

BOLETIM LEILÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5ª EDIÇÃO | MARÇO DE 2026

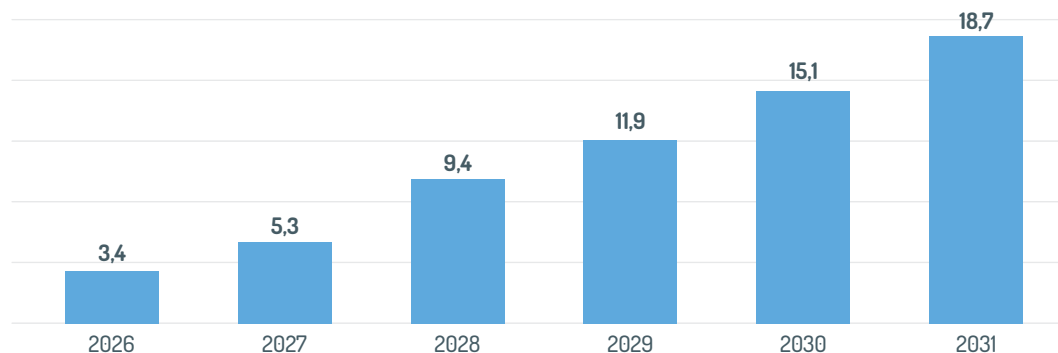
Este é o quinto boletim do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) sobre os leilões de energia elétrica no Brasil. Esta edição aborda as implicações técnicas e ambientais dos projetos concorrentes do leilão de reserva de capacidade realizado nos dias 18 e 20 de março de 2026.

Análise posterior do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP), de 18 e 20 de março de 2026

1. Contexto do leilão

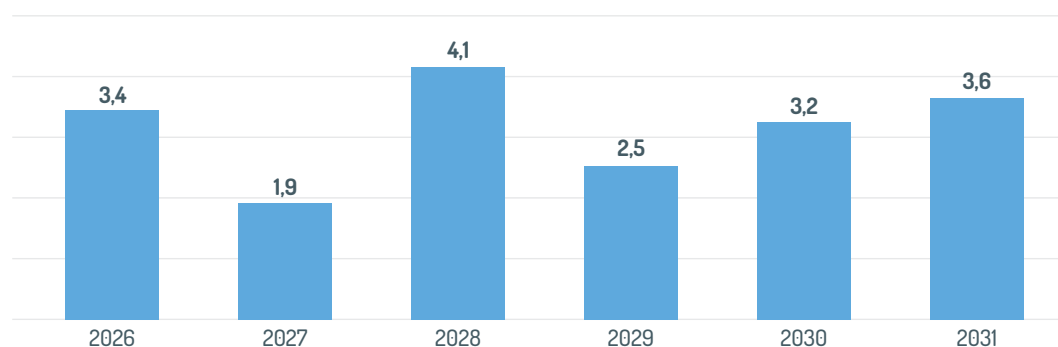
O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2026 foi realizado nos dias 18 e 20 de março, visando o atendimento à ponta e a cobertura de déficits de potência em determinados períodos do dia, conforme apontado por estudos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024) e no Plano Decenal de Energia (PDE) 2035 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2026). Tratou-se, portanto, de um mecanismo voltado à adequação de capacidade, e não à contratação de energia, o que implica a remuneração dos empreendimentos por disponibilidade (R\$/MW.ano), independentemente do efetivo despacho. As figuras 1 e 2 apresentam a estimativa da necessidade incremental de potência para os próximos anos, com base no PDE 2035. O cenário de referência corresponde ao caso base de planejamento adotado pela EPE para estimar a demanda ao longo dos próximos anos, a serem cobertos por projetos novos e existentes.

Figura 1 - Requisito de potência no cenário de referência (GW).



Fonte: MRTS/EPE (2026)

Figura 2 - Requisito de potência por produto no cenário de referência (GW).



Fonte: MRTS/EPE (2026)

O processo de realização do leilão foi, contudo, marcado por instabilidade regulatória. Inicialmente previsto para junho de 2025, o certame foi cancelado após diversos questionamentos por empreendedores de térmicas a gás, óleo combustível e biomassa, que resultaram em judicialização. Posteriormente, o Ministério de Minas e Energia (MME) reagendou o leilão para março de 2026, incorporando ajustes no desenho e nos parâmetros econômicos.

Um dos principais pontos controversos foi a definição dos preços-teto, que estabelecem o limite máximo de remuneração dos empreendimentos e influenciam diretamente a atratividade e a competitividade do leilão. Os valores inicialmente propostos foram considerados insuficientes pelos agentes citados anteriormente, levando ao risco de baixa participação. Como resposta, o MME promoveu aumentos significativos nos tetos: para térmicas existentes, de R\$ 1,12 milhão para R\$ 2,25 milhões/MW.ano; para térmicas novas a gás, de R\$ 1,6 milhão para R\$ 2,9 milhões/MW.ano; para térmicas a óleo diesel e óleo combustível, de R\$ 920 mil para R\$ 1,6 milhão/MW.ano; e para biodiesel, de R\$ 990 mil para R\$ 1,75 milhão/MW.ano. Esses reajustes foram ao encontro das condições econômicas pedidas pelos concorrentes, mas implicarão maior custo para os consumidores.

Em termos de projetos cadastrados, observou-se ampla predominância de fontes fósseis. Segundo a EPE, foram 368 projetos, totalizando cerca de 126 GW de potência, dos quais aproximadamente 93% corresponderam a empreendimentos termelétricos fósseis, com destaque para 311 projetos a gás natural (113 GW). Adicionalmente, cadastraram-se 16 projetos de ampliação de usinas hidrelétricas (6 GW) e 20 projetos a biodiesel (3 GW). Esse perfil evidenciou um desenho de leilão com sinais econômicos mais favoráveis à expansão térmica fóssil¹.

Adicionalmente, a elevada participação de projetos novos – cerca de 83% em potência e 60% em número de usinas no primeiro produto do leilão (carvão mineral, gás natural e hidrelétrica) – reforçou o caráter indutor do LRCAP na expansão da capacidade instalada. No segundo produto (biodiesel e óleo combustível e diesel), observou-se uma distribuição mais equilibrada entre projetos fósseis e renováveis, ainda que com presença relevante de combustíveis fósseis.

O primeiro leilão de reserva de capacidade na forma de potência foi realizado em 2021 (IEMA, 2021b), com foco na contratação de usinas termelétricas – majoritariamente existentes – e novos empreendimentos capazes de prover potência firme ao sistema em momentos de necessidade, como já apontava o PDE 2030 (EPE, 2021b). Apesar de indicações da necessidade de expansão de potência para garantir a confiabilidade do sistema, observa-se que, nos anos subsequentes, pouco se avançou na implementação de soluções estruturais² que permitissem atender a essa necessidade sem a ampliação da instalação de usinas a combustíveis fósseis.

1 Este favorecimento ocorreu tanto por conta das diretrizes que definiram produtos específicos para tipos de fontes distintas – beneficiando especialmente o carvão, menos competitivo que o gás –, quanto pelos preços reajustados após reclamações dos empreendedores.

2 Entre essas soluções, destacam-se a expansão de sistemas de armazenamento, incluindo usinas hidrelétricas reversíveis, os mecanismos de resposta da demanda, a modernização do parque hidrelétrico existente, a ampliação da infraestrutura de transmissão e a criação de sinais econômicos adequados para a contratação de flexibilidade.

2. Contexto do setor elétrico

O leilão de reserva de capacidade ocorre em meio a um paradoxo cada vez mais evidente: o país vive simultaneamente situações de excesso de geração e de déficit de potência em diferentes momentos de um mesmo dia.

Nas últimas duas décadas, a expansão acelerada das energias solar e eólica transformou a matriz elétrica brasileira. Fontes de geração que eram praticamente inexistentes no início dos anos 2000 respondem, atualmente, por 37,9% da capacidade instalada nacional (ANEEL/ABSOLAR, 2026), posicionando o Brasil entre os países que mais ampliaram as fontes renováveis no mundo. Se por um lado esse crescimento tem trazido benefícios como a redução de custos de geração, a diversificação da matriz e a atração de investimentos para desenvolver fontes não despacháveis, por outro, expõe fragilidades no planejamento do sistema elétrico em integrar essas fontes.

A geração renovável variável segue padrões climáticos e horários específicos. Em muitos momentos do dia, sobretudo quando há abundância de sol e vento, a produção supera a demanda e parte da eletricidade precisa ser descartada, já que o sistema não dispõe de mecanismos adequados para armazená-la. Em outros períodos, especialmente no final da tarde e no início da noite, o sistema enfrenta escassez de potência disponível para atender à demanda. Esse descompasso já deixou de ser teórico. Segundo estimativas recentes, o volume de energia desperdiçada no sistema elétrico brasileiro totalizou 20,6% da geração dessas fontes em 2025, representando uma perda superior a R\$6 bilhões, de acordo com o balanço anual de *curtailment* da consultoria Volt Robotics (apud AMORIM, 2025)³.

Esse descompasso é agravado por falhas estruturais adicionais: planejamento energético fragmentado⁴, modelos computacionais que ainda não representam adequadamente a operação de fontes intermitentes e sistemas de armazenamento, e desalinhamento entre expansão da geração e da transmissão. É nesse contexto que o governo optou por reforçar a contratação de usinas termelétricas no leilão de reserva de capacidade.

3 Esse montante corresponde, em grande medida, à receita potencial não realizada pelos geradores que deixam de comercializar energia ao terem sua produção limitada e, em muitos casos, incorrem em custos adicionais para cumprir seus contratos.

4 Entende-se como planejamento fragmentado aquele que toma decisões isoladas sobre geração, transmissão, operação e demanda, resultando em ineficiências técnicas, econômicas e operacionais para o sistema.

3. Impactos técnico-econômicos e ambientais

3.1. Impactos técnicos e econômicos

Entre as usinas cadastradas no LRCAP 2026, estavam projetos a gás natural, carvão, óleo combustível e diesel, além de usinas hidrelétricas (UHE) e usinas termelétricas (UTE) a biodiesel e biometano. Somente no caso do gás natural 113 GW de capacidade foram habilitados para participação. Os montantes contratados, em termos de disponibilidade de potência ofertada, estão apresentados na Figura 3. A Figura 4 mostra a disponibilidade anual de potência por fonte e a Figura 5, a disponibilidade anual de potência termelétrica por tipo de usina, nova ou existente.

Figura 3 - Disponibilidade de potência ofertada das usinas contratadas (MW).

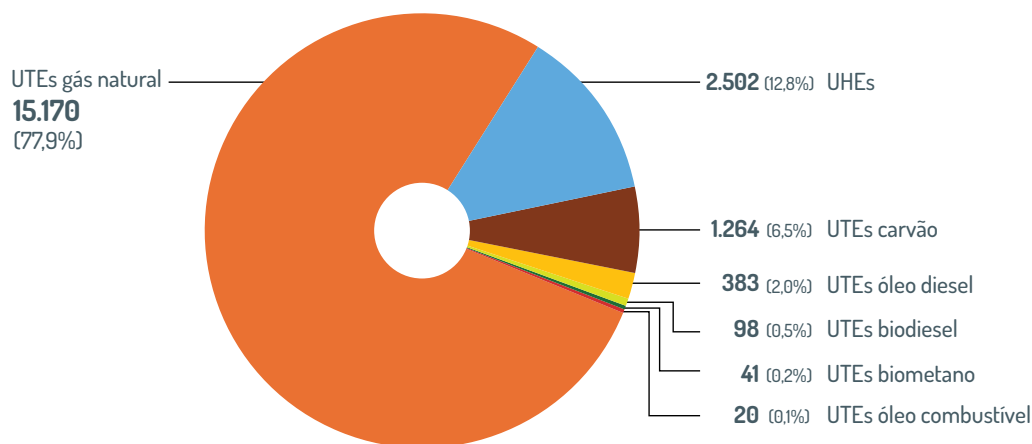


Figura 4 - Disponibilidade anual de potência contratada no LRCAP 2026, por fonte (GW).

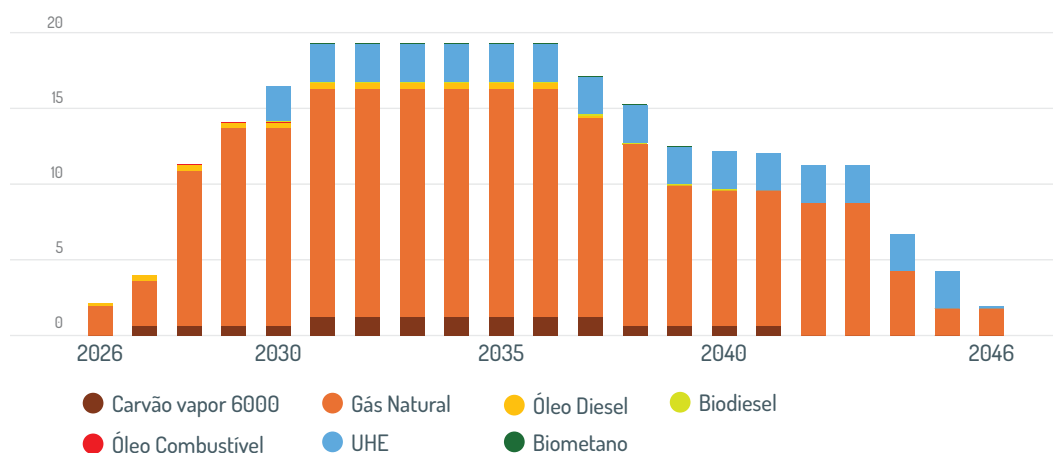
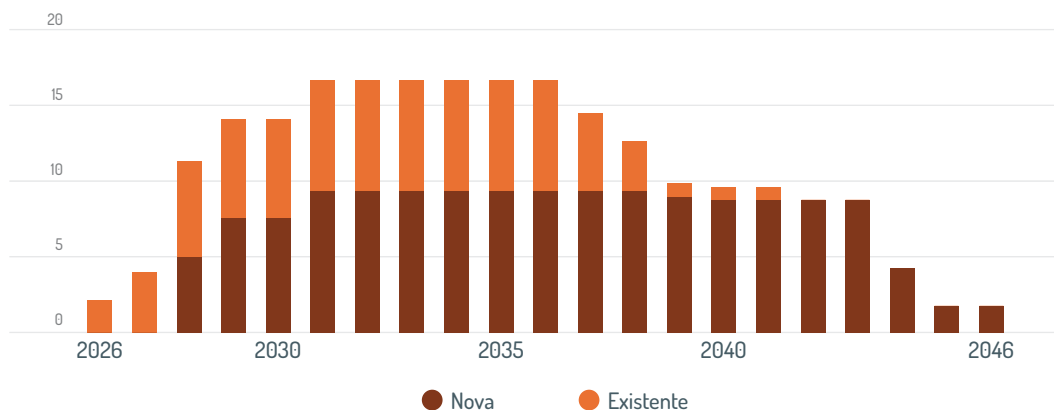


Figura 5 – Disponibilidade anual de potência termelétrica contratada no LRCAP 2026, por tipo de usina (GW).



A decisão buscou garantir segurança energética, mas levanta questionamentos sobre a adequação dessas tecnologias ao desafio atual do sistema. Parte dessas usinas apresenta baixa flexibilidade operacional, o que é problemático em sistemas com alta participação de renováveis intermitentes, nos quais a flexibilidade é característica essencial. Há consenso entre Aneel e ONS (CARREGOSA; WANZELLER, 2026) de que térmicas inflexíveis – especialmente a carvão – não respondem adequadamente ao atendimento de capacidade.

Atualmente, os principais mecanismos de contratação, como os leilões de energia e de capacidade, estão estruturados predominantemente para remunerar potência instalada e garantia física, sem diferenciar a capacidade dos empreendimentos de responder a variações rápidas da demanda ou da geração. O próprio LRCAP, embora reconheça a necessidade de potência adicional, ainda apresenta limitações nesse sentido, ao não valorizar atributos como tempo de partida, taxa de rampa de geração ou capacidade de operação em regime intermitente.

Da perspectiva econômica, a expansão termelétrica implica custos adicionais associados aos combustíveis utilizados. Além dos custos variáveis de gás natural e óleo combustível, sujeitos à volatilidade internacional, há também custos fixos elevados decorrentes da contratação por disponibilidade, independentemente do efetivo despacho das usinas. Como o desenho atual do LRCAP não diferenciou atributos de flexibilidade, favoreceu a contratação de usinas que minimizam o custo da disponibilidade de potência, ainda que apresentem custos fixos significativos, como no caso das térmicas a carvão.

Em termos climáticos, aumentam-se as emissões de gases de efeito estufa – de acordo com o 5º Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas (IEMA, 2025), as térmicas atualmente operantes no Sistema Interligado Nacional (SIN) já respondem por 23,2 milhões de toneladas de CO₂e – além da intensificação de impactos locais como estresse hídrico e emissões de poluentes locais.

3.2. Impactos Ambientais

3.2.1. Falta de Transparência

Em relação à busca de informações técnicas e de licenciamento sobre as unidades geradoras participantes, as dificuldades anteriormente identificadas no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE), realizado em 2022 (IEMA, 2022), mostraram-se ainda maiores. A EPE, responsável por disponibilizar a relação de usinas habilitadas ao certame, não publicou essas informações até a data prevista no cronograma oficial (03 de março), o que comprometeu a transparência e a possibilidade de verificação independente dos empreendimentos.

As informações inicialmente divulgadas sobre os vencedores do leilão não continham dados básicos necessários à análise como a identificação, de forma direta e sistematizada, dos municípios de localização das

usinas e o detalhamento das tecnologias empregadas na geração de eletricidade. Embora os empreendimentos sejam identificados por meio do Código de Empreendimento de Geração (CEG), as bases públicas disponíveis não permitem a caracterização adequada desses projetos. Mesmo com a consulta a diferentes sistemas oficiais do setor elétrico, inclusive bases recentemente atualizadas, observa-se que uma parcela significativa das usinas não está contemplada ou apresenta informações incompletas, o que inviabiliza o cruzamento de dados e a obtenção de informações essenciais para a análise.

Adicionalmente, observa-se um quadro de fragmentação das informações e redução da transparência dos dados disponíveis, particularmente no que se refere aos processos de licenciamento ambiental. Muitos dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA-RIMA) não estão disponíveis para acesso público e as licenças ambientais, quando acessíveis, apresentam baixo nível de detalhamento técnico sobre os empreendimentos. Esse cenário pode estar associado à crescente descentralização do licenciamento ambiental no Brasil, no qual a emissão de licenças é majoritariamente conduzida por órgãos estaduais, resultando em maior heterogeneidade de critérios, sistemas de informação e níveis de transparência, o que dificulta a análise comparativa dos projetos.

3.2.2. Estimativa de Emissões de CO₂e

A contratação de usinas termelétricas no LRCAP 2026 deverá aumentar a emissão de gases de efeito estufa no SIN, além de manter usinas já existentes operando por mais tempo. Considerando o objetivo do leilão, voltado à garantia de potência e disponibilidade, a operação dessas usinas tende a ocorrer de forma variável ao longo do tempo, a depender das condições do sistema elétrico, especialmente do regime hidrológico. Nesse contexto, a estimativa de emissões associadas aos empreendimentos contratados envolve incertezas inerentes ao seu despacho futuro.

Para essa estimativa, foram consideradas três referências principais, correspondendo a diferentes cenários de operação das usinas. A primeira referência corresponde aos valores máximos de fator de capacidade por combustível observados no histórico recente, entre 2020 e 2024, a partir dos inventários elaborados pelo IEMA. Esses valores representam situações de maior despacho térmico (cenário de alta utilização), como em contextos de restrição hidrológica. A segunda utiliza os valores médios de fator de capacidade por combustível (cenário de utilização média), também derivados dos inventários, como aproximação do comportamento típico de operação das usinas. Por fim, a terceira referência adota um fator de capacidade reduzido (cenário de baixa utilização), derivado da metodologia de planejamento da EPE, que considera as horas críticas do sistema para definição da necessidade de capacidade (EPE, 2021)⁵.

Reconhece-se que os fatores de capacidade observados no inventário refletem o comportamento de usinas já inseridas no sistema sob uma lógica de despacho distinta daquela associada aos leilões de capacidade. Ainda assim, esses valores constituem a principal base empírica disponível para representar padrões de operação no contexto brasileiro.

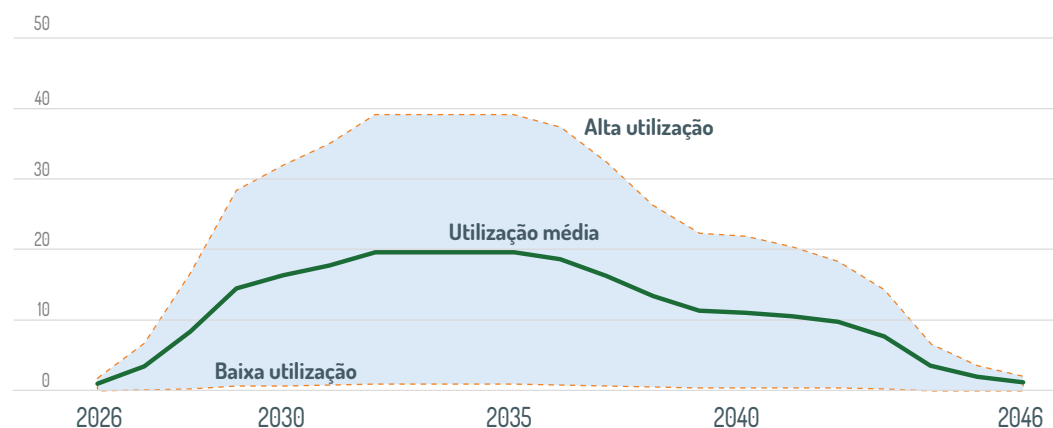
Cabe destacar que o fator de capacidade derivado da metodologia da EPE (2021) não representa o padrão esperado de operação das usinas, mas sim um referencial teórico associado às horas críticas do sistema. Na prática, é provável que o despacho dessas usinas seja superior a esse nível mínimo, em função de condições operativas, restrições do sistema e variações hidrológicas ao longo do tempo. Ainda assim, esse valor foi adotado como limite inferior por constituir a única referência técnica disponível para o papel dessas usinas no atendimento à ponta, dado que o desenho do leilão não estabelece parâmetros explícitos de fator de capacidade mínimo ou garantia física associada ao produto contratado.

Em conjunto, as três referências adotadas não devem ser interpretadas como previsões, mas como limites que permitem caracterizar a amplitude de possíveis níveis de despacho e, consequentemente, das emissões associadas ao portfólio contratado. As estimativas foram realizadas de forma anualizada, considerando o início escalonado dos contratos e a duração dos diferentes produtos, o que possibilita observar a evolução temporal das emissões ao longo do período de suprimento.

5 A EPE define o requisito de capacidade do sistema a partir das horas de maior demanda, tipicamente representadas pelas dez horas mais críticas de cada mês (cerca de 120 horas anuais). Esse valor não representa a operação efetiva das usinas, mas um referencial teórico associado ao atendimento à ponta do sistema, sendo utilizado aqui como limite inferior de fator de capacidade (aproximadamente 1,4%).

É importante ressaltar que as estimativas apresentadas na Figura 6 referem-se exclusivamente às emissões associadas aos empreendimentos contratados no LRCAP 2026, não abrangendo a totalidade da geração termelétrica do sistema elétrico brasileiro. Em particular, não são consideradas as emissões de usinas já operantes que não participaram ou não foram contratadas no leilão. Dessa forma, os resultados devem ser interpretados como o potencial de emissões associado ao portfólio contratado, e não como uma estimativa das emissões totais do setor elétrico.

Figura 6 - Faixa de variação anual das emissões do LRCAP por cenário de operação.
 (Emissões em MtCO₂e).



As emissões associadas às usinas contratadas no LRCAP 2026 apresentam elevada variabilidade a depender do nível de despacho considerado. No cenário de alta utilização, as emissões anuais podem atingir aproximadamente **40 MtCO₂e**, enquanto no cenário de baixa utilização situam-se em torno de **1 MtCO₂e**. Em todos os cenários, observa-se um pico de emissões entre 2031 e 2036, refletindo a entrada escalonada dos contratos e o período de maior sobreposição entre os empreendimentos.

A diferença entre os cenários evidencia a sensibilidade das emissões ao fator de capacidade, reforçando que, em leilões de potência e de energia, o impacto não depende apenas da capacidade contratada, mas principalmente do regime efetivo de operação ao longo do tempo. Em termos acumulados, as emissões podem atingir cerca de 12 MtCO₂e ao longo do período de suprimento no cenário de baixa utilização. Nesse mesmo cenário, as emissões acumuladas das usinas novas, que corresponderam a 56% da potência contratada para UTEs fósseis e operarão por mais tempo, seriam aproximadamente 50% maiores do que as das usinas já existentes contratadas.

De maneira geral, as emissões advindas das contratações do LRCAP 2026 podem variar significativamente, sendo diretamente influenciadas pela gestão das fontes renováveis, pela implementação de baterias e pelo regime hidrológico. Ao longo do período de suprimento, elas podem se aproximar tanto do limite superior quanto do limite inferior, refletindo a operação integrada do sistema elétrico.

3.2.3. Impactos locais das usinas termelétricas contratadas

A distribuição espacial das usinas contratadas no LRCAP 2026 mostra um padrão de concentração territorial, com polos de geração termelétrica principalmente no litoral do Nordeste e no estado do Rio de Janeiro, além de alguns pontos na Região Norte. As novas contratações tendem a se instalar próximas de usinas já existentes, aproveitando a infraestrutura de gás natural, como terminais de GNL e gasodutos.

Figura 7 – Localização das usinas termelétricas: capacidade instalada e novas contratações no LRCAP 2026



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE e de informações compiladas pelo IEMA.

Nota: As classificações presentes no Webmap da EPE (EPE, 2026) distinguem projetos em diferentes estágios de maturidade. No caso dos gasodutos, a categoria “autorizado” refere-se a empreendimentos que já possuem aprovação regulatória da ANP, ainda que não estejam necessariamente construídos, enquanto “previsto” indica projetos identificados no planejamento setorial. Para os terminais de GNL, a classificação “indicativo” corresponde a oportunidades mapeadas em estudos da EPE, ao passo que “previsto” se refere a projetos com maior grau de desenvolvimento, ainda que não necessariamente autorizados.

Esse padrão leva a um adensamento da geração termelétrica em determinados territórios. Em municípios como Caucaia (CE), Barra dos Coqueiros (SE), Macaé (RJ) e Ipojuca (PE), há sobreposição entre usinas existentes e novas contratações, resultando em um aumento significativo da potência instalada. Somente em Caucaia e Barra dos Coqueiros, por exemplo, foram adicionados cerca de 4 GW de capacidade.

Tabela 1 – 10 maiores municípios em potência instalada termelétrica existente e contratada no LRCAP 2026

Município	Total existente		Contratação de energia nova LRCAP			Total com contratação	
	Nº de usinas	Potência Instalada (MW)	Nº de Usinas	Potência Instalada (MW)	Potência nova Contratada (MW)	Nº de Usinas Total	Potência Instalada Total (MW)
Caucaia (CE)	1	220,0	4	2.683,4	1.839,2	5	2.903,4
Barra dos Coqueiros (SE)	1	1.593,2	3	1.299,3	1.244,8	4	2.892,5
Macaé (RJ)	3	2.314,9	1	176,6	171,5	4	2.491,5
Santo Antônio dos Lopes (MA)	4	1.793,8				4	1.793,8
São João da Barra (RJ)	1	1.338,3				1	1.338,3
Manaus (AM)	7	1.152,3				7	1.152,3
São Gonçalo do Amarante (CE)	2	1.085,3				2	1.085,3
Duque de Caxias (RJ)	1	989,2				1	989,2
Ipojuca (PE)	2	632,8	1	299,0	290,6	3	931,7

A distribuição dos empreendimentos no LRCAP 2026 está alinhada a análises de outros Boletins de Energia (IEMA, 2021a; IEMA, 2021b), que apontam a ausência de critérios locacionais nos processos de contratação. Como resultado, há maior concentração espacial da geração, com intensificação de pressões socioambientais em determinados territórios.

Para a qualidade do ar, o adensamento da geração é particularmente relevante. Em *clusters*, as emissões deixam de ser pontuais e se somam a outras fontes industriais, aumentando a exposição da população a poluentes atmosféricos. Além disso, a capacidade de monitoramento ambiental nessas regiões é limitada, dificultando a avaliação das condições prévias e o acompanhamento dos impactos ao longo do tempo.

A pressão sobre recursos hídricos também se intensifica, já que termelétricas podem exigir grandes volumes de água para resfriamento. Em áreas com estresse hídrico, o adensamento desses empreendimentos aumenta o risco de conflitos pelo uso da água.

4. Conclusões/Considerações

Mais do que um problema de desperdício de energia gerada por fontes renováveis, o país enfrenta um desafio de integração, planejamento e modernização de mecanismos operacionais em uma matriz elétrica cada vez mais diversificada. Em outras palavras, o rápido crescimento das energias solar e eólica demanda uma adaptação das regras de planejamento e operação capaz de lidar com um sistema cada vez mais variável. De acordo com a consultoria MRTS – especializada em estudos sobre energia e desenvolvimento de modelos computacionais e cenários –, embora a necessidade de reforço de capacidade seja amplamente reconhecida, o resultado do LRCAP 2026 evidencia fragilidades no desenho do certame, na eficiência econômica e na aderência das soluções contratadas às necessidades operativas do sistema.

A contratação de usinas termelétricas foi apresentada como solução para garantir potência e segurança ao sistema. No entanto, o principal gargalo do sistema não é a falta de geração de energia, mas a ausência de mecanismos adequados para lidar com a variabilidade das renováveis. O volume contratado – próximo de 19,7 GW – está alinhado às projeções do Plano Decenal, mas a contratação para horizontes após 2030 levanta dúvidas quanto à necessidade de potência em um horizonte de tempo que pode se beneficiar de evoluções tecnológicas e queda de custos.

Além disso, o desenho do leilão, ao segmentar as fontes, reduziu a competição e resultou em reserva de mercado para as térmicas a carvão, cuja baixa flexibilidade operativa compromete a capacidade de resposta a variações rápidas de carga típicas de sistemas com alta penetração de fontes intermitentes, mostrando-se pouco eficazes para fornecimento de potência ou para mitigar eventos de *curtailment*.

Nesse contexto, o LRCAP 2026 perdeu a chance de ser utilizado como instrumento para estimular soluções mais modernas e alinhadas à transição energética.

A primeira prioridade seria ampliar o espaço para tecnologias de armazenamento de energia. Baterias em larga escala e hidrelétricas reversíveis já são amplamente utilizadas em países como Estados Unidos, Austrália e Reino Unido para absorver excedentes de geração renovável e liberá-los nos momentos de maior demanda. Tais tecnologias, no entanto, não estão isentas de impactos negativos e devem ser implementadas com salvaguardas socioambientais adequadas.

No contexto brasileiro, a Associação Brasileira de Sistemas de Armazenamento de Energia (ABSAE) projeta um crescimento de 25 GW em baterias até 2030 (NEVES, 2024). Parte desse potencial poderia ter sido mobilizada previamente ao LRCAP, com possíveis ganhos econômicos para o sistema. Estimativas recentes da Aurora Research indicam custos de instalação situados na ordem de R\$1,25 milhões por MW.ano, a depender da configuração e da duração dos sistemas (apud ABSAE, 2026). A implantação de sistemas de armazenamento por baterias teria a vantagem de endereçar ambos os problemas, *curtailment* e falta de potência, ao direcionar a energia excedente da manhã para o uso na ponta ao final do dia.

Outra frente essencial é o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda. Consumidores industriais, comerciais e até residenciais podem ser incentivados a deslocar seu consumo para horários de maior oferta de energia, reduzindo picos de demanda e aumentando a eficiência do sistema⁶.

A modernização dos sinais econômicos dos leilões é fundamental. O sistema brasileiro ainda remunera de forma limitada atributos como flexibilidade, rapidez de resposta e disponibilidade em horários críticos. Incorporar esses elementos na formação de preços e nos mecanismos de contratação ajudaria a valorizar soluções mais eficientes e alinhadas às necessidades do sistema.

Além disso, investimentos em transmissão e aprimoramento dos modelos de previsão climática e de geração renovável são indispensáveis para reduzir desperdícios e melhorar a operação do sistema. A melhoria do escoamento e da previsibilidade reduzem a necessidade de contratação de capacidade adicional. Nesse contexto, a realização do LRCAP poderia ter sido dimensionada em menor escala, uma vez que parte da

6 A implementação da resposta da demanda exige ações combinadas distintas da realização de leilões de energia. Do lado regulatório, é necessário adotar tarifas horárias/dinâmicas e permitir sua participação em mercados de energia e serviços. Programas específicos podem remunerar consumidores pela redução ou deslocamento do consumo. Adicionalmente, é essencial investir em medidores inteligentes e automação.

necessidade de potência decorre de ineficiências sistêmicas que esses aprimoramentos ajudariam a endereçar.

Essas medidas exigem planejamento, coordenação institucional e ajustes regulatórios. As medidas provisórias discutidas no último ano no Congresso Nacional endereçaram algumas dessas propostas, com baixo resultado de implementação. Houve discussões sobre modernização de mercado e abertura, mas não houve avanço em programas estruturados de resposta da demanda ou definição clara de modelo de remuneração para sistemas de armazenamento de eletricidade. Quanto à precificação locacional, houve reconhecimento do problema, mas não houve consenso sobre a necessidade de uma reforma significativa.

De forma geral, o LRCAP reproduziu padrões já observados em leilões anteriores. As especificidades tecnológicas e a localização das usinas não foram tratadas como critérios. Ao priorizar principalmente a disponibilidade de potência e o preço, o mecanismo acabou concentrando usinas em algumas regiões mais vulneráveis em termos socioambientais.

O leilão de reserva de capacidade de 2026 poderia ter marcado o início dessa transição regulatória e tecnológica, mas será necessário esperar até abril, quando está previsto o primeiro leilão de baterias no Brasil, para avaliar o impacto positivo dos sistemas de armazenamento no sistema elétrico. Por enquanto, foi dada uma solução temporária ao problema, com a contratação de 16,9 GW de gás natural, carvão, óleo combustível e diesel, ampliando custos para consumidores e dificultando o avanço de uma transição energética que, até aqui, vinha sendo um dos principais trunfos do país.

5. Referências Bibliográficas

AMORIM, C. Volt Robotics calcula perdas de R\$ 6 bi com *curtailment* em 2025. Canal Solar, 26 de dezembro de 2025. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/perdas-6-bi-curtailment-2025/>. Acesso em: 18 de março de 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (ABSAE). Baterias podem gerar economia superior a R\$ 3 bilhões por ano no Leilão de Reserva de Capacidade, segundo estimativas da ABSAE. 2026. Disponível em: <https://www.absae.org.br/post/baterias-podem-gerar-economia-superior-a-r-3-bilh%C3%B5es-por-ano-no-leil%C3%A3o-de-reserva-de-capacidade-se>. Acesso em: 20 de março de 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Quantificação dos requisitos de energia e capacidade. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/NT-EPE-DEE-133-2021_Quantifica%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Requisitos%20de%20Energia%20e%20Capacidade.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030). Brasília: MME/EPE, 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: Versão Consulta Pública. Brasília: MME/EPE, 2026. Disponível em: <https://consultas-publicas.mme.gov.br/dfb6elcc-7c74-4ff1-bbad-1401916ba432>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Webmap de Infraestrutura de Gás Natural. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). *Análise prévia do Leilão de Energia Nova (LEN) A-5, de 30 de setembro de 2021*. São Paulo: IEMA, 2021a. Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/produto/analise-previa-do-leilao-de-energia-nova-len-a-5-de-30-de-setembro-de-2021>.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). *Análise prévia do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, de 21 de dezembro de 2021*. São Paulo: IEMA, 2021b. Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/produto/analise-previa-do-leilao-de-reserva-de-capacidade-de-21-de-dezembro-de-2021>

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). *Análise prévia do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, de 30 de setembro de 2022*. São Paulo: IEMA, 2022. Disponível em: https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2022/09/IEMA_4boletimleilaodeenergia2022.pdf.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). 5º Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas: geração de eletricidade, emissões e lista de empresas proprietárias das termelétricas a combustíveis fósseis do Sistema Interligado Nacional (ano-base 2024). São Paulo: IEMA, 2025. Disponível em: https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2025/12/IEMA_inventariotermeletricas2024-2025.pdf

CARREGOSA, L.; WANZELLER, M. Agentes temem perda de receita com redução de inflexibilidade térmica. Agência iNFRA, 09 de fevereiro de 2026. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/agentes-temem-perda-de-receita-com-reducao-de-inflexibilidade-termica/>. Acesso em: 23 de março de 2026.

NEVES, L. Mercado de armazenamento em baterias pode atingir 25 GW até 2030. PV Magazine, 13 de setembro de 2024. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/09/13/mercado-de-armazenamento-em-baterias-pode-atingir-25-gw-ate-2030/>. Acesso em: 20 de março de 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Nota Técnica Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operacionais no SIN - NT ONS-DPL 0111/2024. ONS/Operador Nacional do Sistema, Brasil: ONS, 2024.

EXPEDIENTE

Autores:

André Luis Ferreira
Anton Schwyter
Meiriele A. Cumplido
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo

Revisão técnica:

Dorel Soares Ramos
Mateus Balan

Comunicação:

Isis Nóbile Diniz

Projeto gráfico:

Mario Kanno