maioria das atividades.

Porém, em função de distorções legais e regulatórias e dos sobrecustos relacionados aos tributos e encargos, soluções de autossuprimento – seja na forma de autoprodução para grandes consumidores ou na forma de minigeração ou microgeração distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica – tornam-se cada vez mais atraentes para agentes individuais, mesmo quando menos eficientes da perspectiva sistêmica. Isto pode induzir movimentos que levem à desotimização do sistema elétrico, o que resultará em ineficiências e elevação de custos no longo prazo. Este tema é abordado na terceira seção deste *White Paper*, que endereça o desafio da governança institucional e da integração.

O terceiro risco é a quebra de confiança e redução de investimentos. O setor elétrico depende de dispêndios de capital bilionários em instalações e equipamentos de alta especificidade, cujo retorno do investimento só se materializa em décadas. Investimentos deste tipo só ocorrem se houver um elevado grau de confiança. O setor tem avançado muito neste quesito, mas novas ameaças podem abalar esta confiança e, uma vez perdida, o caminho para restaurar a confiança dos investidores pode ser árduo e longo. Essa questão é discutida na quarta seção deste *White Paper*, que aborda o desafio do investimento.

2 O DESAFIO DA ADEQUAÇÃO DO SUPRIMENTO

Quem observa o suprimento de energia elétrica no Brasil ao longo de algumas décadas percebe o quão tênue é o equilíbrio entre a oferta e demanda por energia elétrica. Em grande parte do tempo, o sistema elétrico encontra-se em situações extremas:

- escassez de oferta, em que os preços de energia ficam muito elevados; ou
- sobras de energia, em que os preços de energia ficam muito baixos.

Raros são os períodos em que a demanda e oferta são muito próximos e que os preços de mercado situam-se em patamar próximo ao custo médio de longo prazo.

O exame da experiência entre 2021 e 2023 demonstra de forma contundente como as condições de oferta e demanda do setor elétrico podem deslocar-se de um extremo ao outro em um curto período.

2.1 DA CRISE DA ESCASSEZ À CRISE DA ABUNDÂNCIA

A manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda por energia elétrica é difícil e complexa. O próprio contraste entre as condições de oferta e demanda no período recente de 2021 a 2023 ilustra bem esta dificuldade.

Em 2021, o país passou por um forte aperto no suprimento de energia elétrica, como ilustram as manchetes do noticiário da época:

- “Com crise hídrica agravada, governo alerta para risco de suprimento de energia” (*EPBR*, 27/05/2021);
- “Risco de apagão volta a assombrar o Brasil por falta de chuvas e investimentos” (*Correio Braziliense*, 29/05/2021);
- “Pior seca em 90 anos aprofunda crise energética” (*Diário de Pernambuco*, 02/09/2021);
- “Em meio à crise energética, Brasil mais que dobra volume de energia elétrica importada” (*G1*, 04/09/2021);
- “E agora, Brasil? Risco de faltar energia paralisa decisões e investimento para 2022” (*O Globo*, 24/09/2021); e
- “Sob risco de racionamento de energia, consumo bate recorde” (*R7*, 31/10/2021).

Em outubro de 2021, a consultoria PSR estimava o risco de racionamento em 10 a 15% – nível superior aos critérios de garantia oficiais para o suprimento de longo prazo. Embora o risco de racionamento fosse elevado, o risco maior era de quedas repentinas no suprimento nos horários de pico de consumo, para os quais a consultoria avaliava uma probabilidade de ocorrência de 30% entre a segunda quinzena de outubro e o início de novembro (virtunews.com.br).

A gravidade da situação torna-se ainda mais evidente quando se observam as duras medidas adotadas em 2021 pelas autoridades nacionais para garantir o suprimento:

- Em 06/01/2021, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) autorizou “**despacho fora da ordem de mérito**” (*i.e.*, acionamento preventivo de termelétricas) de até 16.500 MW;
- Em 05/05/2021, o CMSE autorizou o **despacho fora da ordem de mérito** de todas as termelétricas disponíveis;
- Em 28/06/2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória 1.055 instituindo a **Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG)**;
- Em 26/08/2021, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu um programa de **Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD)** (Portaria MME 22/2021);
- Em 31/08/2021, o Governo Federal criou o **Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica** para os consumidores regulados (Resolução CREG 2/2021) e introduziu a “**Bandeira Tarifária de Escassez Hídrica**”, elevando a tarifa de energia elétrica em R\$ 14,20/100 kWh (Resolução CREG 3/2021); e
- Em 17/09/2021, o governo determinou a realização de um **Procedimento Competitivo Simplificado (PCS)** para a contratação de Energia de Reserva por 44 meses, com início de suprimento a partir de maio de 2022. O certame ocorreu em 25/10/2021 e resultou na contratação de 1.221 MW ao preço médio ponderado de R\$ 1.564/MWh (Portaria Normativa nº 24/GM/MME/2021).

Passado pouco mais de um ano, o cenário reverteu-se completamente da escassez à abundância.

- O exame dos **Custos Marginais de Operação (CMO)**¹ apresentado na Figura 1 sugere que o pico da crise de suprimento ocorreu em meados de agosto, quando o custo atingiu patamar superior a R\$ 3.000/MWh.

¹ O Custo Marginal de Operação é o custo operacional da usina mais cara acionada em determinado momento.

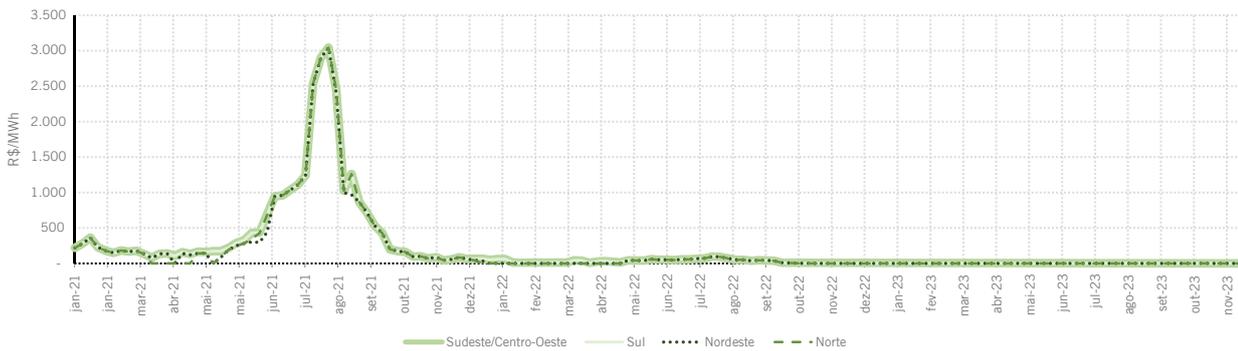


Figura 1 – Custo Marginal de Operação (CMO – média semanal)

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Estas acentuadas elevações de preços são comuns em períodos de escassez. Isto se deve em parte à dispersão dos custos variáveis das termelétricas (**Custo Variável Unitário**), como pode ser observado na curva de oferta termelétrica apresentada na Figura 2. Essa dispersão de custos faz com que pequenas variações na geração termelétrica resultem em grandes variações de preços².

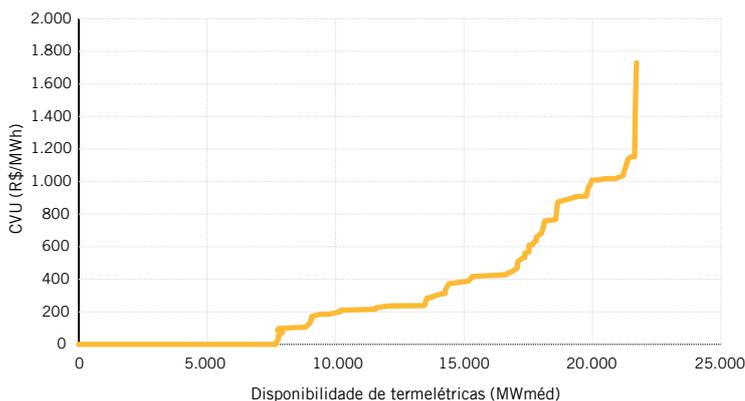


Figura 2 – Curva de oferta termelétrica

Fonte: ONS – PMO (dezembro 2023). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Ao final de agosto de 2023 o CMO já havia recuado para o patamar de R\$ 1.000/MWh e, na segunda semana de outubro, caiu para patamar inferior a R\$ 200/MWh – período que antecedeu a medida mais custosa adotada pelo governo, que foi a contratação de Energia de Reserva por meio do Procedimento Competitivo Simplificado.

Nos meses subsequentes o CMO semanal manteve-se sempre abaixo de R\$ 100/MWh. E desde o final de dezembro de 2022 até novembro de 2023 (quando este texto foi preparado), o CMO semanal permaneceu em zero em todos os Subsistemas.

A Figura 3 apresenta a **Energia Armazenada**³ nos reservatórios hidrelétricos em termos percentuais em relação à sua capacidade máxima. Os dados refletem a situação dramática enfrentada em 2021: após cinco anos de severa estiagem (2016-2020), os reservatórios iniciaram o ano de 2021 com apenas 31% de sua capacidade. A **Energia Natural Afluyente**⁴ no ano de 2021 foi a

² Quando exaurida a capacidade de geração termelétrica, há o custo de déficit, que em 2023 foi de R\$ 8.103,95/MWh (Nota Técnica CCEE 12430/2022), o que torna a curva de oferta ainda mais íngreme.

³ A Energia Armazenada é o volume de água armazenado nos reservatórios hidrelétricos convertido em unidades de energia considerando a produtividade das respectivas usinas.

⁴ A Energia Natural Afluyente corresponde ao montante de energia que pode ser produzida com as vazões afluentes que chegam às hidrelétricas.

pioir da série histórica coletada desde a década de 1930. De forma agregada, o período de 2016 a 2021 passou a ser caracterizado como o período mais crítico de todo o histórico de vazões.

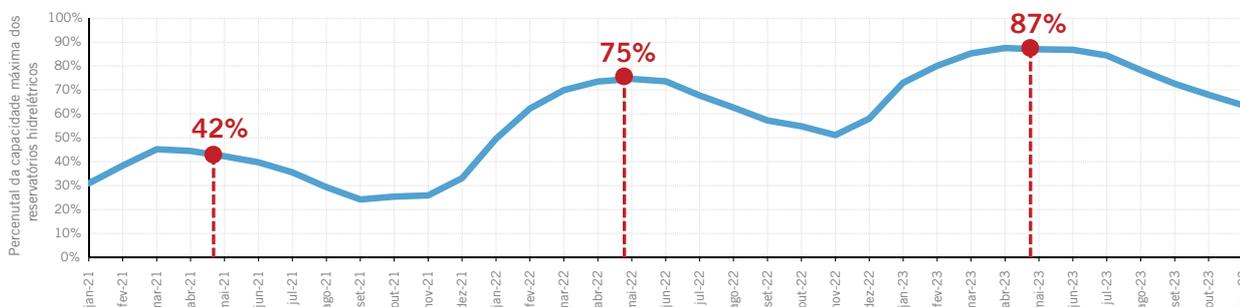


Figura 3 – Energia Armazenada nos reservatórios hidrelétricos

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Ao final do período úmido (maio de 2021), os reservatórios só contavam com energia armazenada equivalente a 42% da capacidade de armazenamento. As perspectivas eram muito preocupantes. Mas, no período úmido seguinte (novembro/21 a maio/22), as vazões afluentes voltaram a níveis próximos a média histórica, de modo que em maio de 2022 a energia armazenada já alcançava 75% da capacidade dos reservatórios, e no ano seguinte, os reservatórios chegaram ao final do período chuvoso (maio/2023) com 87% de sua capacidade, uma situação bastante confortável da perspectiva de segurança do suprimento.

Nos períodos de escassez, os geradores são penalizados pela sua baixa produção e os consumidores pelos elevados preços. Já nos períodos de abundância, os geradores são penalizados pelos baixos preços e pela falta de demanda pelo seu produto.

Este efeito pendular pode ser constatado quando se observam as manchetes de 2023, que foram diametralmente opostas às manchetes de 2021:

- “Preços de energia derretem e desafiam Eletrobras” (*FL Journal*, 01/02/2023)
- “‘Boom’ de renováveis e chuvas pressionam preços de energia no Brasil” (*UOL*, 03/02/2023);
- “Exportação de energia deve render R\$ 500 mi para Brasil no ano até abril” (*UOL*, 17/04/2023);
- “Excesso de oferta de energia preocupa e setor já prega suspensão de novos projetos” (*Folha de S. Paulo*, 01/06/2023);
- “Sobreferta de energia derruba preços e pode inviabilizar projetos” (*Valor Econômico*, 12/06/2023);
- “Valor baixo expõe desequilíbrios do mercado de energia” (*Valor Econômico*, 27/07/2023); e
- “Preço de energia segura mais de R\$ 10 bi em fusões e aquisições” (*Valor Econômico*, 13/10/2023).

Portanto, o setor ziguezagueia de uma crise a outra. Como o cenário de suprimento de energia pode se alterar tão drasticamente em tão pouco tempo? Essas crises seriam incompetência dos responsáveis pelo planejamento setorial?

Embora haja críticas quanto à condução do planejamento setorial, a ocorrência frequente de ‘situações de canto’ (seja de escassez ou sobras) é algo a ser esperado em um sistema elétrico como o brasileiro, em que a maior parte da energia elétrica advém de fontes renováveis que estão sujeitas a grandes variações em função da disponibilidade estocástica dos recursos energéticos naturais.

2.2 AS RAZÕES PARA A OCORRÊNCIA FREQUENTE DE SITUAÇÕES EXTREMAS

2.2.1 VARIABILIDADE DAS VAZÕES AFLUENTES

A fonte predominante no Brasil é hidrelétrica. Logo, o comportamento das vazões afluentes nos respectivos rios em que as hidrelétricas estão situadas é o fator que mais impacta o sistema elétrico brasileiro. A Energia Natural Afluente que pode ser produzida pelas hidrelétricas no Brasil apresenta grandes variações de ano a ano. Na média, o parque hidrelétrico brasileiro é capaz de produzir 73 GWmed, mas já houve ano (2021) em que as vazões foram suficientes para produzir apenas 53 GWmed (28% abaixo da média) e outro em que seria possível produzir 126 GWmed (73% acima da média).

A Figura 4 apresenta a distribuição probabilística da produção hidrelétrica dado o comportamento histórico das vazões afluentes dos respectivos rios em que as hidrelétricas estão localizadas. Note-se que o histograma não apresenta uma distribuição simétrica: a cauda à direita tende a ser mais alongada do que a cauda à esquerda. Isto significa que haverá muitas situações em que o potencial de geração hidrelétrica supera a demanda por energia elétrica.

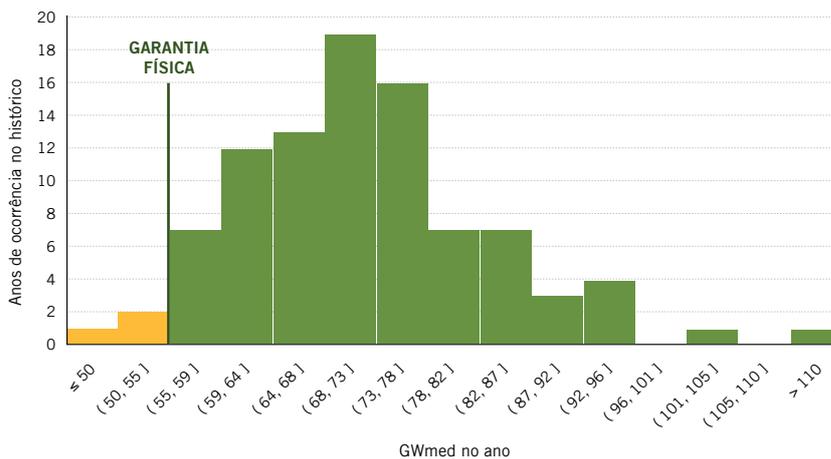


Figura 4 – Histograma da Energia Natural Afluente

Fonte: EPE. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Destaca-se, ainda, que esta característica é exacerbada pelos critérios de garantia de suprimento adotados. Dados os elevados prejuízos que a falta de suprimento pode ocasionar aos consumidores, o dimensionamento do parque gerador é enviesado, preferindo incorrer em situações de excesso de oferta a incorrer em situações de déficit de geração. Assim, a **Garantia Física** atribuída às hidrelétricas, que é considerada para fins de planejamento da expansão, é dimensionada de forma conservadora.

A Garantia Física das hidrelétricas atuais é da ordem de 55 GWmed. Como a contratação de energia para atendimento da carga é baseada na Garantia Física, acaba-se ampliando mais o parque gerador. Percebe-se no histograma que isto implica que somente em uma pequena proporção dos cenários hidrológicos a geração hidrelétrica será inferior a este valor (equivalente à parcela vermelha na Figura 4). Na maior parte do tempo as hidrelétricas são capazes de gerar muito mais do que a Garantia Física (parcela azul do histograma).

Isto explica a razão pela qual o setor se desloca de um extremo ao outro tão facilmente. Poucos são os anos em que a Energia Natural Afluente (ENA) é próxima à Garantia Física. Na maioria dos anos a ENA tende a ser maior do que a Garantia Física, o que tende a derrubar o Custo

Marginal de Operação (CMO) – e, conseqüentemente, os preços da energia elétrica – para níveis muito baixos, o que compromete a remuneração dos investimentos.

O desafio é agravado pelo fato de que a **elasticidade-preço da demanda**⁵ por energia elétrica é muito baixa, o que significa que a demanda responde muito pouco às variações de preços. Isto significa que são necessárias grandes variações de preços para provocar pequenos ajustes na quantidade demandada.

Por fim, todos estes fatores são potencializados pelo fato de que as decisões de investimento em ampliação da geração precisam ser tomadas muito anos à frente, pois a implementação de novas usinas tipicamente leva de três a seis anos. Isto significa que as decisões precisam ser feitas com base em projeções da carga que podem ser muito díspares do consumo efetivamente realizado.

2.2.2 VARIABILIDADE DOS VENTOS E DA IRRADIAÇÃO SOLAR

A crescente participação da geração eólica e solar nos últimos anos tem contribuído para estabilizar a oferta de energia, já que o padrão estocástico dos ventos e da irradiação solar não é correlacionado com as vazões afluentes das hidrelétricas. Aliás, estas fontes até apresentam um grau de complementariedade, uma vez que elas tendem a produzir mais no período seco. Esta é uma boa notícia.

Não obstante, essas fontes trazem seus próprios desafios, já que estão sujeitas a variações grandes no curto prazo, o que implica elevação da aleatoriedade da **carga líquida**, que representa a carga obtida após a subtração da geração proveniente das fontes não controláveis (como a eólica, solar, cogeração) e das **fontes inflexíveis** (como as termelétricas que requerem operação em determinado fator de capacidade e a geração mínima hidrelétrica para atendimento dos requisitos de defluência mínima exigida). Portanto, a partir da carga líquida a caracterização do risco de suprimento toma novas formas. O risco de suprimento não mais se caracteriza apenas como o risco de racionamento em anos de hidrologia adversa, mas também como o risco de blecautes de curta duração em períodos de forte oscilação das fontes eólica e solar.

A fim de mitigar estes riscos, o Poder Concedente também estabelece critérios conservadores para a definição da Garantia Física atribuída à fonte eólica, mas esta medida também tem o efeito de aumentar a ocorrência de sobras de energia em grande parte do tempo.

A geração solar, por sua vez, adiciona mais uma dimensão aos desafios acima. Como a sua produção é concentrada durante o período de irradiação solar, a elevação de sua participação na matriz tem o efeito de alterar o perfil horário da carga líquida – fenômeno conhecido como a **curva de pato**, já que a carga líquida toma a forma dos contornos de um pato, com um vale que contorna a barriga do pato, no meio do dia, e com uma subida (o pescoço) até a cabeça do pato no fim do dia.

A ampliação da geração solar advinda dos parques solares e da microgeração e minigeração distribuída tem produzido o efeito de superar a carga líquida em determinados horários do dia, principalmente durante os domingos e feriados, dias em que a demanda elétrica é menor.

A oscilação diária de períodos de abundância e de escassez já começa a se evidenciar mesmo no atual contexto de sobreoferta. A Figura 5 apresenta o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) entre 13 de novembro e 13 de dezembro de 2023.

⁵ A elasticidade-preço da demanda indica a variação percentual da quantidade demandada de um dado produto resultante de uma alteração percentual do seu preço.

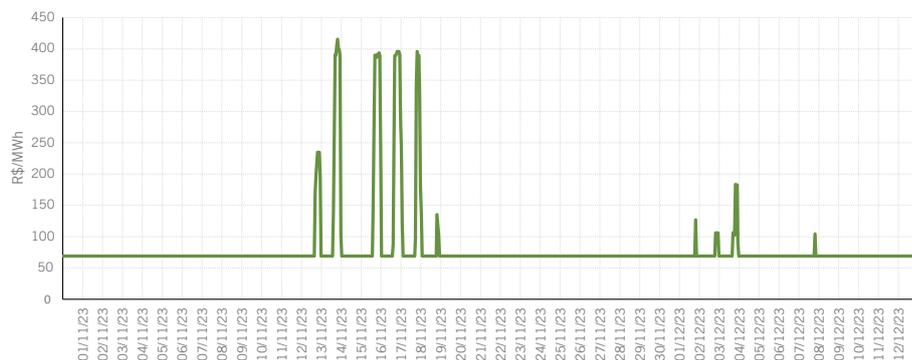


Figura 5 – Preço de Liquidação de Diferenças no Submercado Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: CCEE. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Como pode ser observado acima, na maior parte do tempo o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) permanece no PLD Mínimo, mas em alguns dias percebe-se que o PLD se eleva no período vespertino e retorna ao PLD Mínimo no período noturno. Este ciclo diário de variação horária de preço surge quando é necessário recorrer a termelétricas para prover a modulação diária, o que evidencia escassez de oferta de flexibilidade das fontes de menor custo operacional – como fontes hidrelétricas – em determinadas horas de cada dia.

2.3 VERTIMENTOS TURBINÁVEIS E CURTAILMENT

Na ausência de flexibilidade de outras fontes ou da resposta da demanda, a alta variabilidade da hidrologia, dos ventos e da irradiação solar produz:

- racionamento ou apagões nos períodos de baixa disponibilidade destes recursos;
- vertimentos nas hidrelétricas e *curtailment* dos parques eólicos e solares nos períodos de alta disponibilidade destes recursos.

Os racionamentos e apagões são velhos conhecidos, mas os vertimentos e o *curtailment* são fenômenos menos compreendidos.

Os **vertimentos** referem-se às vazões defluentes (vazões que saem das usinas) que não passam pelas turbinas das hidrelétricas e são escoadas pelos vertedouros. A ocorrência de vertimentos é comum no parque hidrelétrico brasileiro, dada:

- a grande variabilidade das vazões afluentes (vazões que chegam à usina);
- a participação majoritária de usinas a fio d'água; e
- a necessidade de se atender a uma série de restrições impostas pelos outros usos dos recursos hídricos ou restrições ambientais.

Historicamente, a maior parte dos vertimentos eram de **vertimentos não turbináveis**, isto é, situações em que as vazões afluentes não tinham como ser aproveitadas para geração elétrica. Os vertimentos não turbináveis ocorrem quando a vazão afluente que chega à hidrelétrica supera:

- o seu engolimento máximo (sua capacidade máxima de turbinagem); e
- a capacidade de armazenamento remanescente do seu reservatório.

Isto não é incomum, pois tipicamente não se dimensionam hidrelétricas para aproveitar as vazões da cauda extrema direita do histograma de vazões do potencial hidráulico (como apresentado na Figura 4 para o parque gerador como um todo). A fim de possibilitar o pleno aproveitamento das vazões afluentes, seria necessário instalar mais conjuntos de turbinas e geradores e/ou ampliar a capacidade de armazenamento dos reservatórios, o que elevaria substancialmente os custos de implantação da usina, mas raramente seriam plenamente utilizados.

Recentemente, observa-se uma tendência de elevação da ocorrência de um outro tipo de vertimento: os **vertimentos turbináveis**, que correspondem às vazões defluentes que poderiam ser plenamente alcançadas com turbinagem. Isto representa um desperdício do potencial energético, algo que sempre se deseja minimizar.

Os vertimentos turbináveis ocorrem em situações em que as vazões turbinadas para atendimento da operação programada são inferiores às imposições de defluência mínima da usina.

Nos últimos anos, observa-se uma intensificação dos vertimentos turbináveis, como pode ser observado na Figura 6.

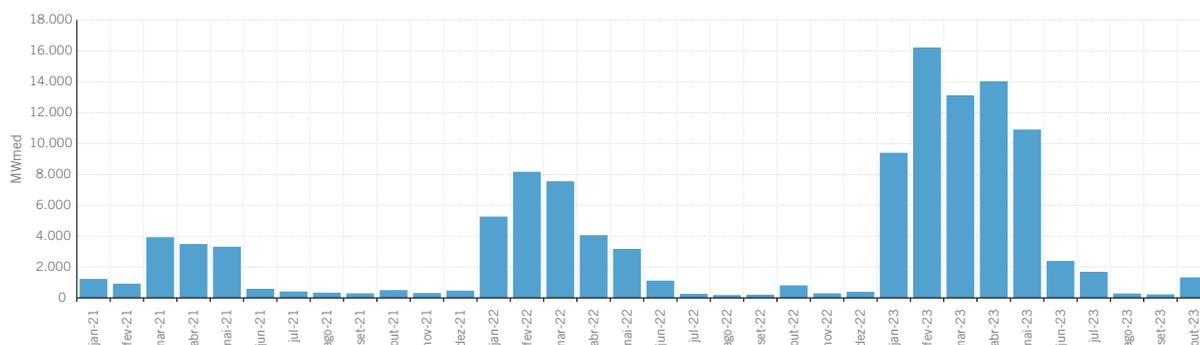


Figura 6 – Energia Vertida Turbinável pelas hidrelétricas

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Na década passada, os vertimentos turbináveis representavam, em média, menos de 20% dos vertimentos. Entre 2020 e 2022, a participação dos vertimentos turbináveis subiu para 32%, e a média do ano de 2023 estava ao redor de 47% quando este documento foi produzido.

Este aumento dos vertimentos turbináveis é fruto da:

- frustração das projeções de crescimento de carga demandada da geração centralizada;
- elevação da participação de fontes não controláveis e inflexíveis na matriz elétrica, que acabam deslocando a geração hidrelétrica; e
- imposição de novas restrições hídricas.

Mas não são apenas as hidrelétricas que sofrem deste fenômeno. Os parques eólicos e solares também têm sido impedidos de aproveitar plenamente os recursos energéticos em suas usinas. Neste caso, o fenômeno é referido com *curtailment* ou *constrained-off*.

A Figura 7 apresenta o percentual da produção de energia elétrica proveniente de parques eólicos que foi se restringindo nos últimos anos.

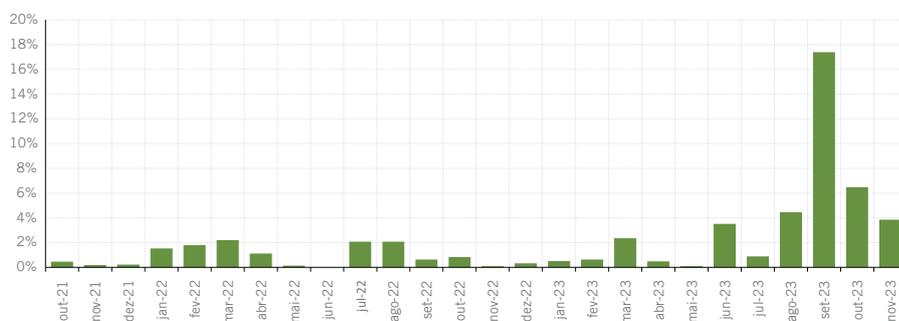


Figura 7 – Percentual da geração eólica *constrained-off*

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Inicialmente, o *curtailment* de parques eólicos e solares era primordialmente causado pela falta de capacidade de escoamento de energia na Rede Básica de Transmissão, mas na atual conjuntura torna-se cada vez mais comum a ocorrência de *curtailment* por falta de demanda.

A maior parte do *curtailment* ocorre nos domingos e feriados, dias nos quais a demanda por energia arrefece, mas a produção das fontes renováveis permanece inalterada.

Projeções de agentes do setor sugerem que o problema tende a se agravar nos próximos anos, chegando ao seu ápice em 2026 ou 2027, quando o aproveitamento de cerca de 6% da geração eólica e solar deve ser afetado pelo *curtailment*.

A Figura 8 apresenta uma projeção do perfil horossazonal da carga bruta e da geração para domingos e feriados de 2027. A linha preta representa o perfil horário da carga bruta em cada um dos doze meses de 2027. Já a geração é apresentada de forma empilhada a partir das diversas fontes:

- termelétrica inflexível (Inflex Térmica);
- hidrelétrica inflexível (Inflex Hidro), em função de restrições de geração mínima;
- pequenas centrais termelétricas (PCT);
- pequenas centrais hidrelétricas (PCH);
- eólica (EOL);
- solar fotovoltaica (UFV);
- microgeração e minigeração distribuída (MMGD); e
- geração hidrelétrica flexível (GH adicional).

Note-se que somente a última fonte da lista acima (geração hidrelétrica flexível) tem seu despacho programado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As demais fontes são não controláveis ou inflexíveis.

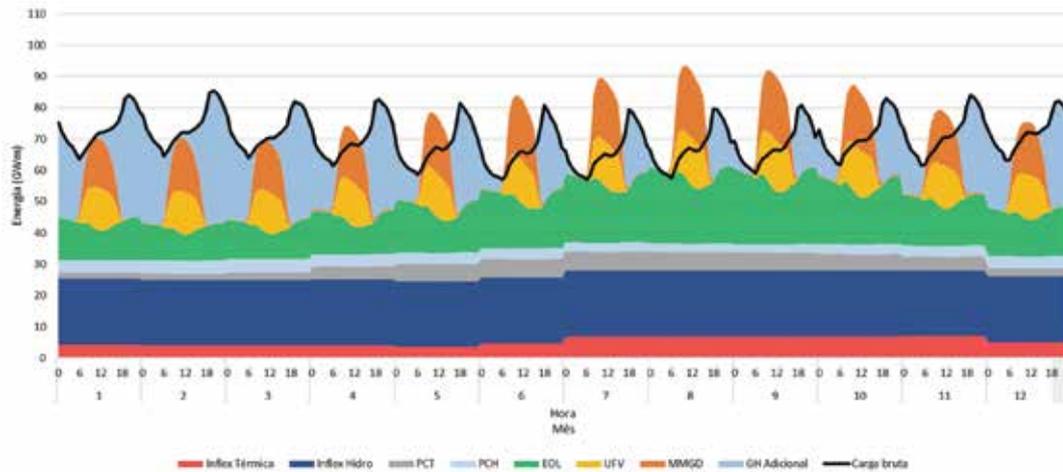


Figura 8 – Projeção do perfil horossazonal da geração e da carga em domingos e feriados de 2027

Fonte: Engie (2023).

Examinando-se ainda a Figura 8, percebe-se que o problema é mais intenso no início do segundo semestre, quando a produção proveniente da fonte eólica, solar e da MMGD se intensificam e quando a inflexibilidade termelétrica sazonal é mais elevada. Também se percebe que o *curtailment* tende a ocorrer no período diurno, quando a geração solar injeta toda a sua produção no sistema.

As projeções sugerem que cerca de 80% do *curtailment* projetado nos próximos anos deve ser por questões energéticas (falta de demanda). O *curtailment* por falta de capacidade de escoamento na Rede Básica de Transmissão deve ser resolvido até 2029, quando as ampliações das interligações entre os subsistemas devem entrar em operação.

2.4 COMO MITIGAR O PROBLEMA

Há um conjunto de medidas que podem ser adotadas para mitigar o problema.

O primeiro conjunto de medidas visa a promover um maior aproveitamento da geração potencial advinda das fontes não controláveis. Isto inclui:

- **RECOMENDAÇÃO 1: promover a exportação de energia** excedente para países vizinhos que apresentam custos marginais de operação mais elevados;
- **RECOMENDAÇÃO 2: robustecer o sistema de transmissão** para eliminar gargalos de escoamento de energia das áreas superavitárias para as áreas que possam aproveitar a energia. Isto inclui a ampliação das interligações regionais e modernização das redes para lidar melhor com a variabilidade da geração proveniente das fontes eólica e solar. Também inclui **ampliar a provisão de serviços auxiliares** necessários para resguardar a estabilidade da corrente elétrica diante das muitas ocorrências que podem abalar o sistema; e
- **RECOMENDAÇÃO 3: ampliar a participação de fontes flexíveis e controláveis na matriz elétrica.** Esta é uma medida que proporcionaria resultados no longo prazo por meio da adoção de mecanismos que favoreçam a contratação de empreendimentos cuja produção possa ser acionada apenas quando necessária para atender à carga do sistema nos Leilões de Energia Nova empregados para coordenar a expansão do setor.

O segundo conjunto de medidas visa a promover o deslocamento da geração de períodos em que há sobreoferta para períodos em que a energia possa ser mais bem aproveitada. As medidas com este objetivo incluem:

- **RECOMENDAÇÃO 4: deslocar a geração inflexível sazonal de termelétricas.** Existe um conjunto de termelétricas cujos contratos têm cláusulas de inflexibilidade sazonal, isto é, que preveem produção inflexível em alguns meses do ano. Poder-se-ia negociar um deslocamento dessa inflexibilidade para outros períodos do ano a fim de minimizar o *curtailment* eólico e solar e os vertimentos hidrelétricos;
- **RECOMENDAÇÃO 5: promover o deslocamento da geração termelétrica e hidrelétrica durante os domingos e feriados para dias úteis da mesma semana, sempre respeitando as possibilidades técnicas de cada usina.** Isto inclui a flexibilização de restrições de defluição mínima hidrelétrica nos domingos e feriados, possibilidade que precisa ser avaliada caso a caso com as autoridades responsáveis pela definição das restrições hídricas; e
- **RECOMENDAÇÃO 6: promover a instalação de tecnologias de armazenamento – como baterias e usinas reversíveis – que permitam um melhor aproveitamento dos recursos já implantados.** O governo pretende realizar um Leilão de Reserva de Capacidade em 2024 que eventualmente poderia prever a inclusão deste tipo de empreendimento.

A terceira frente refere-se a medidas que proporcionam maior resiliência econômica-financeira para os geradores por meio de um sistema de contratação que lhes permite ter um fluxo de caixa mais estável:

- **RECOMENDAÇÃO 7: implementar uma nova sistemática de leilões que promova a contratação de diferentes formas de lastro,** em linha com a abordagem geral proposta na Consulta Pública 146/2022 do Ministério de Minas e Energia (embora com aperfeiçoamento da definição dos produtos). Isto proporcionaria um fluxo mínimo de receitas constantes para os geradores que ajudaria a recuperar os custos dos investimentos, trazendo um auxílio importante nos períodos de abundância (quando os preços desabam e os geradores ficam sujeitos à subcontratação, aos vertimentos turbináveis e ao *curtailment*).

Por fim, o quarto conjunto de medidas objetiva mitigar os efeitos da expansão não coordenada – tema que é abordado na Seção 3.2 – que tem contribuído para agravar a dificuldade de promoção da adequação da oferta. A expansão promovida por consumidores na modalidade de

autoprodução ou por minigeração ou microgeração distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica tem corroborado para o agravamento do problema de sobrecontratação.

- **RECOMENDAÇÃO 8: disciplinar a caracterização de autoprodutores para englobar somente os agentes que efetivamente investem em geração própria; e**
- **RECOMENDAÇÃO 9: reduzir os subsídios previstos na Lei 14.300/2022 para consumidores que optarem por implantar minigeração ou microgeração distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos próximos anos.**

3 DESAFIO DA GOVERNANÇA INSTITUCIONAL E DA INTEGRAÇÃO

O setor elétrico é frequentemente descrito como um “sistema”. Este termo é muito adequado, pois o funcionamento do sistema elétrico se assemelha ao de um complexo organismo, composto de múltiplos órgãos, cada qual especializado na provisão de uma função específica, operando de forma integrada, coordenada e interdependente para o benefício do conjunto.

A cadeia de valor do sistema elétrico inclui empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização. No entanto, a especialização e as complementariedades não ocorrem apenas entre estes quatro segmentos. No segmento de geração, por exemplo, os agentes se diferenciam:

- pela fonte (hidrelétrica, termelétrica, eólica, fotovoltaica) e no caso das termelétricas pelo combustível (biomassa, gás natural, nuclear, carvão, óleo diesel, óleo combustível);
- pela sua estrutura de custos e características operativas, o que leva à especialização de usinas para despacho de base ou para atendimento da ponta;
- pelo perfil de produção (por exemplo, as eólicas em regiões interioranas apresentam um perfil distinto das eólicas em regiões costeiras).

Esta diversidade, se bem explorada, pode proporcionar muitos benefícios porque a operação integrada destes recursos propicia ganhos de escala, ganhos de escopo e ganhos de robustez.

Entretanto, esta integração e coordenação não ocorre espontaneamente. O que mantém todas as partes funcionando de forma integrada e coordenada é o marco institucional-regulatório do setor, esforço que consumiu décadas de trabalho sério e competente de milhares de profissionais.

Infelizmente, hoje testemunhamos o risco crescente de perda de coerência sistêmica do arcabouço institucional-regulatório a partir de duas vertentes:

- de **intervenções legislativas** no marco institucional para tratar de questões específicas, que frequentemente ocasionam impactos sistêmicos indesejáveis; e
- do **processo de reestruturação**, processo desafiador que – apesar de promover mudanças benéficas no longo prazo – introduzem riscos no curto prazo, em função dos novos desafios que surgem do novo ambiente.

Estas duas questões serão examinadas nas próximas seções.

3.1 AMEAÇA ADVINDA DE ATAQUES ÀS INSTITUIÇÕES SETORIAIS

O marco institucional-regulatório é um bem intangível que, como dito acima, foi construído gradualmente ao longo de muitas décadas. Ele é composto de um conjunto de instituições e de regras que vem sendo lapidadas ao longo dos anos.

Entre as instituições que possibilitam esta coordenação destacam-se:

- o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);
- a Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE);
- o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); e
- o Ministério de Minas e Energia (MME).

A coordenação destas instituições funciona graças a uma legislação que delimita as atribuições de cada instituição, definindo os objetivos a serem perseguidos e os princípios a serem observados.

Estas instituições, por sua vez, estabelecem a regulamentação para atender a objetivos específicos, seguindo os princípios definidos na lei.

Frequentemente ouve-se que cabe apenas ao Legislativo estabelecer políticas públicas. Esta é uma caracterização inadequada, pois toda regulamentação tem implicações de políticas públicas.

Os reguladores podem e devem formular políticas públicas. A delegação da regulamentação para instituições especializadas faz-se absolutamente necessária em função da complexidade dos temas no setor elétrico e o alto nível de conhecimento técnico requerido.

No entanto, nos últimos anos o Congresso Nacional tem interferido cada vez mais no processo de regulamentação do setor. Os parlamentares não só estão propondo projetos de lei cada vez mais específicos, tratando de questões técnicas que requerem elevado conhecimento setorial, mas também intervindo na regulamentação estabelecida pelas próprias instituições criadas pelo mesmo Congresso Nacional para tratar destas questões.

Percebe-se que muitas destas intervenções são promovidas por *lobbies* que buscam cooptar parlamentares para promover os seus próprios interesses às custas dos interesses da coletividade.

E o que é ainda pior: parlamentares têm proposto decretos legislativos para sustar a aplicação da regulamentação, sem escrúpulos quanto aos efeitos que tal ruptura causaria.

As ameaças às instituições de Estado não surgem apenas do Poder Legislativo, mas também do Poder Executivo, que, na ânsia por poder, procura esquivar-se do sistema de freios e contrapesos embutidos na arquitetura institucional.

A seguir são explorados três exemplos de intervenções recentes e relevantes que ameaçam frontalmente o bom funcionamento do marco institucional-regulatório.

3.1.1 PROJETO DE DECRETO LEGISLATIVO 365/2022

O Projeto de Decreto Legislativo (PDL) 365/2022 visa a sustar a regulamentação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) de energia elétrica estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Mais especificamente, o PDL pretende anular a aplicação de quatro Resoluções Normativas da Agência que aprovaram os procedimentos que regem a definição e aplicação das tarifas de transmissão e de distribuição de energia elétrica desde 2009: a Resolução Normativa (REN) 1.041/2022, REN 1.024/2022, REN 559/2013 e REN 349/2009.

Os argumentos apresentados pelos parlamentares para aprovação do PDL são os seguintes:

- a nova sistemática de cálculo da TUST “altera a sistemática de expansão da geração de energia elétrica no país, o que extrapola completamente suas prerrogativas” (justificativa do autor do PDL, deputado Danilo Forte – União/CE); e
- a intensificação do sinal locacional estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária da Aneel “vão além do poder regulamentar delegado para as agências reguladoras”, pois “não cabe à Agência, mesmo que por via indireta, definir a política de expansão do sistema elétrico brasileiro” (Parecer do senador Otto Alencar – PSD/BA).

A Constituição Federal concede ao Congresso Nacional o poder de sustar atos normativos do Poder Executivo que “exorbitem do poder regulamentar ou dos limites de delegação legislativa” (inciso V do artigo 49). No entanto, como detalhado abaixo, a Aneel não exorbitou de seus poderes ao regulamentar as tarifas de transmissão.

As Resoluções Normativas a serem sustadas pelo PDL 365/2022 versam sobre os procedimentos a serem utilizados no cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), sendo a mais recente resolução no sentido de ajustar a metodologia a fim de intensificar o sinal locacional.

A definição das tarifas é atribuição da Aneel, como explicitado na própria lei que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – a Lei 9.427/1996:

“Art. 3º [...] compete à ANEEL:

[...]

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

- a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica;
- b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão”

Note também que a lei especifica que a Agência deve definir as tarifas de transmissão e distribuição utilizando “sinal locacional”. Portanto, não há como caracterizar a definição de um sinal locacional como uma “alteração da sistemática de expansão da geração” que “extrapola completamente as prerrogativas” da Aneel, como alegado pelos parlamentares acima citados.

Note-se ainda que no mesmo artigo da Lei 9.427/1996 o Poder Legislativo incumbe à Aneel a realização de licitações e outorga de concessões:

“II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos”.

Já o artigo Art. 3º-A reitera, de forma ainda mais explícita, o importante papel da Aneel na execução da política de expansão:

“Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente:

I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do caput deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a ANEEL.

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do caput deste artigo, o Poder Concedente delegará à ANEEL a operacionalização dos procedimentos licitatórios.

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL.

Em outras palavras, a legislação estabelece que a Aneel deve desempenhar um papel central na definição da política de expansão ao ordenar que o Poder Concedente:

- ouça previamente a Aneel no exercício de sua competência de outorgar novos empreendimentos de energia;
- delegue à Aneel a operacionalização dos procedimentos licitatórios; e
- considere a delegação da celebração de contratos e atos autorizativos à Aneel.

Dado que a legislação atribui à Aneel a responsabilidade de gerir os principais instrumentos que o Poder Concedente dispõe para coordenar a política de expansão do setor elétrico (i.e., conceder outorgas e promover as licitações para contratação de empreendimentos), chega a ser absurda – além de formalmente incorreta, conforme demonstram os trechos de lei acima – a caracterização de uma eventual alteração na política de expansão como uma extrapolação das competências da Agência Reguladora.

Em resumo, não há como caracterizar as REN 1.041/2022, 1.024/2022, 559/2013 e 349/2009 como extrapolação das competências da Aneel, pois:

- a lei incumbe à Agência a responsabilidade de definição das tarifas de transmissão e de distribuição;
- a lei determina que a definição de tarifas deve ser diferenciada pela localização dos usuários, em função do quanto “onera o sistema de transmissão” (ou seja, tal política busca o cumprimento dos princípios estabelecidos pelos legisladores, não podendo ser caracterizada como uma alteração na sistemática de expansão da geração); e
- a lei atribui à Aneel um papel central na gestão da política de expansão, o que torna incorreto caracterizar regulamentos produzidos pela agência reguladora que impactam a expansão do setor como violação de suas competências.

Por fim, cabe ressaltar a complexa natureza técnica da matéria e para a qual o Congresso não está aparelhado. A nova metodologia desenvolvida para definir a TUST foi fundamentada por análises técnicas, simulações e análises de impacto regulatório. A proposta foi exaustivamente discutida em duas Consultas Públicas promovidas pela Agência Reguladora (CP 04/2018 e CP 39/2021). Estas Consultas Públicas foram realizadas em cinco fases, o que significa que os agentes do mercado e as autoridades – incluindo os próprios parlamentares – tiveram cinco oportunidades para se manifestar sobre o tema.

Na verdade, a complexidade técnica do tema ajuda a explicar por que o Congresso Nacional optou por delegar tais atividades a um órgão técnico especializado por meio da Lei 9.427/1996.

Por fim, destaca-se que a solução aprovada pela Diretoria da Aneel foi uma solução de compromisso que buscou mitigar os efeitos das mudanças com:

- a adoção de uma política híbrida que combina a metodologia proposta pela equipe técnica com a metodologia anterior; e
- a ser implementada de forma gradual ao longo do período de transição de cinco anos.

Portanto, não cabem as alegações de que a medida tenha sido adotada de forma açodada.

O PDL 365/2022 representa uma intervenção abusiva do Congresso Nacional em matéria de competência da Aneel. As justificativas para o PDL carecem de fundamentos. Fica também evidente que a intervenção atende a interesses de alguns agentes inconformados com os impactos da regulação, muitos dos quais são explicitados na carta lida pelo deputado Danilo Forte na Audiência Pública realizada na Comissão de Infraestrutura no dia 07 de julho de 2023 (www.youtube.com/watch?v=B1CafTvRKXA).

O PDL 365/2022 atabalhoa a governança institucional do setor ao promover uma intervenção em área claramente delimitada como de competência da Agência Reguladora. Além disso, o PDL introduz insegurança jurídica ao propor a suspensão dos procedimentos de regulação tarifária aplicados desde 2009.

Afinal, se o PDL for aprovado, as tarifas praticadas nos últimos 14 anos seriam consideradas inválidas? Haveria revisão retroativa das tarifas praticadas ao longo de todo este período? Se não cabe a Aneel, qual entidade seria responsável pela definição das novas tarifas? Quais seriam os novos critérios a serem seguidos? Tais medidas estariam aderentes à legislação em vigor (principalmente a Lei 9.427/1996)? O Congresso Nacional tomaria para si esta tarefa que deveria ser estritamente técnica?

Estes questionamentos surgem de implicações diretas do PDL 365/2022. O fato de tais questões não serem endereçadas pelos parlamentares, demonstra a imprudência do projeto e a superficialidade com a qual o tema foi tratado.

Quando este *White Paper* foi elaborado, o PDL 365/2022 tramitava na Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania do Senado Federal, após ter sido aprovada na Câmara dos Deputados e na Comissão de infraestrutura do Senado Federal apesar da realização, em 05 de julho de 2023, de audiência pública na Comissão de Infraestrutura do Senado durante a qual a esmagadora maioria dos especialistas técnicos terem exposto que o PDL 365/2022 seria deletério para o setor elétrico e para os consumidores de energia elétrica.

3.1.2 EMENDAS AO PROJETO DE LEI 5.932/2023

O Projeto de Lei 5.932/2023 (introduzido inicialmente no Senado Federal como PLS 484/2017 e que tramitou na Câmara dos Deputados como PL 11.247/2018) disciplina a exploração da geração eólica *offshore*.

Na sua tramitação pelo Plenário da Câmara dos Deputados, o projeto teve uma série de emendas adicionadas tratando de assuntos alheios ao projeto original.

Esta prática, conhecida como “jabuti”, tem se tornado prática cada vez mais comum para atender a interesses específicos por meio de emendas em matéria com perspectivas de aprovação célere, sem transparência e sem debate público.

Isto tem levado a uma deterioração da qualidade legislativa. A inclusão de emendas tratando de questões não relacionadas ao projeto original força a consideração de matérias fora de contexto, o que compromete:

- a qualidade do debate parlamentar; e
- a coerência sistêmica da legislação.

Tal prática resulta em uma legislação que aparenta uma “colcha de retalhos”, confusa, dispersa e, frequentemente, contraditória, o que favorece a judicialização. Pior ainda, tal prática favorece a barganha política “de varejo”, método pelo qual parlamentares buscam o atendimento de grupos de interesses específicos às custas do interesse público.

As emendas inseridas no PL 11.247/2018 durante sua tramitação no Plenário da Câmara dos Deputados ilustram a natureza deste sério e crescente problema. Cinco emendas foram adicionadas propondo as seguintes mudanças:

- alteração da Lei 9.427/1996 para dispor de desconto da tarifa de transmissão e distribuição para empreendimentos hidrelétricos, termelétricos a biomassa, biogás, biometano e resíduos sólidos de até 30 MW por dez anos (cinco anos com desconto de 50%, seguidos de cinco anos com desconto de 25%);
- outra alteração da Lei 9.427/1996 para proporcionar um prazo adicional de 36 meses para a entrada em operação dos empreendimentos enquadrados como ‘fontes incentivadas’ que solicitaram outorga (ou expansão de capacidade) no prazo de 12 meses da publicação desta lei;⁶
- alteração da Lei 14.182/2021 para permitir a contratação de 4,25 GW de termelétricas a gás natural por 15 anos com preço equivalente ao preço teto do Leilão A-6 de 2019, considerando “o valor da molécula de gás entregue na central de geração”, ou seja, desconsiderando o custo dos gasodutos a serem construídos para suprir a usina (já que a lei estabelece que sejam situados em regiões não atendidas por gasodutos);
- outra alteração da Lei 14.182/2021 para exigir a contratação de 4,9 GW, até 2025, proveniente de hidrelétricas de até 50 MW, na “modalidade de reserva de capacidade e energia”, o que significa que Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) seriam contratadas independentemente da existência de demanda por energia elétrica nos próximos anos;
- alteração da Lei 10.438/2022 para prever a renovação até 2050 dos contratos de termelétricas a carvão mineral nacional com contratos a vencer até 2028 (extensão de 22 anos, portanto), na “modalidade de energia de reserva”, com inflexibilidade de 70%; e

⁶ Desde 2021, já chega a 7.122 o número de Despachos de Registro do Requerimento de Outorga de empreendimentos na Aneel, que juntos representam 319 GW de capacidade – montante muito maior que as necessidades do sistema. A maior parte é de empreendimentos fotovoltaicos (221 GW), seguidos de eólicos (90 GW) e termelétricos (7 GW). Se todos estes empreendimentos fossem implementados, haveria elevação substancial dos subsídios a serem arcados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (Aneel, 2023 > Centrais de Conteúdo > Relatórios e Indicadores > Geração > Atos de Outorga de Geração).

- alteração da Lei 14.300/2022 para ampliar o prazo para entrada de operação de minigeradores de fonte solar que protocolaram solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses da publicação da lei, mantendo assim os benefícios das regras anteriores do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Todas as seis emendas buscam privilegiar subgrupos de geradores, proporcionando-lhes vantagens na forma de descontos sobre diversos componentes tarifários, ou de garantia de contratação a preços mais elevados. Estas medidas ferem o interesse público ao:

- subsidiar as tarifas de transmissão e distribuição de certas fontes;
- promover a contratação de certas fontes, independentemente da intensidade de demanda do sistema (o que implica sobrecontratação de geração), e a preços mais elevados do que de outras fontes.

Não faz sentido definir em legislação “quais”, “quanto”, “quando” e “onde” usinas de geração devem ser implementadas. Isto deve ser definido ao longo do tempo, em função da demanda a ser atendida, e como fruto da concorrência e de estudos técnicos especializados, para os quais o legislador não está aparelhado. O Congresso Nacional não dispõe das equipes de profissionais especializados e capacitados, como nas instituições setoriais (EPE, ONS, CCEE e Aneel).

Esta nociva prática dos jabutis começou na legislação pertinente ao setor elétrico em 2002 com a introdução de reserva de mercado para a contratação de “Fontes Alternativas” por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa (Lei 10.438), mas ao longo dos anos vem se tornando cada vez mais específica e intempestiva. A audácia dos grupos de pressão que instrumentalizam os parlamentares que inserem os jabutis vem aumentando.

A Lei 14.182/2021, que trata da desestatização da Eletrobras, representa um dos ápices desta prática, com parlamentares ditando a fonte, o local, a capacidade e a forma de contratação de novos empreendimentos.

O Projeto de Lei 5.932/2023 é a mais recente manifestação desta prática, amplificando o intervencionismo, inclusive com o aprofundamento das benesses concedidas aos grupos já beneficiados em leis anteriores.

O próprio fato de os parlamentares mostrarem tanta disposição para modificar leis que eles mesmos aprovaram alguns meses antes demonstra o casuismo que impera no Congresso Nacional.

Estas intervenções também representam um grave atropelo do marco institucional estabelecido, já que a legislação estabelece que a formulação e execução da política energética é atribuição do Ministério de Minas e Energia (MME), como determinado na **Lei 4.904/1965**:

“O Ministro de Estado das Minas e Energia é o responsável, pela formulação, direção e execução da política nacional nos assuntos referentes a minas e energia.” (art. 2º).

Consciente da complexidade técnica envolvida e da necessidade de um corpo técnico e administrativo competente e permanente para realizar os estudos para subsidiar a elaboração e execução da política energética, o Congresso Nacional instituiu, por meio da **Lei 10.847/2004**, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para auxiliar o MME nesta incumbência:

“A Empresa de Pesquisa Energética - EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.” (art. 2º).

Neste intuito, a legislação prevê a contratação do pessoal efetivo da EPE “por meio de concurso público de provas ou de provas e títulos” (art. 15).

A Lei também apresenta uma longa lista de estudos e atribuições que a EPE deve realizar:

“Compete à EPE:

- I - realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- II - elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- IV - dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- V - realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- VII - elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- VIII - promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- IX - promover estudos de mercado visando a definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- XI - efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- XII - elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- XIV - dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético;
- XVIII - desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional; e
- XIX - elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica, proveniente de fontes alternativas, aplicando-se também a essas fontes o disposto no art. 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Parágrafo único. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.” (art. 4º).

Esta legislação mostra a preocupação e o cuidado que o Congresso Nacional teve em 2004 no estabelecimento de instituições competentes para conduzir a política energética. É por isso que causa espanto o desprezo dos parlamentares com as instituições especializadas, concebidas pelo Congresso Nacional, para executar tais atribuições.

3.1.3 DECRETO 11.835/2023

Às vésperas do Natal de 2023, quando o país já se recolhia para a celebração das festas de fim-de-ano, o Poder Executivo promoveu a sua própria intervenção no setor elétrico por meio do Decreto 11.835/2023.

Este decreto visa, entre outras medidas, a subjugar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao Poder Executivo, ao ampliar o número de membros do seu Conselho a serem indicados pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Na legislação original vigente, o Decreto 5.177/2004 (art. 9º), o Conselho da CCEE era composto de cinco membros, sendo:

- um indicado pelo MME;
- um indicado pelos agentes de geração;
- um indicado pelos agentes de distribuição;
- um indicado pelos agentes de comercialização; e
- um indicado pelo “conjunto de todos os agentes”.

O Decreto 11.835/2023 emitido cinco dias antes do Natal busca assegurar ao MME pleno controle da CCEE, ao indicar quatro dos oito membros do Conselho, sendo um o Presidente do Conselho de Administração, que dispõe do poder do “voto de qualidade nos casos de empate nas deliberações”, o que na prática fará prevalecer a decisão do governo em caso de empate.

O Decreto também objetiva reduzir o prazo dos mandatos dos Conselheiros de quatro para dois anos, autorizando até duas reconduções, o que reduz a blindagem do Conselho da CCEE dos interesses de curto prazo do Governo Federal.

Por fim, o Decreto prevê a constituição de uma diretoria, com até seis diretores, com mandatos de dois anos, sem limite de recondução, cujo Diretor-Presidente será indicado pelo MME (art. 9º-A). A Diretoria teria a incumbência de “zelar pelo correto cumprimento, por parte dos agentes, das regras e dos procedimentos de comercialização” (§2º do art. 9º-A), assim como de “encaminhar à ANEEL proposta de alteração das regras e dos procedimentos de comercialização”.

Tais medidas alteram a arquitetura institucional originalmente estabelecida – que pretendia dar à CCEE a natureza de uma instituição de Estado blindada de ações espúrias de governos e de pressões políticas de curto prazo – para torná-la um mero apêndice da administração do Governo Federal, plenamente subjugada ao MME e a interesses políticos.

Estas mudanças podem parecer de pouca relevância e sutis, mas são sutilezas como estas que submetem as instituições de Estado a interferências políticas que prejudicam o interesse público de longo prazo.

Na estrutura organizacional original do Decreto 5.177/2004, em que o MME não tinha uma maioria garantida, as decisões requeriam a construção de consensos pela argumentação. O novo arranjo praticamente garante a aprovação das “agendas” do MME, eliminando os freios e contrapesos existentes na arquitetura institucional original que requeria a formação de coalizões majoritárias compostas com conselheiros indicados por outros agentes. Na prática, sai a argumentação técnica e consensada e entra o risco de interferência política.

3.2 AMEAÇA ADVINDA DA DESCENTRALIZAÇÃO

Desde a década de 1990, o setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reestruturação para promover uma gradual abertura do mercado, em que parte da regulação é substituída pela concorrência.

Este é um movimento positivo e deve render muitos benefícios aos consumidores por meio da:

- ampliação da concorrência;
- gestão ativa do risco, o que pode minimizar perdas que ocorrem em determinados cenários;
- liberdade de escolha, que tende a promover uma diversidade de soluções focadas nas necessidades e anseios específicos de cada consumidor, principalmente no que se refere às formas de precificação; e
- promoção de um maior engajamento do consumidor.

No entanto, é importante que o processo de abertura do mercado seja acompanhado de uma série de adequações no arcabouço institucional e regulatório, como discutido no *White Paper* 27 (Instituto Acende Brasil, 2022), que incluem:

- o robustecimento da segurança de mercado;
- a separação entre as atividades de distribuição e comercialização de eletricidade;
- o tratamento adequado de contratos legados;
- a regulamentação da comercialização varejista e do suprimento de última instância;
- a promoção da medição digital e regulamentação da atividade de cobrança.

Se essas adequações não acontecerem a abertura pode levar a uma situação de desequilíbrio porque se houver distorções concorrenciais no setor o processo de liberalização do mercado tende a ampliar os seus efeitos. Afinal, os agentes tenderão a explorar ao máximo as oportunidades que surgem destas distorções.

Portanto, o sucesso da reestruturação depende, em grande medida, da agilidade com a qual os formuladores de políticas e os reguladores realizam as adequações institucionais e regulatórias necessárias para sanar os problemas que podem surgir no processo de abertura.

Já se constata no setor elétrico brasileiro a ampliação de distorções que têm provocado severos danos para:

- o sistema de suprimento de energia elétrica centralizado; e
- a atividade de distribuição de energia elétrica.

O sistema de suprimento centralizado refere-se à geração provida por centrais geradoras conectadas ao sistema de transmissão e que proveem energia para consumidores. As ameaças ao suprimento centralizado decorrem de subsídios oferecidos a diversas formas de autossuprimento que podem induzir os agentes a optar por algumas fontes, mesmo que estas últimas sejam mais caras e ineficientes do ponto de vista sistêmico e para o conjunto dos consumidores.

Já a debilitação da atividade de distribuição de eletricidade ameaça a própria sustentabilidade de todo o setor elétrico. Nos últimos anos as distribuidoras têm exercido um papel central como “fiadoras” da expansão, da manutenção da segurança do suprimento e da preservação do fluxo de caixa de todo o setor em períodos de crise.

No entanto, a capacidade das distribuidoras de desempenhar tal papel está sendo debelada por um conjunto de políticas que favorecem a migração para o Ambiente de Contratação Livre (fontes incentivadas) e o autossuprimento (autoprodução e MMD). Todas essas distorções são implementadas por meio de subsídios custeados pelas distribuidoras e pelos consumidores regulados.

Tais distorções não prejudicam apenas os agentes diretamente responsáveis pela provisão destes serviços, mas todo os consumidores de energia elétrica, pois resultam em precarização da garantia de suprimento e elevação de custos.

O suprimento de energia elétrica tem sido historicamente provido por grandes centrais geradoras integradas ao sistema de transmissão, que por sua vez escoam a energia até os grandes centros de carga. Esta estrutura permite o aproveitamento:

- dos recursos energéticos mais vantajosos;
- dos ganhos de escala; e
- das sinergias que advêm da operação integrada.

Não obstante a atratividade do suprimento centralizado, os formuladores de políticas públicas têm adotado medidas que possibilitam aos agentes optarem pelo suprimento de todas as formas, inclusive com a opção de autossuprimento, seja na forma de:

- **autoprodução**, alternativa para que consumidores de grande porte invistam na sua própria central geradora para atendimento exclusivo de seu consumo; ou
- **autoconsumo**, alternativa para consumidores de pequeno porte – que permanecem sendo atendidos por distribuidoras – possam investir em minigeração ou microgeração na sua própria unidade de consumo para atendimento parcial de seu consumo.

Tais formas de autossuprimento recebem tratamento regulatório favorável que debilita o suprimento centralizado.

A debilitação do suprimento centralizado não só prejudica a minimização do custo do suprimento de energia elétrica: ela também debilita a integração do sistema por meio das redes de transmissão e distribuição. É sempre bom lembrar que é a geração centralizada que se ajusta para promover o balanceamento entre a oferta e a demanda e que provê os serviços ancilares que são essenciais para a manutenção da estabilidade das redes elétricas. Portanto, a debilitação do suprimento centralizado representa a debilitação da estabilidade das redes elétricas como um todo.

Nas próximas três seções discutem-se as distorções que debilitam tanto a geração centralizada quanto a atividade de distribuição e seus impactos sobre todo o sistema elétrico.

3.2.1 DESCARACTERIZAÇÃO DA AUTOPRODUÇÃO

A autoprodução foi originalmente estabelecida para atender aos anseios da indústria eletrointensiva, que desejava investir em seus próprios empreendimentos de geração. Dado que a energia elétrica representava um dos principais insumos, essa integração vertical lhes conferia maior segurança e estabilidade para seu planejamento de longo prazo.

A autoprodução também era atraente para empresas que optavam pela **cogeração**, em que a produção de energia elétrica é um subproduto do seu processo produtivo, como no caso da geração a partir do bagaço de cana nas usinas de açúcar e álcool.

A autoprodução foi originalmente prevista no **Decreto-Lei 1.872**, de 1981, e posteriormente incorporou modificações promovidas pela **Lei 9.074/1995** e pela **Lei 9.648/1998**.

A autoprodução é regulamentada no **Decreto 2.003/1996**. O autoprodutor é definido como “pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo” (art. 2º, inciso II). A autoprodução pode ser:

- **contígua:** em que o consumo do autoprodutor ocorre “na barra da usina” (art. 28, inciso I); ou
- **remota:** “para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração” (art. 28, inciso III).

Embora a autoprodução seja para “uso exclusivo”, a legislação permite que o autoprodutor comercialize os seus excedentes de energia (Lei 9.427/1996, art. 26, inciso IV).

O **Decreto 5.163/2004** (art. 59) estabelece que o “autoprodutor equipara-se ao consumidor na parcela de seu consumo líquido no SIN [Sistema Interligado Nacional]” para fins de pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive dos serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN. Logo, o autoprodutor fica sujeito apenas ao pagamento dos encargos sobre o seu consumo líquido do SIN. Assim, o autoprodutor reduz as suas despesas associadas aos seguintes encargos:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa);
- Encargo de Serviços do Sistema (ESS);
- Encargo de Energia de Reserva (EER); e
- Contribuição Financeira sobre o Uso de Recursos Hídricos (CFURH), caso a autoprodução seja advinda de fonte hidrelétrica.

Além da isenção dos encargos setoriais sobre o montante da energia autoproduzida, o autoprodutor que consome a energia diretamente da subestação da usina (“na barra da usina”) também evita os encargos de transmissão e distribuição, já que a energia produzida e consumida no mesmo local não trafega pelo Sistema Interligado Nacional nem pela rede da distribuidora local.

Estes fatores reduzem significativamente o custo da energia, principalmente dada a escalada dos encargos nos últimos anos. Em 2022, os encargos setoriais passaram a responder por 15,2% da conta de energia elétrica, nível muito superior aos 6,2% registrados em 1999, primeiro ano do estudo da PwC/Instituto Acende Brasil que compila a carga global de tributos e encargos que oneram toda a cadeia de valor GTDC (geração, transmissão, distribuição e comercialização) do setor elétrico (PwC e Instituto Acende Brasil, 2023).

Este benefício foi concedido pelos formuladores de políticas públicas para encorajar grandes consumidores a investirem na expansão da geração.

No entanto, nos últimos anos a autoprodução passou a ser explorada mesmo por consumidores que não investem efetivamente na construção de novas usinas. O artifício explora uma forma de rateio da produção entre participantes de Sociedades de Propósito Específico (SPE) que foi prevista na legislação para alavancar benefícios.

O parágrafo 4º do artigo 26 da **Lei 11.488/2007** (incluído pela lei 13.203/2015) estabelece que a produção de uma SPE de geração seja entre os participantes da sociedade na “proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada”.

Dada esta especificação, alguns proprietários de centrais geradoras têm adotado uma estrutura acionária exótica que permite enquadrar consumidores como autoprodutores, sem que estes tenham realizado aportes relevantes de capital na usina.

Este artifício consiste na adoção de uma estrutura acionária muito atípica:

- com a maior parte do capital sendo composta por **ações preferenciais** (sem direito a voto), detidas primordialmente pelo efetivo proprietário da usina; e
- uma pequena parcela do capital sendo composta por **ações ordinárias**, com direito a voto, detidas primordialmente pelos consumidores incorporados à SPE.

Assim, consegue-se caracterizar a maior parte da energia gerada como autoprodução e, portanto, tal energia passa a ser elegível à isenção dos encargos que incidiriam caso a energia não fosse caracterizada como sendo autoproduzida.

Este esquema é prejudicial para o sistema elétrico, pois:

- favorece a contratação de energia de empreendimentos de geração de empresas que optam por um artifício que foge da intenção original da legislação que instituiu o modelo de autoprodução, em detrimento de empreendimentos de geração mais baratos que não adotam esta estrutura acionária distorcida; e
- pode levar a uma expansão de geração desnecessária para explorar vantagens regulatórias (subsídios), resultando em ociosidade de parte da geração já implantada.

3.2.2 SUBSÍDIOS CONCEDIDOS PELO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)

Fenômeno semelhante ocorre com a minigeração distribuída, em que geradores compartilham sua produção com outros consumidores da mesma distribuidora pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estabelecido pela Lei 14.300/2022, caracterizando-os como ‘autoconsumo remoto’ ou ‘geração compartilhada’. O tema preocupa os reguladores e já é tema da Tomada de Subsídios 18/2023 da Aneel.

O SCEE subsidia a minigeração ao cobrar os serviços de distribuição e encargos apenas sobre o seu consumo líquido acumulado no período de faturamento (geralmente o período de um mês). Ocorre que o cliente participante da SCEE não utiliza a rede apenas para seu suprimento líquido.

O perfil de produção horossazonal da minigeração geralmente é muito diferente do perfil de consumo horossazonal do cliente. Logo, há períodos em que toda (ou quase toda) energia consumida pelo cliente advém da rede e há períodos em que a produção do cliente é muito superior à sua demanda, o que requer uso da rede para escoar o seu excedente para atender outros consumidores.

Como a rede precisa ser dimensionada para comportar o maior fluxo instantâneo de energia, a maioria dos clientes participantes do SCEE não reduz o montante de demanda da rede de distribuição.

Na verdade, em grande parte dos casos acontece exatamente o contrário: o cliente participante do SCEE demanda mais da rede de distribuição do que o cliente convencional pois, em determinados momentos, o cliente participante do SCEE continua demandando energia da rede em potência semelhante ao passado e, em outros momentos, requer capacidade da rede para escoar sua energia excedente em montante que pode até extrapolar sua demanda máxima.

Os custos da rede de transmissão e distribuição e o custo dos subsídios arcados pelos encargos que deixam de ser pagos pelos consumidores que optam pelo SCEE acabam sendo arcados pelos demais consumidores regulados.

Assim, como no caso da autoprodução, o SCEE pode ensejar investimentos em geração mais caros e desnecessários para o sistema, o que eleva o custo agregado de suprimento de energia elétrica.

3.2.3 DEBILITAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

As distribuidoras desempenham várias funções vitais para todo o sistema elétrico:

- proveem, por meio da contratação antecipada e por longos prazos, a financiabilidade da expansão da geração para assegurar a **adequação da oferta**;
- proporcionam o atendimento dos critérios de **garantia de suprimento**, por meio da contratação dos requisitos do sistema nos Leilões de Energia Nova promovidos pelo Governo Federal; e
- representam o **serviço de caixa de entrada** para todos os elos da cadeia de valor.

Adequação da oferta

Uma das preocupações relacionadas à abertura do mercado – principalmente em um sistema com predominância de fontes renováveis como o sistema elétrico brasileiro – é que a capacidade de produção do parque gerador pode variar muito de ano a ano em função da disponibilidade das fontes primárias.

Quando se soma a esta aleatoriedade da geração o longo prazo requerido para a instalação de novas usinas, tem-se um novo e grave problema. Havendo vazões afluentes anuais acima da média, pode-se suportar um desequilíbrio estrutural por vários anos de forma despercebida. Quando finalmente percebe-se o desequilíbrio, pode não haver tempo suficiente para instalar as novas usinas necessárias para reestabelecer o equilíbrio, o que pode resultar em grave e duradoura escassez.

Além disso, empreendedores precisam de comprometimento de longo prazo para ancorar suas decisões de investimento. É difícil tomar a decisão de realizar investimentos de centenas de milhões de reais quando há alta insegurança sobre o preço ou mesmo sobre a demanda futura pelo produto.

A expansão da geração nas últimas décadas tem sido viabilizada primordialmente pela contratação nos Leilões de Energia Nova estabelecidos para atendimento da carga atendida pelas distribuidoras. Anualmente as distribuidoras submetem sua declaração de necessidades para atendimento do crescimento da carga em suas áreas de concessão nos próximos anos. Estes montantes são então contratados nos leilões promovidos pelo Governo Federal.

Estes leilões são realizados três a sete anos antes da data de início do suprimento, com contratação de energia por prazos que variam de 15 a 30 anos, o que serve como âncora para o Project Finance de novos empreendimentos de geração a serem construídos. Tais prazos trazem a segurança necessária para viabilizar a captação de recursos financeiros pelos empreendedores de geração.

No entanto, este arranjo tem fortes implicações para as distribuidoras e para os consumidores atendidos pelas distribuidoras, pois a contratação com elevada antecedência e por longos prazos pode redundar em severos erros de previsão, resultando em subcontratação ou sobrecontratação, problemas que são ainda acirrados pela regulamentação atual, que proporciona pouca flexibilidade para que as distribuidoras comprem ou vendam montantes de energia contratados nos leilões para lidar com os déficits ou excedentes de energia contratada.

Atendimento dos requisitos de garantia de suprimento

Outra preocupação derivada da abertura de mercado é a concorrência entre fontes. Na comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre, a concorrência baseia-se exclusivamente no custo por megawatt-hora, o que tende a resultar em uma matriz elétrica desbalanceada.

É como se fosse feita uma concorrência para suprimento do lanche escolar com base exclusivamente no preço por caloria ofertada. Tal concorrência não garantiria o suprimento dos nutrientes requeridos para uma dieta saudável. Seria necessário especificar no edital que o menu oferecido deveria assegurar um balanceamento diário de carboidratos, proteínas, lipídios, vitaminas e minerais.

De modo semelhante, a geração envolve diferentes atributos que são necessários para atender aos requisitos do sistema. São necessários geradores que estejam aptos a:

- prover energia na quantidade demandada em determinadas estações do ano e em determinadas horas do dia;
- aumentar ou diminuir a produção em determinado ritmo ('serviços de rampa');
- modular a sua produção automaticamente em tempo real em função das condições de frequência e tensão da rede de transmissão; e
- ser acionados para recomposição do sistema após blecaute.

Os requisitos acima são os que precisam ser atendidos para garantir o suprimento com a confiabilidade e segurança desejada. Como o atendimento a tais requisitos representa um bem comum, seu custo deveria ser arcado por todos os consumidores de energia elétrica.

As autoridades setoriais têm noção desta necessidade e pretendem eventualmente sanar o problema com a adoção dos Leilões de Lastro. Enquanto a solução definitiva não é implementada, o problema tem sido resolvido com os Leilões de Energia, por meio dos quais as distribuidoras atendem à demanda dos consumidores regulados.

As diretrizes estabelecidas pelo Poder Concedente para estes leilões têm assegurado a contratação de montantes mínimos de determinadas fontes a fim de assegurar o 'balanceamento' da matriz elétrica, mas o ônus da contratação destas fontes mais caras tem recaído inteiramente sobre as distribuidoras e seus consumidores regulados, o que não é justo já que a segurança proporcionada ao sistema pelas distribuidoras e pelos consumidores regulados beneficia a todos os consumidores, sejam eles regulados ou livres.

Serviço de caixa de entrada para todos os elos do setor

Por fim, em períodos de crise as distribuidoras têm desempenhado um papel fundamental para resguardar a solvência do sistema elétrico, pois elas atuam como um verdadeiro "caixa de entrada" para todo o sistema elétrico.

As concessionárias de distribuição prestam os serviços de faturamento, cobrança e coleta dos consumidores finais não apenas para os serviços de distribuição que gerenciam, mas também para os serviços de geração e transmissão. Isto acontece porque as distribuidoras repassam aos outros elos da cadeia os recursos previstos nos contratos independentemente do recebimento dos consumidores finais. Portanto, as distribuidoras assumem todo risco de inadimplência e de furtos e fraudes de energia do setor, reduzindo substancialmente os riscos incorridos pelos demais agentes.

A atuação das distribuidoras tem sido essencial para resguardar a solvência do sistema em períodos críticos, como nos períodos:

- de alta do Custo Marginal de Operação em 2013 e 2014;
- da Pandemia da Covid em 2020;
- de escassez hídrica mais recente de 2021.

Em todos os três as distribuidoras foram instrumentais para manter a solvência das empresas do setor, garantindo os fluxos de pagamentos a todos os elos da cadeia, mesmo quando o setor enfrentava a perspectiva de altos índices de inadimplência que poderiam desencadear uma onda de falências.

Na prática, as distribuidoras proveram liquidez a todo o setor por meio de operações de financiamento, construídas em conjunto com as autoridades setoriais, que permitiram o diferimento de parte das despesas das contas de energia elétrica nestes períodos críticos por meio:

- da “Conta-ACR” (Decreto 8.221/2014);
- da “Conta-Covid” (Decreto 10.350/2020); e
- da “Conta-Escassez Hídrica” (Decreto 10.939/2022).

A fragilização da distribuição resulta na fragilização de todo o setor

A capacidade das distribuidoras para exercer as funções acima (*i.e.*, adequação da oferta, garantia de suprimento e serviço de caixa de entrada para todos os elos do setor) vem sendo crescentemente debilitada ao longo do tempo.

Por um lado, as distribuidoras são forçadas a se comprometer com um fluxo de pagamentos envolvendo muitos anos à frente por meio de contratos de comercialização de energia firmados nos Leilões de Energia realizados pelo Governo Federal. Este fluxo de pagamentos está sujeito a grandes variações, já que:

- uma parcela advém de contratos de comercialização de energia provenientes de termelétricas no regime de disponibilidade, nos quais as distribuidoras ficam expostas a custos muito elevados nos períodos em que estas usinas são acionadas, além da variação do seu Custo Variável Unitário, que é indexado ao preço de uma cesta de combustíveis;
- uma parcela advém de contratos de comercialização de energia provenientes de hidrelétricas no regime de cotas, em que o risco hidrológico é repassado às distribuidoras e seus consumidores; e
- uma parcela dos compromissos da aquisição de energia proveniente da Itaipu Binacional, cuja tarifa está sujeita aos resultados das negociações entre Brasil e Paraguai, às variações cambiais, e às variações decorrentes da hidrologia.

Por outro lado, as receitas das distribuidoras apresentam outra dinâmica. A maior parte das receitas tendem a permanecer estáveis entre revisões tarifárias, sendo atualizadas apenas pela inflação e ganhos de produtividade projetados pelo Fator X. Mas esta receita pode apresentar variações em função da evolução do mercado – já que uma parcela significativa das distribuidoras está sujeita ao risco de mercado⁷ –, o que representa mais uma fonte de risco.

Além disto, todas as distribuidoras estão sujeitas a perdas de receita em função da elevação dos furtos de energia (‘perdas não técnicas’) que, por outro lado, implicam aumento de custos com aquisição de energia elétrica e serviços de transmissão. Os furtos de energia decorrem principalmente da ausência do Estado em determinadas regiões, onde predomina o poder paralelo de milícias ou traficantes.

Não bastassem os descasamentos entre as variações de receitas e despesas, quando se soma a rigidez da contratação de energia nos Leilões de Energia conduzidos pelo Governo Federal às restrições sobre a comercialização de energia excedente, tem-se como resultado frequentes situações de sobrecontratação ou subcontratação que expõem as distribuidoras à volatilidade de preços do mercado de curto prazo da CCEE, onde tais diferenças são compensadas.

⁷ Os contratos de concessão mais recente preveem ajuste da tarifa anualmente em função de variações do mercado (variações no consumo), mas nos contratos de concessão mais antigos o risco de mercado entre as revisões tarifárias é assumido pelo concessionário.

Estes são problemas de uma transição incompleta à livre contratação, pois em um ambiente em que todos os consumidores passam a ser livres, as tarifas deixam de ser reguladas, possibilitando aos agentes ajustarem seus preços livremente para alinhar-se aos custos incorridos em cada momento.

Todos estes riscos associados à contratação regulada são assumidos pelas distribuidoras sem nenhuma remuneração e sem que as concessionárias disponham de instrumentos adequados para geri-los.

O descasamento entre os montantes de energia contratada e efetivamente demandada é agravado pela concorrência em condições desiguais. Os encargos setoriais – com destaque para Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), cuja cota em 2024 já alcança R\$ 32 bilhões – crescem continuamente para custear os subsídios concedidos. Os custos destes encargos recaem principalmente sobre os consumidores regulados, conectados em baixa tensão.⁸ Além disso, são principalmente os Consumidores Livres, os autoprodutores e consumidores que optam pelo SCEE (micro e minigeração distribuída) que desfrutam da maior parte dos subsídios custeados por estes encargos.

Este processo se retroalimenta, pois quanto maior o número de agentes optando por desfrutar destes incentivos, maior torna-se o ônus dos encargos repassados aos demais consumidores. Seu efeito conjunto é de intensificar os incentivos para consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) optarem pela livre contratação no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou pelo autossuprimento, seja como autoprodutor ou no SCEE que beneficia os micro e mini-geradores de geração distribuída. Este efeito é conhecido como a “espiral da morte”.

⁸ A Lei 10.438 (art. 13, §3-D, E e F) estabelece que, até 2030, a cota do encargo CDE cobrada dos consumidores conectados em tensão igual ou superior a 69 kV deve convergir para patamar equivalente a 1/3 do valor cobrado dos consumidores conectados em tensão inferior a 2,3 kV, e a dos consumidores conectados em tensão igual ou superior a 2,3 kV deve convergir para patamar equivalente a 2/3 do valor cobrado dos consumidores conectados em tensão inferior a 2,3 kV.

3.3 COMO MITIGAR O PROBLEMA

A fim de preservar e fortalecer o marco institucional-regulatório recomenda-se as seguintes medidas focadas no comportamento do Congresso Nacional:

- **RECOMENDAÇÃO 10:** restringir as novas iniciativas do Congresso Nacional que afetam o setor elétrico ao estabelecimento de objetivos, atribuições e princípios a serem seguidos pelas instituições especializadas responsáveis pela definição, execução e regulação da política energética.
- **RECOMENDAÇÃO 11:** interromper a inserção de emendas ‘jabuti’ que buscam atender a interesses de grupos específicos em detrimento ao interesse público.

A fim de evitar o acirramento de distorções em meio ao processo de reformas que promovem a descentralização propõem-se (além das Recomendações 8 e 9 já apresentadas na Seção 2.4 que tratam da autoprodução e de micro e minigeração distribuída):

- **RECOMENDAÇÃO 12:** exigir análise de impacto tarifário de todo projeto de lei prevendo a criação ou a alteração de encargos setoriais a serem embutidos na conta de energia elétrica.
- **RECOMENDAÇÃO 13:** resistir à alteração da legislação visando à ampliação ou prorrogação de subsídios.
- **RECOMENDAÇÃO 14:** adotar um sistema de leilões para contratação das diversas formas de lastro requeridas para preservar a garantia de suprimento, com os seus custos sendo rateados proporcionalmente por todos os consumidores.

4 DESAFIO DO INVESTIMENTO E A POLÍTICA DE CONCESSÕES

O terceiro desafio consiste na preservação da confiança de investidores para captação dos recursos necessários para realizar os bilhões de investimento requeridos todos os anos no setor elétrico, um setor que demanda muito capital para assegurar a manutenção e ampliação dos ativos e serviços necessários para atender ao mercado.

Estudo que calcula a rentabilidade medida pelo o *Economic Value Added* (EVA), realizado pela KPMG/Instituto Acende Brasil considerando dados de 33 empresas do setor elétrico indica que o capital investido no setor superou R\$ 585 bilhões em 2022. Este volumoso montante de recursos requer confiança por parte dos investidores de que os recursos serão bem empregados e que proporcionarão os resultados esperados.

Tais resultados dependem não só da gestão das empresas que efetivamente executam o investimento, mas também do planejamento e da regulação setorial, que por sua vez dependem da qualidade do marco institucional-regulatório.

As ameaças ao marco institucional-regulatório foram tratadas na seção anterior, mas há um instrumento do marco institucional que é particularmente relevante quando se trata do estabelecimento de um ambiente confiável para a atração de investimentos de longo prazo: **a política de concessões**.

As atividades de geração hidrelétrica, de transmissão e de distribuição de energia elétrica no Brasil são exploradas no regime de concessão. As concessões são instrumentos legais pelos quais a prestação serviços públicos que competem ao Poder Público é delegada a terceiros por tempo determinado, com os termos e as condições para a prestação do serviço especificados em contratos.

O tema de concessões é extremamente relevante neste momento em que há muitas concessões chegando ao final de seus prazos contratuais. Dependendo de como a renovação destas concessões for tratada pelo Poder Concedente, pode-se atrair ou afugentar investidores do setor.

4.1 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS POR MEIO DO REGIME DE CONCESSÕES

A delegação da prestação de serviços públicos por meio de concessões propicia muitos benefícios. O regime de concessões possibilita delegar atividades para empresas especializadas, com conhecimento técnico específico, o que induz à prestação do serviço de forma mais ágil, eficiente e focada.

Não é à toa que a Constituição Federal prevê que os serviços de fornecimento de energia elétrica e o aproveitamento de aproveitamentos hidrelétricos sejam de domínio da União, mas sujeitos à prestação por terceiros mediante o regime de concessões:

“Compete à União:

[...]

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

[...]

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos” (art. 21).

A **Constituição Federal** determina que a outorga de novas concessões de serviços públicos deve ser mediante licitação:

“Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.” (art. 175)

Note-se, no entanto, que no caso de concessões já existentes é admitida a prorrogação, aspecto que deve ser normatizado em lei, estabelecendo:

- as condições de caducidade, fiscalização e rescisão do contrato;
- a delimitação dos direitos dos usuários; e
- a regulação das tarifas e da qualidade.

O *White Paper 5* desenvolvido pelo Instituto Acende Brasil – “*Concessões do Setor Elétrico: Alternativas de Políticas Públicas*” (Instituto Acende Brasil, 2011) – apresenta uma discussão detalhada da legislação brasileira e das alternativas para a renovação de concessões vencidas. Após mais de uma década desde a produção do *White Paper 5*, o tema de concessões será revisitado neste *White Paper 30* destacando-se dois aspectos centrais que devem ser considerados no momento da renovação dos contratos de concessão:

- a **revisão dos termos e condições** para adequá-los ao contexto atual e aos desafios a serem enfrentados nas próximas décadas; e
- a **repactuação da remuneração** em função do estágio de maturação dos investimentos e das mudanças estruturais no mercado de energia elétrica.

4.1.1 REACTUAÇÃO DOS TERMOS E CONDIÇÕES

O contrato de concessão estabelece as linhas de contorno para a regulação, o que serve para proporcionar mais estabilidade e segurança para os investidores.

Portanto, a reactuação dos termos e condições da concessão é uma oportunidade para o Poder Concedente revisar objetivos e prioridades na prestação do serviço público levando em conta vários fatores: os anseios da sociedade, os avanços tecnológicos e as mudanças estruturais ocorridas no setor de energia elétrica e na economia como um todo.

Os fatores acima são principalmente relevantes ao se pensar na **renovação dos contratos de concessões de distribuição**. Como descrito na seção anterior, o papel das distribuidoras está mudando substancialmente.

As atividades de distribuição (transporte capilarizado de energia aos usuários finais) e de comercialização precisam ser claramente delimitadas, já que a distribuição continua sendo exercida de forma monopolista, enquanto se promove a livre concorrência na provisão dos serviços de comercialização.

Além disso, a própria atividade de distribuição está mudando fundamentalmente em função da crescente adoção de 'Recursos Energéticos Distribuídos', o que inclui a geração distribuída, baterias e veículos elétricos. À medida que estas novas tecnologias forem se disseminando, a arquitetura das redes de distribuição e a forma de operá-las terão que ser adaptadas para lidar com a alteração do perfil dos fluxos de potência. Isto implica que as distribuidoras terão que gerir dinamicamente as redes, atuando de forma coordenada com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para assegurar a provisão de serviços ancilares e manter a estabilidade da corrente em suas redes.

Também há a questão dos furtos de energia, cuja causa extrapola a gestão da distribuidora, já que esse fenômeno extremamente deletério depende da atuação do Estado, razão pela qual pode ser conveniente aproveitar a renovação das concessões para reactuar a delimitação das responsabilidades e dos riscos designados a cada uma das partes.

Alterações dos termos e condições dos **contratos de concessão de geração hidrelétrica** também podem ser desejáveis. A crescente participação de fontes não controláveis, com perfil de produção ditado pela disponibilidade da fonte energética, está demandando cada vez mais flexibilidade das fontes controláveis.

Para atender a esta demanda, pode ser conveniente alterar cláusulas dos contratos de geração hidrelétrica para incentivar os concessionários de geração hidrelétrica a realizar as adequações necessárias para ampliar a provisão de serviços que passam a ser cada vez mais demandados pelo operador do sistema.

A variabilidade crescente dos fluxos de potência nas redes de transmissão também introduz **novos desafios para as transmissoras**. A renovação das concessões pode ser um momento propício para introduzir novas exigências a fim de assegurar a modernização das redes de transmissão e, assim, melhor atender às novas demandas do sistema.

A **Lei 8.987/1995** explicita as cláusulas essenciais que todo contrato de concessão deve contemplar:

“São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas:

- I - ao objeto, à área e ao prazo da concessão;
- II - ao modo, à forma e às condições de prestação do serviço;
- III - aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;
- IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;
- V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os

relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e consequente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;

VI - aos direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;

VII - à forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;

VIII - às penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;

IX - aos casos de extinção da concessão;

X - aos bens reversíveis;

XI - aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso;

XII - às condições para prorrogação do contrato;

XIII - à obrigatoriedade, forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;

XIV - à exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; e

XV - ao foro e ao modo amigável de solução das divergências contratuais.

Parágrafo único. Os contratos relativos à concessão de serviço público precedido da execução de obra pública deverão, adicionalmente:

I - estipular os cronogramas físico-financeiros de execução das obras vinculadas à concessão; e

II - exigir garantia do fiel cumprimento, pela concessionária, das obrigações relativas às obras vinculadas à concessão.” (art. 23)

Os incisos I a IV tratam da especificação do objeto do contrato, de seu prazo, da forma de prestação do serviço, dos balizadores para avaliação da qualidade do serviço, e dos critérios e procedimentos a serem seguidos na definição das tarifas.

Os incisos V a IX tratam da alocação dos riscos entre as partes, especificando os direitos e deveres das partes e as formas de punição em caso de violações.

Os incisos X a XII tratam da normatização sobre como se deve proceder ao final do prazo de concessão, especificando quais são os **bens reversíveis**, isto é, os ativos que devem ser devolvidos ao Poder Público no final da concessão, os critérios para a indenização dos investimentos em bens reversíveis ainda não amortizados, e as condições para a prorrogação do contrato de concessão.

Por fim, os incisos XIII a XV tratam das exigências para assegurar a transparência na prestação de contas e os meios para solução de divergências.

O parágrafo único adiciona duas cláusulas caso a concessão preveja investimentos em obras públicas: cronograma de execução das obras e a exigência de garantias de fiel cumprimento.

Este mapeamento de cláusulas essenciais a serem abordadas nos contratos de concessão é um excelente balizador para a elaboração de novos contratos de concessão, uma vez que leva em conta os objetivos e as prioridades do Poder Concedente, mas desde que tais objetivos e prioridades sejam aderentes aos princípios constitucionais que devem reger a atuação da administração pública:

“A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência” (art. 37).

4.1.2 REPACTUAÇÃO DA REMUNERAÇÃO

Além da possibilidade de atualizar os contratos de concessão para um novo contexto, a renovação da concessão é um momento apropriado para rever a remuneração da prestação dos serviços públicos levando em conta o estágio de maturação dos investimentos e as mudanças estruturais no mercado de energia elétrica.

O regime de concessão pode ser utilizado como mecanismo para definir a remuneração de atividades com características de **monopólio natural**, definido pela situação em que a prestação do serviço em determinada região é realizada ao menor custo se for feita por um único agente.

Economistas indicam a realização de licitações para a provisão de serviços públicos por prazo determinado como sendo uma alternativa interessante para assegurar a provisão de serviços caracterizados como monopólios naturais a preços competitivos. Esta abordagem é referida na literatura internacional como *franchise bidding* (Williamson, 1976).

As licitações são mecanismos muito indicados para precificar serviços, principalmente quando envolvem investimentos em empreendimentos cujos custos são de difícil estimação pelo Poder Concedente.

4.2 RELICITAÇÃO OU PRORROGAÇÃO DE CONCESSÕES

A decisão sobre como proceder a renovação de concessões é sempre complexa.

Por um lado, há as vantagens da relicitação, processo que possibilita uma repactuação da remuneração com base na concorrência de mercado. Mas, por outro lado, a prorrogação da concessão apresenta, entre algumas vantagens, a continuidade da prestação do serviço pelo operador incumbente que já conhece a área ou o ativo e seus consumidores.

Neste contexto, há cinco fatores a serem considerados na decisão envolvida em reliciar ou prorrogar a concessão:

- o montante de investimentos a serem realizados no novo período de concessão;
- as incertezas quanto ao valor da exploração do serviço público;
- os custos de transação;
- o montante de investimentos ainda não amortizados; e
- o risco de descontinuidade do ativo ou do serviço.

4.2.1 INVESTIMENTOS A SEREM REALIZADOS

Um dos aspectos importantes que derivam da repactuação dos termos e condições é o montante de investimentos esperados no novo período de concessão.

Quanto maior o montante de investimentos a serem realizados, mais recomendável se torna a repactuação da remuneração pelo serviço público por meio da relicitação porque a abertura de um processo concorrencial para empreendedores permite identificar a alternativa de menor custo para atender aos requisitos do contrato de concessão.

4.2.2 INCERTEZA QUANTO AO VALOR DA EXPLORAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

Se houver muita incerteza quanto ao valor da exploração do serviço público, a relicitação pode ser a forma mais apropriada para promover a renovação. Como discutido na Seção 4.1.2, o processo de relicitação periódica é um mecanismo eficaz para estabelecer a remuneração de atividades com características de monopólio ou que empregam recursos únicos que podem dar origem a rendas inframarginais.

O peso a ser dado a esta consideração requer a avaliação da natureza e do grau de incerteza associado à concessão. Esta avaliação, por sua vez, implica examinar os fatores envolvidos na determinação do valor da exploração do serviço público, que podem variar muito de uma concessão a outra.

Por exemplo, nas **concessões de transmissão de eletricidade** o valor da concessão é definido no contrato de concessão, em que se define o valor da Receita Anual Permitida (RAP) a ser paga anualmente ao concessionário, condicionado à disponibilidade dos seus ativos.

Já em outros casos, a remuneração pela prestação do serviço público decorre da exploração do serviço público.

Na **concessão de aproveitamentos para geração hidrelétrica** operados no regime de produção independente, a remuneração do serviço é dada pelo valor da energia livremente negociada pelo concessionário. Já o custo atrelado à concessão depende do empreendimento hidrelétrico, já que cada aproveitamento apresenta uma função de custos diferente. Logo, o valor da concessão depende:

- da receita esperada da comercialização de cada megawatt-hora de energia produzida pela usina, o que depende:
 - dos preços aos quais se espera poder comercializar a energia produzida ao longo do período de concessão; e

- do montante de energia produzido pelo empreendimento em cada momento em função das vazões afluentes; e
- do custo de cada megawatt-hora produzido pelo empreendimento, o que depende do custo do empreendimento.

Já no caso da **concessão de distribuição de eletricidade**, o valor da concessão também depende da exploração do serviço público, mas neste caso a receita decorre de uma tarifa regulada que é ajustada periodicamente para levar em conta as mudanças na área de concessão.

Dada a dificuldade de se prever como evoluirá a demanda por energia na área de concessão ao longo de décadas, em vez de fixar tarifas no início da concessão para o período todo, prefere-se recorrer a um sistema de regulação de tarifas baseada em uma metodologia criteriosa para rever as tarifas periodicamente ao longo do período do contrato.

Portanto, quando se examinam os diferentes tipos de concessão surgem vários tipos de risco:

- o risco de a implantação dos investimentos programados se desviar das estimativas iniciais;
- o risco de mercado associado aos custos de captação de recursos financeiros;
- o risco de mercado associado aos preços aos quais a energia será comercializada;
- o risco associado à variabilidade das vazões afluentes;
- o risco regulatório associado ao processo de reajuste e revisão tarifária;
- o risco de mercado associado a como a demanda por energia evoluirá na área de concessão da distribuidora.

Assim, há de se avaliar as incertezas em cada situação.

Por exemplo, a renovação de uma concessão de transmissão em que não há previsão de novos investimentos, mas que ainda conta com muitos ativos não amortizados, tem no valor da indenização dos ativos o fator mais relevante para a decisão de prorrogar ou relimitar, fator que necessariamente precisa ser definido antes da licitação. Neste caso, a relimitação teria pouco a agregar em termos de ganhos informacionais.

Já no caso da renovação de uma concessão hidrelétrica, mesmo que não haja previsão de novos investimentos, há incertezas quanto ao preço de mercado e à variabilidade das vazões afluentes (além do risco associado ao custo de captação de recursos para obtenção da concessão), o que pode justificar a relimitação. Apesar da constatação de incertezas que impactam a valoração, a pergunta a ser feita neste caso é se os proponentes dispostos a disputar a licitação, incluindo o incumbente, estão aptos a avaliar estes riscos melhor que o Poder Concedente.

A resposta não é trivial, pois diferentemente do risco de implantação de empreendimentos – em que os empreendedores são muito mais qualificados para avaliar os riscos –, o risco de preços de mercado e o risco das vazões afluentes não são necessariamente mais bem avaliados pelos proponentes dispostos a disputar a licitação.

Pode-se argumentar que o risco de preços de mercado da energia depende muito de como evoluirá a regulamentação setorial – aspecto sobre o qual as autoridades governamentais podem ter um entendimento melhor do que os empreendedores. Já a questão das vazões afluentes envolve um fenômeno natural e, portanto, não há motivos para considerar que um agente detenha conhecimento significativamente melhor do que o outro.

No caso da distribuição, a resposta quanto às incertezas envolvidas já é dada pela opção de se adotar a regulação tarifária periódica. Neste contexto, a relimitação seria de pouca valia, pois o processo competitivo basicamente permitiria a extração de eventual renda estimada do primeiro ciclo tarifário. Um proponente dificilmente estaria disposto a ofertar pagamento por um valor projetado após a revisão tarifária, pois dependeria do valor estabelecido pelo regulador, lembrando que a razão pela qual optou-se pela regulação tarifária é a imprevisibilidade envolvida na evolução da demanda na área de concessão da distribuidora.

4.2.3 CUSTOS DE TRANSAÇÃO

Na decisão de se promover a renovação da concessão por relicitação ou por prorrogação também é importante levar em conta os custos de transação envolvidos nas duas alternativas.

Os custos de transação envolvem os custos de negociar, redigir e garantir o cumprimento de um contrato. Em transações entre agentes independentes, estes custos dependem principalmente do grau de risco percebido. Quanto maior o desconhecimento do agente quanto ao ambiente e quanto maior a suscetibilidade à tomada de ações oportunistas pela contraparte, maiores serão os custos de transação (Coase, 1937; e Williamson, 1979).

Portanto, a prorrogação tipicamente envolve custos de transação menores do que a relicitação, pois o concessionário já conhece bem a atividade envolvida na concessão e tem um relacionamento e uma reputação já estabelecidos com o Poder Concedente e com o regulador.

Já a relicitação requer a participação de proponentes que não conhecem a área de concessão e não têm relações estabelecidas naquela área de concessão. Logo, estes proponentes teriam que investir tempo e recursos para conhecer e valorar a concessão. Além disso, é necessário estabelecer um mecanismo de mercado pelo qual os proponentes possam concorrer pelo controle da concessão. Ambos os fatores implicam custos de transação maiores.

Outro fator relevante ao se considerar os custos de transação é a natureza da atividade.

Atividades em que a maior parte dos custos são atrelados a instalações e equipamentos específicos (bens reversíveis da concessão) tendem a apresentar menores custos de transação em uma eventual transferência da concessão de uma empresa a outra.

Já em atividades nas quais a maior parcela de custos é relacionada à folha de pagamento e a ativos físicos que não são específicos à concessão, os custos de transação de troca de concessionário tendem a ser maiores, pois envolvem uma desmobilização muito maior de ativos e pessoal, o que causa maior ruptura na condução das atividades. Neste contexto também é mais difícil distinguir o que consiste em 'ativo' pertencente à empresa ou à concessão. Isso é especialmente complexo quando se trata do capital humano representado por profissionais com conhecimentos específicos da concessão. É mais difícil assegurar a efetiva transferência de informações e conhecimento do que a transferência de ativos físicos.

4.2.4 INVESTIMENTOS NÃO AMORTIZADOS

Outro elemento importante a se levar em conta no momento da decisão de prorrogar ou relicitar a concessão é o montante de investimentos ainda não amortizados. Empreendimentos que ainda dispõem de uma parcela grande de investimentos não amortizados são candidatos naturais para a prorrogação, pois a definição e o pagamento da indenização pode ser um empecilho para a renovação da concessão. Não é à toa que a legislação tipicamente prevê a possibilidade de prorrogação de novas concessões.

No caso de relicitação, é necessário definir o valor da indenização devida ao concessionário atual pelos investimentos ainda não amortizados nos ativos reversíveis da concessão. A definição desta indenização não é trivial e pode ser objeto de contestações judiciais, o que pode atabalhoar o processo de renovação.

Além disso, como o valor da indenização é definido administrativamente ao final da concessão, a relicitação não proporciona qualquer auxílio para dirimir as incertezas relacionadas ao valor da indenização.

Destaca-se, ainda, que se houver percepção de que as indenizações pagas não foram justas, tende-se a afugentar investidores, elevando o custo de captação de recursos financeiros do setor, efeito que pode perseverar por muitos anos.

4.2.5 DESCONTINUIDADE DO FINANCIAMENTO E DOS INVESTIMENTOS

Por fim, destaca-se o risco que a descontinuidade introduzida pela renovação dos contratos de concessão pode gerar. Em atividades que requerem investimentos contínuos – como no caso da distribuição, em que os concessionários estão continuamente expandindo e adaptando as suas redes para atendimento de sua área de concessão – é muito importante zelar pela continuidade da capacidade de captação de recursos financeiros. Isto enfatiza a importância de haver procedimentos, critérios e metodologias bem estabelecidos para a definição do valor das indenizações ao final do contrato de concessão.

A recente derrocada da Light SESA, distribuidora na área do Rio de Janeiro, cuja *holding* ingressou em processo de recuperação judicial em maio de 2023, demonstra como as indefinições relacionadas à renovação de concessões podem fragilizar empresas (**Quadro 1**).

Quadro 1: CASO LIGHT

No início de 2023, todas as principais agências de avaliação de risco classificaram a Light S.A. como ‘grau de investimento’, caracterizando a empresa, portanto, como de alta qualidade e baixo risco. Em 05/jan/2023, a Fitch foi a primeira a agência a revisar a perspectiva para a empresa de estável para negativa, embora preservando o seu rating de “AA-(bra)”. A justificativa para a revisão foi:

“as preocupações com a capacidade da Light acessar novas linhas de crédito, dadas as incertezas sobre a renovação da concessão da Light SESA [a distribuidora do grupo].”

Embora a Fitch contemplasse a possibilidade de um eventual rebaixamento da classificação de risco da empresa em função de turbulências passageiras, a agência de risco não via esta possibilidade como algo ameaçador à solvência da empresa, pois:

“Em caso de não renovação, a Light SESA deverá receber um valor igual ao de sua base de ativos, atualmente avaliada em BRL 10,1 bilhões que, juntamente com outros ativos, cobre integralmente os passivos da concessão.”

Menos de um mês após a divulgação desta análise, a Fitch reclassificou o risco da empresa para “CCC(bra)”, nível atribuído a uma empresa de alto risco de inadimplência. Nas semanas subsequentes, a agência de risco revisou a classificação da Light outras três vezes até atribuir em maio de 2023 a mais baixa classificação de “D(bra)”, que indica risco de calote.

Já a agência de avaliação de crédito S&P Global, em fevereiro, também reclassificou o risco da Light de “brAA+” para “brA-” e novamente, no mesmo mês, para “brBB-” (grau de especulativo), aplicando reduções nos meses subsequentes até atingir o rating de “br.D” em abril de 2023, o que indica risco de calote.

A agência Moody’s Local também rebaixou a classificação da Light de “AA-.br” para “B.br” em fevereiro e prosseguiu com rebaixamentos nos meses seguintes até alcançar a classificação de “CC.br” em maio de 2023.

	jan/23		fev/23		mar/23		abr/23		mai/23	
Fitch Ratings	AA-(bra) →	AA-(bra) ↓	CCC (bra)	CC (bra)			C (bra) ↓	D (bra) ↓		
S&P Global	brAA+ →		brA- ↓	br.BB- ↓			br.CCC- ↓	br.D		
Moody’s Local	AA-.br →		B.br ↓		CCC-.br ↓		CCC-.br ↓		CC.br ↓	-

A repentina e profunda deterioração da percepção de risco da Light certamente foi agravada pela crise de crédito desencadeada pela inadimplência da Americanas S.A. após a revelação da sua fraude contábil, mas o fato é que a principal fragilidade apontada pelos especialistas de crédito eram as indefinições quanto ao futuro da Light Sesa.

Na revisão da classificação da Light efetuada em 16/fev/2023, a S&P Global atestava a solidez dos fundamentos da empresa, apontando como causa central da crise as incertezas relacionadas à renovação da sua concessão de distribuição:

“Apesar dos recentes eventos de liquidez, acreditamos que as operações da Light permanecem viáveis, uma vez que os fundamentos do seu negócio não mudaram. A companhia opera sobretudo no segmento de distribuição e geração de energia, que geram fluxos de caixa previsíveis e se beneficiam do reajuste das tarifas pela inflação.

... Contudo, na ausência de uma estratégia mais efetiva e transparente em relação à renovação de sua concessão e à sua estrutura de capital, acreditamos que o caixa da Light será consumido ao longo dos próximos 12-18 meses para fazer frente aos seus vencimentos de dívida, que somam R\$820 milhões em 2023, R\$ 2,2 bilhões em 2024 e R\$ 2,3 bilhões em 2025.”

Na revisão de 31/mar/2023, a Moody’s também apontava a renovação da concessão da Light SESA como causa principal da crise de liquidez da empresa:

“Embora a Companhia tenha reiterado seu interesse em antecipar o processo de renovação da concessão de sua distribuidora Light SESA, permanece a falta de visibilidade sobre as condições da renovação da concessão e o prazo da renovação e isso se mostra um desafio para que a Companhia consiga adequadamente fazer frente às necessidades de refinanciamento de curto e médio prazo.”

4.3 COMO MITIGAR O PROBLEMA

A fim de reduzir as indefinições quanto ao processo de renovação de concessões apresentam-se as seguintes recomendações:

- **RECOMENDAÇÃO 15:** devem ser estabelecidos procedimentos, critérios e metodologias para o cálculo das indenizações ao final do contrato de concessão com o objetivo de minimizar as indefinições sobre o valor dos bens reversíveis.
- **RECOMENDAÇÃO 16:** a renovação de concessões de distribuição deve ser implementada preferencialmente por prorrogação em função:
 - da adoção do sistema de revisões tarifárias periódicas para o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras;
 - da elevada participação da mão-de-obra na composição de custos das distribuidoras; e
 - da preservação da continuidade da captação de recursos para financiamento dos investimentos.
- **RECOMENDAÇÃO 17:** a decisão de renovação de concessões por relicitação ou por prorrogação deve ser definida considerando:
 - a relação entre os investimentos realizados ainda não amortizados e os investimentos a serem realizados durante o próximo período de concessão;
 - a natureza das incertezas quanto ao valor da exploração do serviço público;
 - os custos de transação; e
 - a severidade dos efeitos relacionados às descontinuidades ocasionadas pelo processo de troca de concessionário.

5 CONCLUSÕES

Apesar de o setor elétrico apresentar aparente robustez, há uma série de ameaças que afligem o setor, que tem sido crescentemente desafiado para:

- garantir a adequação do suprimento;
- preservar a governança institucional e a operação integrada e coordenada entre os seus muitos agentes; e
- captar os recursos para realizar os investimentos necessários para atender às necessidades atuais e futuras dos usuários do sistema elétrico.

Estes desafios sempre existiram, mas têm se acirrado nos últimos anos a partir:

- da participação crescente de fontes não controláveis;
- dos ataques às instituições e aos marcos institucionais e regulatórios do setor;
- do excesso de tributos e encargos; e
- das ações que abalam a confiança e ameaçam o fluxo de investimentos e de financiamento do setor.

A fim de mitigar estes problemas foram apresentadas 17 recomendações:

- **RECOMENDAÇÃO 1:** promover a exportação de energia excedente para países vizinhos que apresentam custos marginais de operação mais elevados.
- **RECOMENDAÇÃO 2:** robustecer o sistema de transmissão para eliminar gargalos de escoamento de energia das áreas superavitárias para as áreas que possam aproveitar a energia. Ampliar também a provisão de serviços ancilares.
- **RECOMENDAÇÃO 3:** ampliar a participação de fontes flexíveis e controláveis na matriz elétrica.
- **RECOMENDAÇÃO 4:** deslocar a geração inflexível sazonal de termelétricas.
- **RECOMENDAÇÃO 5:** promover o deslocamento da geração termelétrica e hidrelétrica durante os domingos e feriados para dias úteis da mesma semana, sempre respeitando as possibilidades técnicas de cada usina.
- **RECOMENDAÇÃO 6:** promover a instalação de tecnologias de armazenamento – como baterias e usinas reversíveis – que permitam um melhor aproveitamento dos recursos já implantados.
- **RECOMENDAÇÃO 7:** implementar uma nova sistemática de leilões que promova a contratação de diferentes formas de lastro.
- **RECOMENDAÇÃO 8:** disciplinar a caracterização de autoprodutores para englobar somente os agentes que efetivamente investem em geração própria.
- **RECOMENDAÇÃO 9:** reduzir os subsídios previstos na Lei 14.300 para consumidores que optarem por implantar minigeração ou microgeração distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos próximos anos.
- **RECOMENDAÇÃO 10:** restringir as novas iniciativas do Congresso Nacional que afetam o setor elétrico ao estabelecimento de objetivos, atribuições e princípios a serem seguidos pelas instituições especializadas responsáveis pela definição, execução e regulação da política energética.
- **RECOMENDAÇÃO 11:** interromper a inserção de emendas ‘jabuti’ que buscam atender a interesses de grupos específicos em detrimento ao interesse público.
- **RECOMENDAÇÃO 12:** exigir análise de impacto tarifário de todo projeto de lei prevendo a criação ou a alteração de encargos setoriais a serem embutidos na conta de energia elétrica.

- **RECOMENDAÇÃO 13:** resistir à alteração da legislação visando à ampliação ou prorrogação de subsídios.
- **RECOMENDAÇÃO 14:** adotar um sistema de leilões para contratação das diversas formas de lastro requeridas para preservar a garantia de suprimento, com os seus custos sendo rateados proporcionalmente por todos os consumidores.
- **RECOMENDAÇÃO 15:** devem ser estabelecidos procedimentos, critérios e metodologias para o cálculo das indenizações ao final do contrato de concessão com o objetivo de minimizar as indefinições sobre o valor dos bens reversíveis.
- **RECOMENDAÇÃO 16:** a renovação de concessões de distribuição deve ser procedida preferencialmente por prorrogação em função:
 - da adoção do sistema de revisões tarifárias periódicas para o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras;
 - da elevada participação da mão-de-obra na composição de custos das distribuidoras; e
 - da preservação da continuidade da captação de recursos para financiamento dos investimentos.
- **RECOMENDAÇÃO 17:** a decisão de renovação de concessões por relicitação ou por prorrogação deve ser definida considerando:
 - a relação entre os investimentos realizados ainda não amortizados e os investimentos a serem realizados durante o próximo período de concessão;
 - a natureza das incertezas quanto ao valor da exploração do serviço público;
 - os custos de transação; e
 - a severidade dos efeitos relacionados às descontinuidades ocasionadas pelo processo de troca de concessionário.

Se estas recomendações forem observadas o setor elétrico será mais robusto e seguro, tornando o suprimento de energia mais seguro e mais barato para os consumidores de energia elétrica.

6 REFERÊNCIAS

- Coase, R. (1937). The nature of the firm. *Economica* 4(16): 386-405.
- Instituto Acende Brasil (2011). *Concessões do Setor Elétrico: Alternativas de Políticas Públicas*. White Paper 5, São Paulo, 43 p.
- Instituto Acende Brasil (2022). *Transformações e Inovações na Distribuição e Comercialização de Eletricidade*. White Paper 27, São Paulo, 32 p.
- KPMG e Instituto Acende Brasil (2023). *Valor Econômico Agregado (EVA) do setor elétrico brasileiro* (Período-base: 2022). São Paulo.
- PwC e Instituto Acende Brasil (2023). *Estudo sobre a carga de tributos e encargos do setor elétrico brasileiro* (Período-base: 2022). São Paulo.
- Williamson, O. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies-in General and with Respect to CATV. *The Bell Journal of Economics* 7(1): 73-104.
- Williamson, O. (1979). Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. *The Journal of Law & Economic* 22(2): 233-261.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2024). *Sustentabilidade do Setor Elétrico: Pilares Sob Ameaça*. White Paper 30, São Paulo, 48 p.

Presidente: **Claudio J. D. Sales**
Diretor Executivo: **Eduardo Müller Monteiro**
Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: **Alexandre Uhlig**
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: **Richard Lee Hochstetler**
Pesquisa e Desenvolvimento: **Patricia Guardabassi**
Comunicação: **Melissa Oliveira**
Engenheiro: **Joaci Lima Oliveira**
Engenheiro: **João Cho**
Economista: **Fabrizio Lóes**
Assuntos Administrativos: **Eliana Marcon**

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrazil.com.br

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO