

Contribuição à Consulta Pública MME 194 e 195 - Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 - UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral, UHEs, UTEs Óleo Diesel e Combustível

1. Apresentação e contexto

O Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) é uma organização da sociedade civil sem fins lucrativos dedicada à produção e disseminação de conhecimento técnico-científico para subsidiar políticas públicas nas áreas de energia elétrica e de transportes. Com ampla atuação em análises técnicas e propostas para a melhoria da qualidade ambiental de forma socialmente justa e sustentável, o IEMA vem trazer suas considerações para as consultas públicas MME 194/2025 e 195/2025, relativas ao Leilão de Reserva de Capacidade – LRCAP.

O sistema elétrico brasileiro tem características únicas, marcadas por uma elevada participação de fontes renováveis, como eólicas e solares, assim como pela histórica predominância de geração hidrelétrica. Esse arranjo trouxe benefícios de baixo custo e menor emissão de gases de efeito estufa, mas também vem impondo desafios de segurança e confiabilidade.

A crescente participação de renováveis variáveis aumenta a necessidade de garantir uma base firme de geração em períodos de menor produção dessas fontes, ou em situações críticas de hidrologia adversa. Além disso, o esvaziamento dos reservatórios hidrelétricos reduziu a capacidade de armazenamento da água como “bateria” do sistema, exigindo instrumentos complementares para assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda.

Nesse contexto, o leilão de reserva de capacidade não tem como objetivo principal a contratação para atendimento da expansão de energia a ser gerada, mas sim a contratação de potência firme para garantir confiabilidade ao sistema elétrico. Trata-se de um instrumento de política energética, como forma de responder ao novo desafio da transição energética no Brasil, que é a contínua necessidade de confiabilidade no setor de energia elétrica. Dessa forma, com a contratação de potência firme, garante-se que haja usinas prontas para atender ao sistema nos momentos de maior demanda, estresse hídrico e/ou variabilidade climática.

De acordo com a *NOTA TÉCNICA Nº 84/2025/DPOG/SNTEP*, e também na *NOTA TÉCNICA Nº 85/2025/DPOG/SNTEP*, que acompanham os documentos das consultas públicas, “*estudos apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresentam a necessidade de contratação de capacidade de potência de forma recorrente.*” Essa necessidade, por sua vez, vem ao encontro dos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Embora consonante com as necessidades técnicas mencionadas, esse leilão de reserva de capacidade chama atenção por trazer algumas incoerências importantes, tendo em vista os desafios da transição energética. Embora o objetivo declarado seja reforçar a segurança do suprimento em um cenário de maior participação de fontes renováveis variáveis, o desenho do certame suscita críticas.

Comentaremos a seguir aspectos que, em nosso entendimento, trazem preocupações relevantes com relação às diretrizes apresentadas.

2. Contribuições técnicas: critérios de flexibilidade

A transição energética e a crescente inserção de fontes renováveis intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica, têm alterado a dinâmica de operação do setor elétrico. Se antes a prioridade era assegurar energia firme e de baixo custo, hoje a flexibilidade operacional das fontes de geração tornou-se um atributo estratégico para garantir confiabilidade e eficiência do sistema.

No contexto brasileiro, a flexibilidade das hidrelétricas sempre foi o grande diferencial da matriz elétrica. No entanto, com a redução da capacidade de regularização dos reservatórios e o crescimento das fontes intermitentes, cresce a importância de outras soluções flexíveis, como térmicas a gás de rápida resposta, biomassa sazonal, armazenamento em baterias e até o gerenciamento pelo lado da demanda.

A flexibilidade de uma fonte de geração pode ser entendida como sua capacidade de ajustar rapidamente a produção de eletricidade diante das variações da demanda e da disponibilidade de outras fontes. Dessa forma, os critérios de flexibilidade passam a ser tão importantes quanto o custo real da energia produzida, quando se definem a alocação ótima de geração, resultando em influência em termos do planejamento do sistema elétrico e também na própria operação do sistema elétrico.

Na nota técnica Nº 84/2025/DPOG/SNTEP, encontramos no item Requisitos de Flexibilidade Operativa:

“II - Para empreendimentos de geração termelétrica existentes a gás natural: a) tempo mínimo de permanência na condição ligado (“T-on”) menor ou igual a doze horas, que inclui as rampas dos subitens “c” e “d”; b) tempo mínimo de permanência na condição desligado (“T-off”) menor ou igual a quatro horas; c) tempo total considerando a rampa de acionamento (tempo de sincronismo e transição entre geração nula e G_{min}), e a rampa de tomada de carga (transição entre G_{min} e G_{max}), menor ou igual a sete horas; d) tempo total considerando a rampa de desligamento (transição entre G_{min} e geração nula) e a rampa de alívio de carga (transição entre G_{max} e G_{min}) menor ou igual a uma hora”

“III - Para empreendimentos de geração termelétrica existentes a carvão mineral: a) tempo mínimo de permanência na condição ligado (“T-on”) menor ou igual a dezoito horas, que inclui as rampas dos subitens “c” e “d”; b) tempo mínimo de permanência na condição desligado (“T-off”) menor ou igual a quatro horas; c) tempo total considerando a rampa de acionamento (tempo de sincronismo e transição entre geração nula e G_{min}), e a rampa de tomada de carga (transição entre G_{min} e G_{max}), menor ou igual a oito horas; d) tempo total considerando a rampa de desligamento (transição entre G_{min} e geração nula) e a rampa de alívio de carga (transição entre G_{max} e G_{min}) menor ou igual a uma hora”

Na nota técnica NOTA TÉCNICA Nº 85/2025/DPOG/SNTEP, sobre geração com óleo combustível e óleo diesel, no item Requisitos de Flexibilidade Operativa encontramos:

“1 - Para empreendimentos de geração termelétrica existentes: a) tempo mínimo de permanência na condição ligado (“T-on”) menor ou igual a doze horas, que inclui as rampas dos subitens “c” e “d”; b) tempo mínimo de permanência na condição desligado (“T-off”) menor ou igual a quatro horas; c) tempo total considerando a rampa de acionamento (tempo de sincronismo e transição entre geração nula e G_{min}), e a rampa de tomada de carga (transição entre G_{min} e G_{max}), menor ou igual a sete horas; d) tempo total considerando a rampa de desligamento (transição entre G_{min} e geração nula) e a rampa de alívio de carga (transição entre G_{max} e G_{min}) menor ou igual a uma hora.”

A proposta de diretrizes do MME nas Consultas 194 e 195, ao estabelecer parâmetros rígidos de operação para empreendimentos termelétricos a gás natural, óleo combustível/diesel e para térmicas a carvão — com tempos mínimos de permanência ligados de 12h e 18h, respectivamente, verificamos que essa decisão aponta para a continuidade na direção de geração térmica fóssil. Os critérios de flexibilidade deveriam buscar oferecer maior previsibilidade e segurança operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN), mas acabam reforçando uma dependência estrutural do setor elétrico em usinas que utilizam combustíveis fósseis, justamente em um contexto no qual a prioridade deveria ser a incorporação de maior flexibilidade, mantendo a inserção de fontes renováveis amparadas por alternativas de armazenamento.

Ao determinar que as termelétricas devem operar com permanência mínima de 12 e 18 horas, cria-se um incentivo para o despacho contínuo dessas usinas, mesmo em cenários nos quais há ampla disponibilidade de geração eólica e solar. Isso significa, na prática, aumentar o *curtailment* das renováveis — ou seja, limitar a produção renovável para dar lugar à geração fóssil, mais cara e poluente. Tal contradição enfraquece o discurso de transição energética do país e pode comprometer compromissos climáticos assumidos internacionalmente.

Dessa forma, as diretrizes constantes na mencionada nota técnica realçam que o papel das térmicas fósseis caminha para um fornecimento praticamente contínuo, diferentemente de atuar como complemento flexível e rápido. O tempo longo de permanência ligado acaba invertendo esse papel, exemplo de modelo já ultrapassado considerando a urgência global pela transição energética, quando deveriam estar em consonância com soluções mais modernas como o armazenamento, hidrogênio verde, bioeletricidade, geração distribuída e a própria gestão da resposta à demanda. Sem contar a criação de políticas voltadas para a eficiência energética.

Em última análise, a diretriz de flexibilidade colocada na consulta pública parece menos uma medida técnica e mais uma salvaguarda econômica para garantir receitas estáveis a agentes térmicos fósseis. A transição energética brasileira exige marcos regulatórios que priorizem atributos como flexibilidade, resposta rápida e neutralidade de carbono — não a perpetuação de privilégios às térmicas fósseis.

3. Conclusão

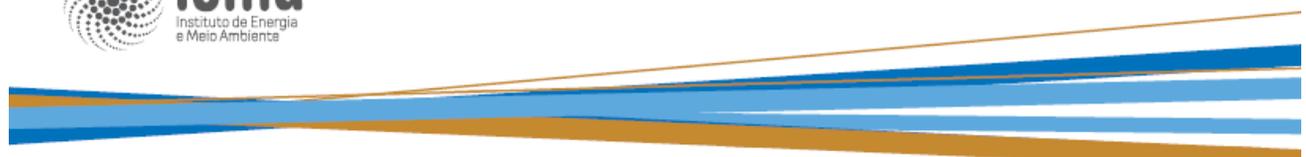
Historicamente, a flexibilidade do sistema elétrico nacional foi garantida principalmente pelas usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, capazes de modular sua produção quase instantaneamente e de armazenar energia na forma de água. Entretanto, ao longo dos últimos anos o setor elétrico brasileiro vem atravessando processo de transformação estrutural marcado pela rápida inserção de fontes renováveis como a eólica, a solar fotovoltaica centralizada e distribuída e a bioeletricidade. Além dessas fontes, já temos a realidade dos sistemas de armazenamento com baterias, cujo uso em outros países tem mostrado ganhos para a operação dos sistemas elétricos. Tais mudanças carregam ganhos ambientais, como a redução da dependência de combustíveis fósseis, mas, em contrapartida, aumentam a complexidade da operação do sistema.

Tendo em vista que o planejamento do setor elétrico brasileiro ainda não vem considerando as necessidades de confiabilidade e segurança junto ao processo de transição energética, os estudos e relatórios da EPE e ONS retratam a necessidade urgente de fornecimento de potência. Assim, surgem os leilões de reserva de capacidade, cuja função primária não é suprir a demanda por energia ao longo do dia, mas garantir a confiabilidade do sistema elétrico por meio da contratação de potência firme. Tal instrumento de política energética responderia aos novos desafios da transição energética no Brasil, combinando competitividade de mercado com a necessidade de segurança estrutural, se não tivesse diretrizes tão atreladas à continuidade de uso de fontes fósseis, como mencionado no tópico anterior. A ênfase na contratação de térmicas fósseis, praticamente de forma inflexível, movidas a gás natural, carvão mineral, óleo combustível e diesel contradiz a lógica de flexibilidade que deveria nortear esse tipo de leilão. Em vez de privilegiar tecnologias capazes de modular sua produção rapidamente, como o armazenamento em baterias, a geração a biomassa despachável ou hidrelétricas reversíveis ou mesmo a resposta da demanda, o modelo tende a perpetuar um parque gerador térmico caro, poluente e pouco adaptado às novas necessidades do sistema.

Outro ponto crítico é a falta de integração entre o leilão e a política climática nacional, pois, ao mesmo tempo em que o Brasil se compromete internacionalmente com metas de descarbonização, a contratação de térmicas fósseis com longos prazos de suprimento cria um *lock-in* de emissões, dificultando a trajetória rumo à neutralidade de carbono. Isso revela uma contradição estrutural entre o discurso de transição energética e as práticas de expansão da matriz.

O certame também expõe a ausência de um mercado de serviços ancilares robusto, que poderia valorizar atributos de confiabilidade e resposta rápida de forma mais eficiente que um leilão centralizado. Em vez de estimular a competição entre soluções inovadoras, o modelo reforça a dependência de contratos de longo prazo centralmente planejados.

Por fim, as diretrizes do leilão LRCAP 2025 parecem tratar a flexibilidade como uma questão para resolver problemas de fontes fósseis que não tem mais espaço na matriz energética nacional. Enquanto isso, programas de resposta à demanda, eficiência energética e gerenciamento do consumo poderiam também contribuir para reduzir a



necessidade de novas contratações onerosas e poluidoras, mas permanecem marginalizados.

Em síntese, o Leilão de Reserva de Capacidade de 2025, embora justificado pela necessidade de garantir segurança ao sistema elétrico, reproduz incoerências técnicas e ambientais, fomentando alternativas caras e intensivas em carbono, em vez de abrir espaço para uma matriz mais inovadora, flexível e sustentável. O risco é que, em nome da confiabilidade, o Brasil comprometa tanto a competitividade econômica quanto a credibilidade de sua agenda de transição energética.