

## OPINIÃO

# Da escassez ao excesso: o sistema elétrico diante de uma nova realidade

*O crescimento da geração distribuída e das fontes renováveis impõe desafios que não podem ser resolvidos apenas com cortes de geração. A próxima etapa da transição energética exigirá novas formas de equilibrar oferta, demanda e flexibilidade.*

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acionou, neste domingo, 07 de junho, o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia para lidar com condições de sobreoferta observadas no Sistema Interligado Nacional (SIN). A medida prevê a solicitação de redução temporária de geração por usinas classificadas como Tipo III – empreendimentos conectados às redes de distribuição e não despachados centralizadamente pelo operador.

O episódio chama atenção por evidenciar uma mudança importante nos desafios operacionais do setor elétrico brasileiro. Historicamente, a operação do sistema foi estruturada para administrar riscos de escassez energética. O acionamento do plano, por outro lado, reflete um cenário já observado por operadores de sistema com grande participação renovável, como CAISO (Califórnia) e AEMO (Australia): excesso de oferta em dias de carga baixa.

Na prática, alcançado o limite de redução dos geradores operados de forma centralizada (Tipos I e II), o ONS solicita à distribuidora que reduza um montante de geração em sua área de concessão. A distribuidora então contacta os operadores de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares de médio porte

conectadas a sua rede, e solicita redução ou interrupção da injeção de energia na rede.

O custo desse corte é dividido entre as usinas: o rateio obedece a um critério proporcional à capacidade de cada gerador. A fórmula adotada distribui a restrição total solicitada pelo ONS à distribuidora de forma proporcional à geração prevista de cada usina em relação à geração total prevista no sistema da distribuidora – respeitando como limite inferior a geração mínima declarada pelo próprio agente no inventário técnico. É uma solução operacional pragmática, dadas as limitações técnicas e regulatórias atuais, mas que carrega um problema de equidade.

A micro e minigeração distribuída (MMGD) – painéis solares em telhados de residências, comércios e indústrias – não é afetada. Essa geração é pulverizada em milhões de pontos e seria tecnicamente complexo para o ONS ou a distribuidora enviar um comando de corte para cada inversor individualmente. Ou seja, quem sofre o corte e perde receita são geradores regulados com contrato, não os milhões de pequenos geradores que injetam o excedente que originou o problema.

### **A tempestade perfeita: termelétricas com geração inflexível + GD em expansão acelerada**

O cenário que o ONS precisa gerenciar hoje resulta da sobreposição de duas curvas que se movem em direções opostas. De um lado, a capacidade de geração solar distribuída no Brasil tem crescido de forma acelerada, passou de cerca de 26 GW no fim de 2023 para aproximadamente 43,5 GW no final de 2025<sup>1</sup>. Essa expansão, intensifica a injeção de energia nas horas centrais do dia, justamente quando a demanda costuma ser mais baixa em fins de semana e feriados. Do outro lado, A inflexibilidade das termelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN) costuma transitar na

---

<sup>1</sup> <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>

faixa 6.000 MWmed em períodos específicos. Essas usinas injetam energia no sistema independentemente da condição de oferta. O resultado é uma "tempestade operacional perfeita": nos vales de carga dos domingos e feriados de sol forte, o sistema recebe energia que não pode recusar pela base térmica inflexível e energia que não consegue controlar pela GD distribuída – deixando o ONS sem graus de liberdade para equilibrar o sistema pelos mecanismos convencionais.

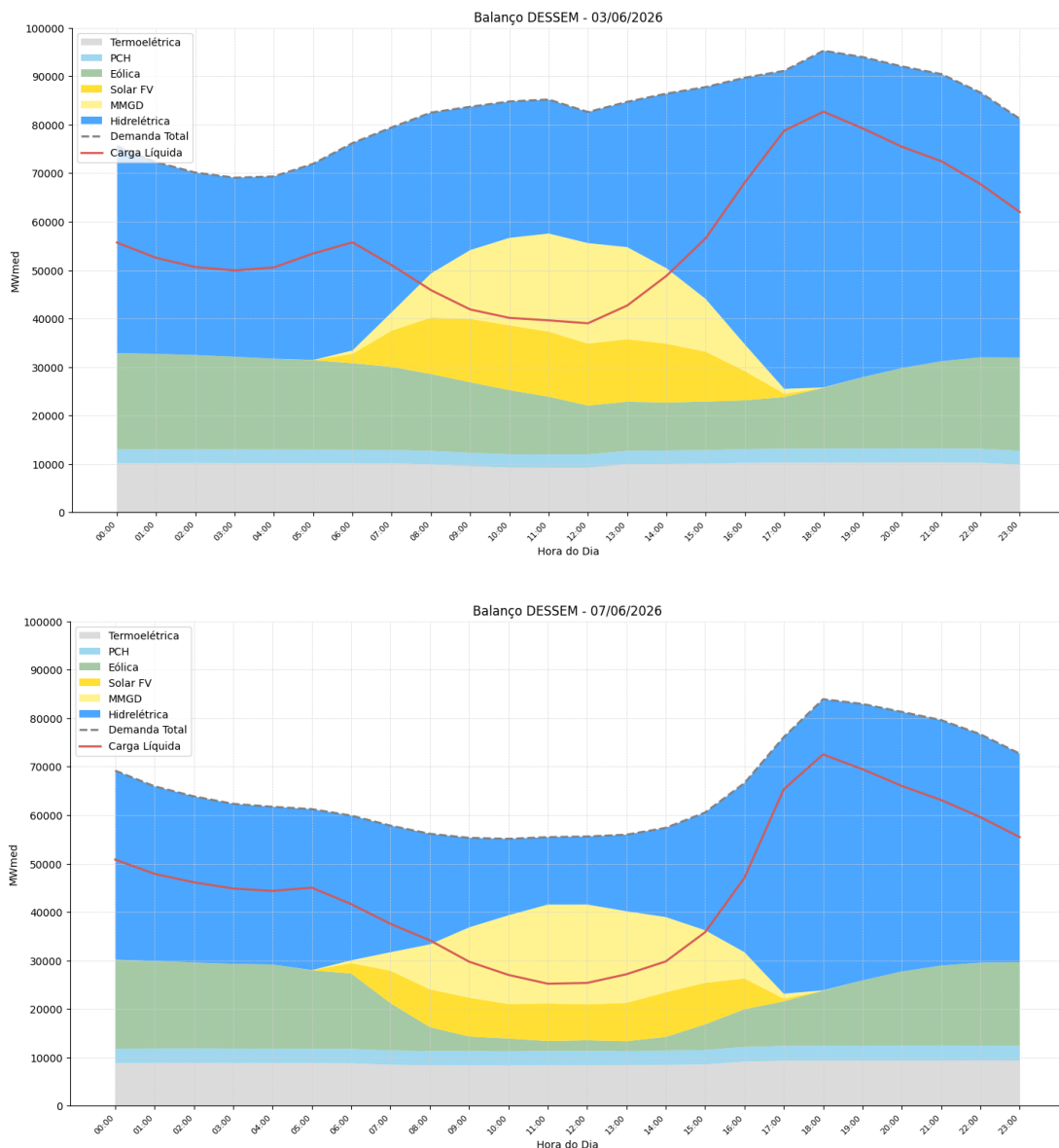


Figura 1: Comparação das curvas de atendimento à carga dos dias 03 e 07 de junho de 2026, onde se observa o corte da geração eólica e solar. Elaboração própria com dados do DESSEM (ONS).

Os dados do DESSEM para o domingo, 7 de junho, mostram que a demanda total do SIN nas horas centrais do dia foi cerca de 30 GW inferior à observada em 3 de junho (último dia útil antes do feriado). Ao mesmo tempo, a carga líquida apresentou redução de cerca de 15GW nessas horas, refletindo o impacto da geração não despachada.

Curiosamente, a comparação mostra que a geração eólica e a solar centralizada foram inferiores às observadas em 3 de junho, enquanto a MMGD apresentou participação mais elevada. Não obstante, observa-se a manutenção da geração termoelétrica no atendimento da carga de base, o que reforça que o desafio operacional não decorre apenas do crescimento das renováveis centralizadas, mas da combinação entre carga reduzida, elevada produção distribuída e limitações de flexibilidade dos recursos despacháveis.

### **O requisito de flexibilidade do LRCAP 2026 versus os limites físicos das termoelétricas**

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2026 representou um avanço conceitual ao exigir contratualmente flexibilidade das termelétricas – rompendo com o modelo antigo de energia inflexível. Todas as usinas participantes do LRCAP são, contratualmente, "flexíveis", isto é, não possuem inflexibilidade mínima de geração como nos antigos contratos térmicos. Na teoria, isso significa que o ONS pode acionar ou desligar essas usinas conforme a necessidade do sistema.

Contudo, a flexibilidade contratual esbarra em limitações físicas e tecnológicas que nenhuma cláusula contratual consegue eliminar. Termelétricas a gás natural de ciclo combinado, por exemplo, possuem tempos mínimos de partida (TON) que podem variar de 2 a 8 horas dependendo do estado térmico da máquina – a chamada partida a frio, morna ou quente – e tempos mínimos de permanência em operação (TOFF) que impedem ciclos curtos de ligamento e desligamento sem danos ao equipamento e perda de eficiência. Isso significa

que uma usina despachada para cobrir um pico noturno não pode ser simplesmente desligada na manhã seguinte quando os painéis solares entram em operação: ela precisa continuar gerando por horas, contribuindo exatamente para o excedente que o ONS tenta evitar.

A flexibilidade contratual, portanto, é uma condição necessária, mas insuficiente: sem que a tecnologia contratada seja capaz de responder nos mesmos ciclos que a variabilidade renovável impõe o requisito de flexibilidade do LRCAP corre o risco de ser uma promessa regulatória que a física das termoelétricas não consegue cumprir.

### **O hype das Baterias**

Os sistemas de armazenamento em baterias (BESS) são frequentemente apontados como a solução estrutural para os excedentes de energia. A lógica é simples: armazenar o excedente solar produzido durante o dia e devolvê-lo ao sistema no pico noturno, reduzindo simultaneamente a necessidade de despacho térmico e os riscos de déficit de potência.

A evolução dos custos reforça essa visão. A IEA projeta queda de cerca de 40% nos custos de projetos de armazenamento até 2030<sup>2</sup>, enquanto estudos da Lazard indicam que o custo nivelado de armazenamento (LCOS) de um BESS de 100 MW/4h já retornou à faixa de US\$ 115–254/MWh em 2025<sup>3</sup>. O NREL também projeta continuidade dessa trajetória de redução ao longo da década. O desafio brasileiro, portanto, não é mais econômico, mas de escala e de tempo<sup>4</sup>. Nesse contexto, a publicação da Portaria Normativa MME nº 136/2026 representa um avanço relevante ao oficializar o primeiro leilão de reserva de capacidade dedicado exclusivamente a sistemas de armazenamento. Os certames ocorrerão

---

<sup>2</sup> <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

<sup>3</sup> <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>

<sup>4</sup> <https://docs.nlr.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>

em dezembro de 2026, com expectativa de contratação de aproximadamente 2 GW em baterias.

O produto foi desenhado exatamente para o desafio operacional atual: contratos de 15 anos, início de suprimento em agosto de 2028 e possibilidade de até dois ciclos diários de carga e descarga por quatro horas, permitindo absorver excedentes solares durante o dia e devolver energia ao sistema no pico da noite.

O problema é o *timing*. Mesmo que os leilões ocorram sem novos atrasos, o suprimento contratado só entrará em operação em agosto de 2028 – cerca de dois anos após o episódio que levou o ONS a acionar o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia. O BESS parece ser a solução correta e cada vez mais competitiva, mas ainda chegará tarde para resolver o problema operacional que o sistema já enfrenta hoje.

### **O elo perdido: Resposta da Demanda**

Enquanto o debate se concentra no lado da oferta – cortar termelétricas, limitar GD, contratar baterias – o sistema elétrico brasileiro mantém quase intacto um dos instrumentos mais eficientes e de menor custo para equilibrar oferta e demanda: a Resposta da Demanda (RD). Em sistemas elétricos maduros, como o norte-americano e o europeu, a RD permite que grandes consumidores industriais, comerciais e até residenciais modulem voluntariamente seu consumo em resposta a sinais de preço ou comandos do operador – deslocando cargas para os horários de excedente solar e aliviando o sistema nos picos.

No Brasil, esse instrumento existe no arcabouço regulatório de forma ainda embrionária. O programa de Resposta da Demanda (RD) conduzido pelo ONS e pela CCEE já existe, opera e tem resultados concretos. A base regulatória está estabelecida desde a Resolução Normativa ANEEL nº 1.040/2022, com regras de comercialização aprovadas e aplicadas desde janeiro de 2024. O programa estrutural funciona com ofertas semanais de redução de consumo

apresentadas por consumidores e agregadores, e o ONS já aprovou 750 ofertas de redução de consumo, entre 2.840 analisadas, com valores entre R\$ 99 e R\$ 2.000 por MWh, envolvendo mais de 70 empresas<sup>5</sup>. Em paralelo, avança o sandbox regulatório do produto "Disponibilidade": o primeiro leilão, realizado em outubro de 2024, contratou 93 MW com foco no setor de metalurgia; o segundo, em julho de 2025, chegou a 229 MW, com deságio máximo de 32,5% sobre o preço-teto de R\$ 70.000/MW-mês – mais que o dobro do certame anterior<sup>6</sup>. São avanços reais. O problema central, porém, é estrutural: os acionamentos do produto Disponibilidade estão previstos entre 18h e 22h em dias úteis – ou seja, o programa foi desenhado integralmente para gerenciar o pico noturno de demanda, não o vale solar do meio do dia. É um instrumento calibrado para o problema de ontem – a escassez – não para o problema de hoje, que é a sobreoferta entre 9h e 15h em fins de semana e feriados.

Usar a RD para absorver excedentes solares exigiria um produto completamente diferente: acionamentos no sentido inverso, estimulando o aumento de consumo nos horários de sobra, não a redução. Isso é tecnicamente possível – grandes consumidores industriais e carregamento de veículos elétricos poderiam ser remunerados para consumir mais quando o sol está a pino – mas em termos regulatórios ainda não considerado no Brasil. Há intenção de ampliar produtos associados à RD e fortalecer a participação dos agregadores, mas o *sandbox* regulatório do produto Disponibilidade ainda está previsto para terminar somente no fim de 2026. Enquanto o debate sobre excedentes continua girando em torno de cortar geração – pelo Plano Emergencial de Gestão de Excedente de Energia, pela revisão de inflexibilidades térmicas, pelo BESS – o potencial da Resposta da Demanda como instrumento de absorção ativa de

---

<sup>5</sup> Com base em dados da CCEE: Disponíveis em [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/rd\\_atend\\_prod\\_contab\\_horario](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/rd_atend_prod_contab_horario)

<sup>6</sup>

[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Workshop%20ONS\\_CCEE\\_Sandbox%20RD\\_25\\_05\\_2026.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Workshop%20ONS_CCEE_Sandbox%20RD_25_05_2026.pdf)

excedentes segue praticamente inexplorado no planejamento e na operação do sistema elétrico brasileiro.

## Conclusão

O acionamento do Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia pelo ONS evidencia que o desafio central do setor elétrico brasileiro passou a incluir, de forma mais específica, a gestão de excedentes energéticos. A combinação entre a rápida expansão da geração distribuída, a inflexibilidade operacional de parte do parque térmico e a redução da carga nos fins de semana expõe limitações dos instrumentos atualmente disponíveis. Embora soluções como baterias e aperfeiçoamentos nos contratos de capacidade sejam importantes para o médio prazo, o episódio reforça a necessidade de mecanismos mais ágeis e economicamente eficientes. Nesse contexto, a evolução da Resposta da Demanda para absorver excedentes, e não apenas reduzir consumo em momentos críticos, surge como uma oportunidade estratégica para aumentar a flexibilidade do sistema e alinhar a regulação aos novos desafios da transição energética brasileira.

## Sobre o autor

**Felipe Gonçalves** é engenheiro, doutor em Sistemas Computacionais, mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ e especialista em planejamento da operação de sistemas energéticos pela UNICAMP. Desde 2014, é Superintendente de Pesquisa no Centro de Estudos de Energia da Fundação Getulio Vargas, onde lidera projetos de consultoria e pesquisa voltados ao aprimoramento do marco regulatório e ao desenvolvimento de novos modelos de negócio para os setores elétrico, de gás natural e bioenergia.

## MANTENEDORES FGV ENERGIA

