

1º semestre de 2026

Boletim / Volume XIII

# Energia em Pauta

**CMA**

CAMPOS MELLO ADVOGADOS





# Editorial

Com a intensificação da transição energética, a reorganização das cadeias globais de suprimento de insumos estratégicos e o avanço de novas frentes regulatórias no setor elétrico, torna-se cada vez mais relevante o acompanhamento contínuo das movimentações normativas, institucionais e geopolíticas que afetam os agentes do setor de energia e recursos naturais.

Nesse contexto, a presente edição do Boletim Energia em Pauta reúne discussões que refletem alguns dos principais desafios atualmente enfrentados pelo setor elétrico brasileiro, especialmente no que se refere à segurança de suprimento, à expansão da infraestrutura, à previsibilidade regulatória e à adaptação dos contratos e modelos de negócios a um ambiente em constante transformação.

Esta edição inaugura sua análise com os **desdobramentos do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026** (“LRCAP 2026”), mecanismo relevante para assegurar a disponibilidade de potência no Sistema Interligado Nacional (“SIN”) e reforçar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica. O artigo aborda o histórico recente dos certames, as mudanças introduzidas no modelo contratual, os resultados das duas etapas realizadas em março de 2026 e as discussões instauradas perante o Tribunal de Contas da União, especialmente quanto à metodologia de formação dos preços-teto, à competitividade do leilão, aos impactos tarifários e à eficiência sistêmica da contratação.

Na sequência, o boletim examina o **papel estratégico dos minerais críticos e das terras raras na geopolítica energética global**. Em um cenário no qual tecnologias essenciais à transição energética, à eletromobilidade, à geração renovável, à inteligência artificial e à indústria de defesa dependem desses insumos, ganha destaque a concentração do refino e do processamento em poucos países. O artigo analisa as vulnerabilidades decorrentes dessa concentração, as respostas de países ocidentais por meio de acordos de diversificação de oferta e financiamento de projetos estratégicos, bem como a posição singular do Brasil, que detém reservas expressivas e passa a ocupar papel relevante na disputa global por cadeias de suprimento mais resilientes e menos dependentes.

Ainda sob a perspectiva internacional, esta edição também aborda os **impactos do cenário de guerra sobre o transporte marítimo offshore**, especialmente no transporte de petróleo, gás natural liquefeito e demais cargas estratégicas. O artigo discute os efeitos de restrições em rotas sensíveis, como o Estreito de Ormuz e o Estreito de Bab el-Mandeb, sobre preços de energia, fretes, seguros, prazos logísticos e contratos de *trading de commodities*. Também são analisados mecanismos contratuais de mitigação de riscos, incluindo cláusulas de força maior, *war risk surcharge*, cláusulas específicas de risco de guerra e disposições voltadas à alocação de responsabilidades em operações marítimas internacionais.

No âmbito regulatório doméstico, o boletim examina a **Consulta Pública nº 42/2025** da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), **voltada ao aprimoramento das regras de acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição**. A discussão ganha especial relevância diante do crescimento da frota eletrificada, da expansão da infraestrutura de recarga e dos desafios impostos às distribuidoras no planejamento e operação da rede. O artigo apresenta o estado atual da regulação aplicável, com destaque para a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, e analisa as propostas de flexibilização das condições de conexão, criação de mecanismos de maior transparência, mapas de disponibilidade, filas públicas de conexão e aprimoramento das bases cadastrais aplicáveis às estações de recarga.

Por fim, esta edição trata da **Consulta Pública nº 210/2025**, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) para discutir o **novo desenho de compensação financeira a geradores eólicos e solares fotovoltaicos afetados por eventos de curtailment no SIN**. O artigo contextualiza a evolução regulatória e judicial do tema, incluindo a conversão da Medida Provisória nº 1.304/2025 na Lei nº 15.269/2025, e analisa a minuta de Termo de Compromisso submetida à consulta pública, com especial atenção aos critérios de elegibilidade, à distinção entre hipóteses compensáveis e não compensáveis, à governança de dados, à apuração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), ao cálculo pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e aos efeitos da renúncia e desistência de litígios pelos agentes aderentes.

Desejamos a todos uma boa leitura!

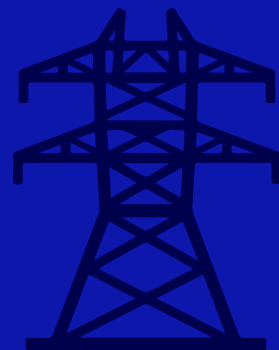
**Time de Energia e Recursos Naturais**  
**Campos Mello Advogados**

# Índice

<b>Análise do LRCAP (Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência)</b> Incluindo resultados e possíveis desdobramentos no TCU	<b>05</b>
<b>Minerais críticos e terras raras</b> Perspectivas e desafios	<b>18</b>
<b><i>Shipping offshore</i></b> Em cenário de guerra	<b>28</b>
<b>Sistemas de recarga de veículos elétricos e acesso à rede de distribuição</b> Consulta Pública nº 42/2025	<b>35</b>
<b>Novo desenho para compensação por eventos de <i>curtailment</i></b> Análise da Consulta Pública nº 210/2025	<b>44</b>
<b>Radar Energia</b> As 12 principais publicações no setor de Energia, Óleo e Gás do 1º trimestre de 2026	<b>54</b>

# Análise do LRCAP (Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência)

Incluindo resultados e possíveis  
desdobramentos no TCU



Os Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (“LRCAP”) têm o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, caracterizando assim uma iniciativa estratégica para garantir a segurança da matriz energética brasileira. A sistemática do LRCAP está voltada à contratação de capacidade para assegurar a disponibilidade de potência e/ou energia requerida pelo Sistema Interligado Nacional (“SIN”), permitindo que os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, com confiabilidade e segurança, mesmo em períodos críticos ou de intermitência das energias renováveis.




## I. Contexto e Características

A previsão legal para a comercialização de energia elétrica e a realização de leilões de reserva de capacidade está determinada na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021.

A referida lei e o referido decreto estipulam que a comercialização de energia ocorre entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, por meio de contratação regulada ou livre.

A reserva de capacidade, na forma de potência, deve ser contratada por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), sendo que cabe ao Ministério de Minas e Energia (“MME”) definir o montante total de reserva de capacidade a ser contratada, com base em estudos da EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).

Cabe pontuar que, paralelamente aos leilões de reserva de capacidade, existem os leilões de energia e os de armazenamento. Os leilões de energia foram criados em 2004 e figuram como o principal instrumento de contratação no setor elétrico. Nele, as distribuidoras firmam contratos de longo prazo para garantir o suprimento aos consumidores.



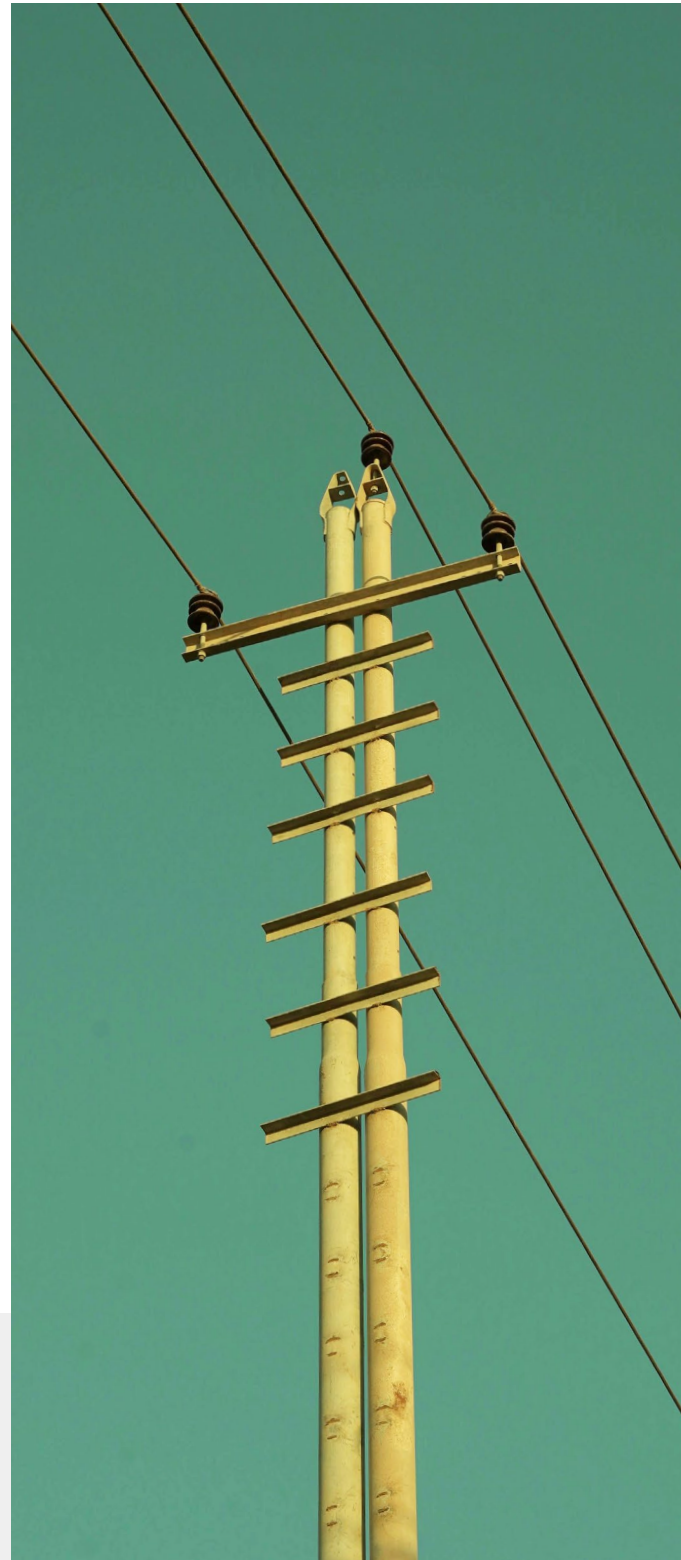
**Os leilões de energia foram criados em 2004 e figuram como o principal instrumento de contratação no setor elétrico.**

Os certames de armazenamento seguem uma lógica semelhante à do LRCAP, mas voltado especificamente a sistemas de armazenamento, baterias, capazes de fornecer energia e potência em momentos críticos. A realização do primeiro leilão neste modelo no Brasil tem previsão de ocorrer ainda em 2026, tendo inclusive já sido realizada a Consulta Pública nº 202-2025, que esteve aberta durante o período de 10 de novembro de 2025 a 01 de dezembro de 2025, e recolheu contribuições de agentes do setor para a proposta de portaria normativa para a realização do certame.

Em contraste com os leilões tradicionais de energia, nos quais as distribuidoras contratam volumes de energia para atender ao consumo anual projetado de seus mercados, o LRCAP prioriza a contratação de potência, com foco na ampliação da flexibilidade operacional do sistema. Ou seja, no LRCAP não se compra energia, mas sim a disponibilidade das usinas para geração quando for necessário. Essa característica mostra-se especialmente relevante diante das variações diárias no consumo e das oscilações na geração de fontes renováveis, como a eólica e solar, que possuem intermitências intrínsecas à sua natureza.

Os recursos de potência contratados podem ser acionados de forma pontual, conforme a demanda do sistema, e a operação torna-se mais eficiente com a redução das limitações associadas à rigidez estrutural do sistema elétrico. Nesse contexto, a potência contratada no LRCAP deve estar disponível continuamente para acionamento pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), com possibilidade de ajuste rápido ao longo do dia, conforme as condições operacionais exigirem.

**A operação torna-se mais eficiente com a redução das limitações associadas à rigidez estrutural do sistema elétrico.**





## II. Histórico do LRCAP 2026

**2021** 

**A primeira edição do LRCAP, ocorrida em 2021**, teve como objetivo a contratação de potência elétrica e de energia associada à geração inflexível provenientes de empreendimentos de geração de energia elétrica novos ou existentes, a partir de termelétricas, acompanhada de emissão de autorização ou adequação de outorga já existente antes do leilão.

O certame anterior foi realizado em 21 de dezembro de 2021, no qual foram contratados 4.632,88 MW (quatro mil e seiscentos e trinta e dois inteiros e oitenta e oito centésimos megawatts), com deságio médio de 15,34% (quinze inteiros e trinta e quatro centésimos por cento). Seu fornecimento tem previsão de início para 1º de junho de 2026 e com prazo de suprimento de 15 anos.

Além disso, um total de 17 (dezessete) empreendimentos termelétricos movidos a gás natural, óleo combustível, óleo diesel e bagaço de cana de açúcar se sagraram vencedores do LRCAP 2021. Os empreendimentos são representados pelas seguintes empresas: Azulão Geração de Energia S.A.; Companhia Energética Candeias; Companhia Energética Potiguar; Delta Geração de Energia – Investimentos e Participações Ltda.; Gera Maranhão - Geradora de Energia do Maranhão S.A.; Linhares Geração S.A.; Parnaíba II Geração de Energia S.A.; Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; Portocem Geração de Energia S.A.; Termopernambuco S.A.; Termoelétrica Viana S.A.; Beta Produtora de Energia S.A.; e Usina Termelétrica Lençóis Paulista SPE S.A.

**2024** 

Seguidamente ao LRCAP 2021, em **07 de março de 2024**, o MME publicou a Portaria nº 774/2024, na qual foi divulgada, para Consulta Pública, a minuta de portaria normativa para a realização do novo LRCAP, cuja previsão era para agosto do mesmo ano.

**2025** 

Contudo, após as contribuições feitas na referida Consulta Pública, foi publicada, em **03 de janeiro de 2025**, a Portaria Normativa GM/MME nº 97/2025 que alterou algumas das diretrizes estabelecidas pela portaria anterior, bem como alterou a data prevista para o certame para 27 de junho de 2025.

No entanto, em 04 de abril de 2025, o MME publicou a revogação das portarias que tratavam das diretrizes do certame, bem como o cancelamento da realização do novo LRCAP em 2025. Tal decisão foi motivada por disputas judiciais entre os grupos envolvidos na realização do leilão.

Em síntese, a Eneva conseguiu, por meio de subsidiárias termelétricas, uma liminar suspendendo o "Fator A", um parâmetro do leilão ligado à flexibilidade da usina, ou seja, o tempo que ela demora para responder ao chamado do ONS, algo que tornaria menos competitivos os empreendimentos que têm maior tempo de acionamento. Esta liminar motivou questionamentos de outros grupos do setor elétrico. Nesse contexto, o MME optou por adiar novamente a realização do LRCAP para 2026.

## 2025

Em 22 de agosto de 2025, o MME publicou as Portarias MME nº 859/2025 e 860/2025, cujos objetivos foram de divulgar, para fins das Consultas Públicas nº 194/2025 e 195/2025 (publicadas posteriormente em 24 de outubro de 2025), as propostas de portarias normativas para a realização das duas etapas do LRCAP 2026. O período para contribuição em ambas as Consultas Públicas foi compreendido entre 22 de agosto de 2025 e 12 de novembro de 2025.

A Portaria Normativa nº 118/2025 disciplinou a participação de empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, novos e existentes, bem como de usinas a carvão mineral já em operação e projetos de ampliação de hidrelétricas, reunidos sob a denominação “Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP de 2026 – UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs”.

Por sua vez, a Portaria Normativa nº 119 abrangiu termelétricas existentes movidas a óleo combustível, óleo diesel e biodiesel, no âmbito do “Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP de 2026 – UTEs a Óleo e Biodiesel”. As usinas a biodiesel, inicialmente excluídas da fase de consulta pública, passaram a integrar o escopo do certame na versão final da regulamentação.

## 2026

Sendo assim, as duas etapas do LRCAP 2026 foram realizadas em **18 de março de 2026 e 20 de março de 2026**, respectivamente. O leilão era aguardado pelo setor, tendo em vista que o único nestes moldes no Brasil havia sido realizado em 2021, bem como as diversas tentativas de realização de novos certames desde 2024, que foram cancelados e resultaram em disputas judiciais.

O LRCAP 2026 também trouxe uma inovação positiva no âmbito contratual, tendo em vista que foi adotada uma estrutura contratual mais alinhada à operação do sistema de energia, em substituição a modelos mais rígidos, resultando assim em uma maior eficiência, melhor aproveitamento dos recursos disponíveis e economia a longo prazo. De forma geral, anteriormente, os contratos eram estruturados em base de energia com geração mínima obrigatória e elevados tempos de permanência ligados. Esses fatores induziam ao acionamento das usinas termelétricas, mesmo em situações em que havia a disponibilidade de fontes mais baratas, elevando o custo global do sistema.

Contudo, o modelo contratual apresentado no LRCAP 2026 corrigiu essa distorção ao contratar potência com requisitos de flexibilidade, permitindo que as usinas sejam acionadas apenas quando necessário. Essa mudança reduz custos operacionais, melhora a eficiência do acionamento das usinas termelétricas e aumenta a capacidade de integração de fontes renováveis.



### III. Resultados do LRCAP



Considerando a soma das duas etapas, o LRCAP de 2026 resultou na contratação de aproximadamente 19,5 GW de capacidade disponível. O impacto sobre a expansão da oferta de potência disponível no SIN foi relevante, na medida em que a parcela contratada é expressiva e representa quase 10% da capacidade atual do parque gerador, que conforme os dados apresentados pelo ONS é de 249.497 MW.

#### III.1. Primeira etapa (18 de março)

Na primeira etapa do certame, foram selecionadas 100 usinas, dentre 330 empreendimentos inscritos, totalizando cerca de 29.686 MW de potência instalada e 18.981 MW efetivamente contratados. Em suma, o valor apresentado de potência instalada corresponde a soma da capacidade nominal de todos os geradores dos empreendimentos, isto é, representa o máximo de energia que eles podem produzir se operassem com 100% de sua capacidade instantaneamente. Entretanto o valor representado pela potência efetivamente contratada equivale ao montante de potência que o gerador se compromete a disponibilizar para o SIN e que efetivamente é garantido pelo contrato assinado após a vitória no leilão.

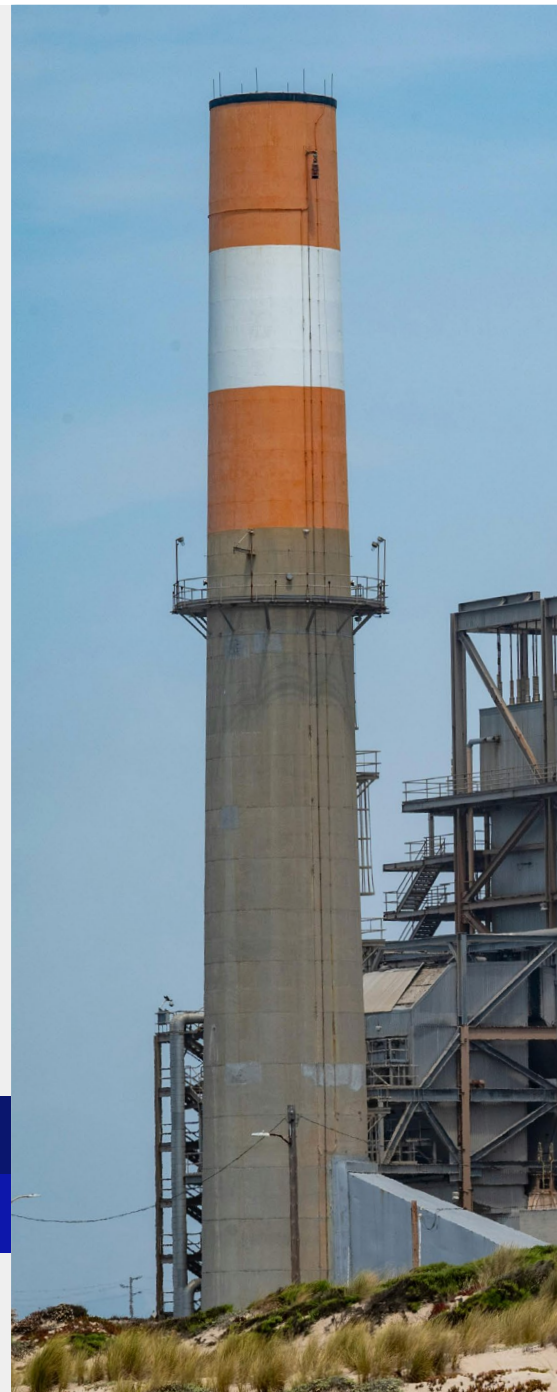
Nesta etapa do LRCAP 2026, aproximadamente 86% dos empreendimentos vencedores correspondem a usinas termelétricas, predominantemente a gás natural, enquanto o restante se distribui entre hidrelétricas e geração a carvão. A receita total associada aos contratos alcança cerca de R\$ 515,7 bilhões, com previsão de investimentos da ordem de R\$ 64 bilhões e economia estimada em R\$ 33,6 bilhões, com a totalização do deságio médio (diferença percentual entre o preço-teto estabelecido e o preço vencedor) em 5,5%.

Nesta etapa, foram negociados 8 produtos de potência elétrica, ou seja, o compromisso de entrega, pelos vencedores, em disponibilidade de potência elétrica, em *megawatts*. Conforme previsão no Edital do Leilão nº 2/2026-ANEEL, neste certame foram ofertados 2 (duas) modalidades de produtos de potência elétrica:

(i) Produtos de Potência Termelétrica (“POTT”); e

(ii) Produtos de Potência Hidrelétrica (“POTH”).

Considerando o total apresentado acima, 6 (seis) são POTT e os 2 (dois) restantes são POTH.



Tanto os POTT e POTH ofertados têm seus inícios e prazos de suprimento previstos no artigo 1.1 do Edital do Leilão nº 2/2026-ANEEL, conforme descrito abaixo. Além disso, também são apresentados abaixo os vencedores de cada um dos produtos leiloados.

#	Produtos de Potência Elétrica	Início do Prazo	Término do Prazo	Quantidade de Empreendimentos	Empresas Vencedoras
1	POTT 2026	01/08/2026	31/07/2036	10	Eneva S.A.; J&F Investimentos S.A.; Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; UTE Paulínia Verde S.A.; e UTE Norte Fluminense S.A.
2	POTT 2027	01/08/2027	31/07/2037	4	Companhia Energética do Jaraguá; Copel Geração e Transmissão S.A.; FDA Geração de Energia Elétrica S.A.; e UHE São Simão Energia S.A.
3	POTT 2028	01/10/2028	30/09/2038 para empreendimentos existentes 30/09/2043 para empreendimentos novos	51	UEG Araucária S.A.; Centrais Elétricas Paraibanas S.A. – EPASA; J&F Investimentos S.A.; Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; e demais vencedoras
4	POTT 2029	01/08/2028	31/07/2039 para empreendimentos existentes 31/07/2044 para empreendimentos novos	22	Origem Energia Pilar S.A.; Eneva S.A.; Termog SPE Ltda.; e demais vencedoras
5	POTT 2030	01/08/2030	31/07/2040 para empreendimentos existentes 31/07/2045 para empreendimentos novos	N/A	Não recebeu nenhuma negociação durante o leilão.
6	POTH 2030	01/08/2030	31/07/2045	4	Companhia Energética do Jaraguá; Copel Geração e Transmissão S.A.; FDA Geração de Energia Elétrica S.A. e UHE São Simão Energia S.A.
7	POTT 2031	01/08/2031	31/07/2041 para empreendimentos existentes 31/07/2046 para empreendimentos novos	8	Eneva S.A.; Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; Pecém II Geração de Energia S. A.; Itaqui Geração de Energia S.A.; e Usina Termelétrica de Lins S.A.
8	POTH 2031	01/08/2031	31/07/2046	1	Axia Energia Nordeste S.A.

### III.2. Segunda etapa (20 de março)

Na segunda etapa do LRCAP 2026, que abrangeu termelétricas existentes movidas a óleo combustível, óleo diesel e biodiesel, o preço médio registrado de R\$ 831.251,52 por MW/ano, correspondeu a um deságio de 50,14% em relação aos valores-teto estabelecidos. Um valor de deságio considerado alto e que com economia estimada de R\$ 1,83 bilhão frente aos valores iniciais. Um dos fatores que pode justificar este fato é a negociação de um volume de energia menor, com relação ao da primeira etapa, o que fez com que houvesse uma maior competição entre os empreendimentos participantes do leilão, resultando em uma maior quantidade de oferta e consequentemente um deságio médio maior.

Ainda, observa-se, que o elevado preço internacional do gás natural impactou a competitividade das usinas a gás, favorecendo a contratação de térmicas a óleo na etapa final. Considerando o custo operacional elevado para as usinas a gás, o preço-teto definido no Edital do Leilão nº 3/2026-ANEEL tornou-se pouco atrativo para novos projetos ou renovações de contratos a gás, favorecendo fontes com custos de capital inicial menores, mesmo que o custo do combustível seja alto. Consequentemente, usinas a óleo, incluindo carvão e diesel, apresentaram preços médios entre R\$ 800 e R\$ 900/MWh, em contraste com valores inferiores observados para hidrelétricas, entre R\$ 400 e R\$ 500/MWh, e para usinas a biometano, em torno de R\$ 300/MWh.

Ainda, nesta etapa, foram negociados três produtos de potência elétrica, sendo todos POTT. Seus inícios e prazos de suprimento estão previstos no artigo 1.1 do Edital do Leilão nº 3/2026-ANEEL, conforme descrito abaixo. Além disso, também são apresentados abaixo os vencedores de cada um dos produtos leiloados.

#	Produtos de Potência Elétrica	Início do Prazo	Término do Prazo	Quantidade de Empreendimentos	Empresas Vencedoras
1	POTT 2026	01/08/2026	31/07/2029	3	Companhia Energética Candeias; Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; e Usina Xavantes S.A.
2	POTT 2027	01/08/2027	31/07/2030	1	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
3	POTT 2030	01/08/2030	31/07/2040	2	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras; e Usina Xavantes S.A.

Dessa forma, diante dos dados das 2 etapas LRCAP 2026 apresentados acima, apesar de ter sido considerado histórico em termos de volume contratado, o deságio médio em relação ao preço-teto foi considerado baixo, principalmente quando observado a primeira etapa do certame.

Logo, o LRCAP 2026 foi recebido de forma mista pelo setor energético, com aspectos positivos, relacionados principalmente à segurança energética, mas também com aspectos negativos ligados ao custo para o consumidor e incertezas regulatórias, que serão tratados a seguir.

## IV. Suspensão pelo Tribunal de Contas da União



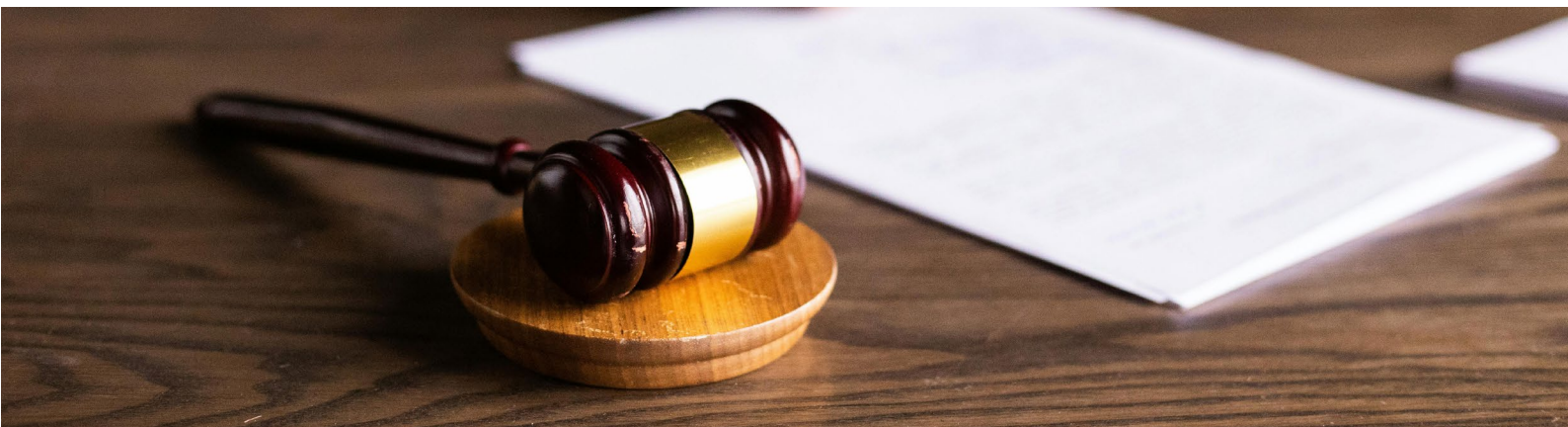
Em 19 de março de 2026, entre as duas fases do LRCAP 2026, o Ministério Público junto ao Tribunal de Contas da União (“MPTCU”) requereu a suspensão da segunda etapa do certame. O requerimento assinado pelo subprocurador-geral do MPTCU, Lucas Furtado, pedia que o leilão fosse adiado em 30 dias, para viabilizar a reavaliação técnica dos parâmetros da disputa.

Ainda, o órgão pediu a suspensão dos resultados na primeira etapa, realizada no dia anterior, para evitar a consolidação de contratações potencialmente ineficientes, tendo em vista que os preços-teto foram muito altos, resultando em um deságio médio baixo, haja vista que com os preços altos, os lances realizados pelas empresas vencedoras iriam ser bem próximos ao preço-teto. A avaliação feita pelo MPTCU é de que a primeira etapa evidenciou as fragilidades estruturais do modelo adotado no LRCAP, considerando que a composição dos projetos contratados foi inclinada fortemente para termelétricas e se concentrou em poucos grupos econômicos, como por exemplo, a Eneva, Petrobras e Âmbar Energia.

Considerando os fatos listados acima, o MPTCU solicitou que a Corte de Contas determinasse que o MME e a ANEEL revisem a metodologia de definição dos preços-teto, reavaliem as condições de competitividade do leilão e apresentem análise detalhada dos impactos tarifários e da eficiência sistêmica da contratação.

Na sequência, em 20 de março de 2026, o Ministro relator analisou um dos pedidos de suspensão apresentados no processo e decidiu não interromper o certame. Para fundamentar essa decisão, considerou o volume já contratado na primeira etapa do LRCAP 2026, próximo de 19 GW, bem como as informações técnicas sobre os preços-teto e o fato de que o cronograma ainda não havia se encerrado, com adjudicação e homologação previstas para maio de 2026. Com base nesses elementos, concluiu que o risco associado à suspensão superava, naquele momento, os fundamentos apresentados para a concessão da medida cautelar, razão pela qual rejeitou o pedido e determinou a continuidade das análises técnicas.

Dessa forma, tendo em vista a decisão apresentada acima, a segunda etapa ocorreu normalmente no dia 20 de março de 2026, na qual foram contratados aproximadamente 501 MW, com predominância de empreendimentos termelétricos movidos a óleo, especialmente diesel, elevando o volume total contratado.



## V. Recurso protocolado na ANEEL



Em 23 de março de 2026, ou seja, após a realização das 2 etapas do LRCAP 2026, a Âmbar Energia apresentou recurso na ANEEL pedindo a anulação dos resultados dos POTT 2026 e POTT 2027 que contrataram durante a primeira etapa do certame.

A empresa afirma que foi prejudicada por erro de classificação da UTE Araucária II e por bloqueio no sistema de lances da UTE Santa Cruz, ambas termelétricas. Conforme análise do referido recurso, a UTE Araucária II, empreendimento considerado como novo para a empresa, acabou sendo contratada como usina existente. Este fato resultou que o empreendimento fosse alocado em uma categoria com preço-teto mais baixo e prazo contratual menor.

Já com relação à UTE Santa Cruz, é importante destacar que o empreendimento possui uma parcela de ampliação que necessita da estrutura existente para funcionar. Sendo assim, a Âmbar Energia, durante o certame, tinha a estratégia de vender a potência da ampliação do empreendimento no POTT 2026 e a potência da estrutura original no POTT 2027. Contudo, após vencer a rodada referente ao POTT 2026, o sistema do leilão não permitiu a apresentação de lances com o mesmo empreendimento no POTT 2027.

Nesse contexto, a Âmbar solicita que os POTT 2026 e POTT 2027 sejam cancelados e que as rodadas sejam realizadas novamente, o que faria com que todos os vencedores tivessem que apresentar novas propostas. Ainda, caso o pedido não seja aceito, a empresa solicita que ela seja autorizada a não cumprir parte da contratação sem precisar pagar multa.

Até o momento, a ANEEL ainda não iniciou a análise do caso, contudo, o recurso aumenta o grau de incertezas no setor, que parecia superado após os sucessivos adiamentos e modificações de formato que antecederam o LRCAP 2026. Persistem, portanto, temores de uma relicitação ou demora na assinatura dos contratos, em face da necessidade de as vencedoras do certame acelerarem investimentos para o desenvolvimento das obras ou intervenções dentro do prazo, uma vez que as primeiras usinas novas têm previsão de entrega para outubro de 2028.





## VI. Impactos ao consumidor final e ao meio ambiente

O Instituto Nacional de Energia Limpa (“INEL”) chegou a protocolar um pedido de impugnação do LRCAP 2026 com fulcro na predominância de fontes não renováveis no certame. O Instituto apresentou ainda cálculos, nos quais são apontados possíveis impactos de R\$ 190 bilhões a R\$ 510 bilhões aos consumidores em 10 anos. O requerimento foi negado pela ANEEL.

Ainda, o Instituto Internacional Arayara (“IIA”), que atua em litigância climática e ambiental, criticou a prioridade dada às usinas movidas a combustíveis fósseis e ressaltou que na lista dos 100 empreendimentos vencedores da primeira etapa do LRCAP 2026, apenas 5 são hidrelétricas. As outras 90 são termelétricas a gás natural, 3 a carvão mineral e 2 a biogás.

O IIA também afirma que as usinas a carvão não possuem a flexibilidade necessária para cumprir a função de garantir energia em momentos de pico de demanda, especialmente no início da noite. O argumento é baseado por meio de dados do ONS indicam que o tempo de acionamento dessas usinas pode demorar até 8 horas.

Em contrapartida, Alexandre Silveira, o Ministro de Minas e Energia, afirmou acreditar que o LRCAP 2026 será um dos últimos certames de energia não renovável.

**O LRCAP 2026  
será um dos  
últimos certames  
de energia não  
renovável.**

## VII. Conclusão

Apesar dos avanços observados, é importante destacar que o cenário apresentado após a realização do LRCAP 2026, ao mesmo tempo em que reforça a confiabilidade do sistema, implica a elevação do custo médio da geração térmica, em razão da maior dependência de combustíveis alternativos. Soma-se a isso a sensibilidade a fatores logísticos, uma vez que eventuais bloqueios ou limitações operacionais, como interrupções no transporte marítimo, podem pressionar os custos de usinas movidas a combustíveis líquidos importados. Prevalecerá a predominância de usinas a carvão e a óleo, enquanto permanecer a ineficiência no atendimento imediato às necessidades do sistema e a insuficiência da estocagem do próprio gás natural em um mercado de preço elevado.

Ademais, conforme mencionado anteriormente, é possível analisar que os resultados do LRCAP 2026 foram recebidos de forma mista pelo setor. Embora haja avaliações otimistas, principalmente com relação à segurança energética, existem também pontos negativos, tendo em vista o possível impacto do leilão no preço final da energia e as inseguranças jurídicas apresentadas em momentos que antecederam o LRCAP 2026 e após sua realização. Por mais que o montante de potência contratado seja suficiente para evitar problemas físicos de entrega, permanecem os riscos de aumento nos custos de produção, que podem ser repassados ao consumidor final.

A predominância dos projetos termelétricos a gás contribuiu para que o certame se configurasse como o maior leilão térmico já realizado no país, evidenciando a limitada disponibilidade de alternativas de oferta no sistema elétrico. Apesar do volume expressivo, nota-se um nível reduzido de competição, tendo em vista que apenas cerca de 12% dos projetos cadastrados foram efetivamente contratados. Este cenário influenciou diretamente o deságio médio baixo apresentado na primeira etapa do LRCAP 2026. A concentração de um volume alto de energia negociado na primeira etapa resultou em uma quantidade menor de disputa e, conseqüentemente, reduziu o deságio.



O encerramento do LRCAP de 2026 indica uma possível mudança no cenário de insegurança energética no país, respondendo a uma expectativa já existente no setor por maior previsibilidade no suprimento. Nesse sentido, a configuração observada no certame contribui não apenas para mitigar desafios atuais, como eventuais interrupções no fornecimento de gás natural, mas também para conferir maior previsibilidade e preparo diante de possíveis restrições futuras, como interferências em rotas de GNL.

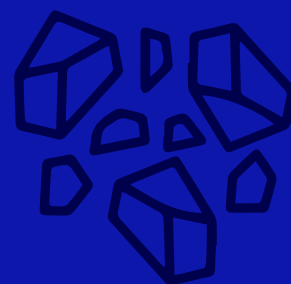
Diante de todo o exposto acima, apesar do LRCAP ter sido realizado conforme o cronograma previsto e sem suspensão até o momento, a continuidade das discussões no âmbito do TCU e o recurso apresentado pela Âmbar perante a ANEEL mantém um ambiente de incerteza regulatória relevante.

A soma desses fatores gera insegurança jurídica para os agentes vencedores, que já iniciaram a estruturação de seus projetos com base nos resultados do certame, incluindo decisões de investimento, contratação de financiamento e planejamento de implantação. Eventuais revisões ou questionamentos posteriores acerca dos parâmetros do leilão podem impactar a previsibilidade regulatória e a estabilidade das condições originalmente estabelecidas, com potenciais reflexos sobre a execução dos empreendimentos contratados.



# Minerais críticos e **terras raras**

Perspectivas e desafios



Os minerais críticos se tornaram um dos principais eixos da geopolítica energética global. A corrida para garantir acesso a esses recursos atualmente é tão estratégica quanto o controle sobre rotas de petróleo foi nas décadas anteriores.

As discussões, porém, não se concentram sobre os países que detêm as reservas, mas sobre quem controla o processamento e o refino, etapa em que a China detém uma concentração sem precedentes. A Agência Internacional de Energia (AIE) revelou em seu *Outlook* de 2025<sup>1</sup> que a China é a principal refinadora de 19 dos 20 minerais estratégicos monitorados, com participação média de 70% no mercado global.

O Brasil ocupa uma posição singular nesse cenário, dado que é o detentor da segunda maior reserva mundial de terras raras e líder em nióbio. Nesse contexto, o país passa a ser visto como um alvo estratégico por investidores de Estados Unidos, Canadá, França e Austrália, apesar de ainda enfrentar desafios relevantes para transformar reservas em produção industrial e valor agregado.

**O Brasil ocupa uma posição singular nesse cenário, dado que é o detentor da segunda maior reserva mundial de terras raras e líder em nióbio.**

<sup>1</sup> Fonte 





## I. Definições e relevância

The Energy Act of 2020 define “mineral crítico” como:

(i) qualquer mineral, elemento, substância ou material não combustível que apresente alto risco em caso de interrupção na cadeia produtiva; e

(ii) desempenhe função essencial em uma ou mais tecnologias energéticas, incluindo tecnologias que produzem, transmitem, armazenam e conservam energia.

As terras raras fazem parte do grupo dos minerais críticos, sendo a porção mais emblemática desse conjunto: 17 metais<sup>2</sup> cujas propriedades magnéticas, ópticas e catalíticas únicas os tornam insubstituíveis em uma série de aplicações avançadas.

Esses metais são essenciais para diversas tecnologias e figuram no coração da transição energética. A sua utilização se dá nas mais diversas esferas, por exemplo:

<b>Tecnologia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>São fundamentais para a construção de <i>data centers</i> que sustentam a infraestrutura de inteligência artificial, a fabricação de <i>smartphones</i>, telas de televisão etc.;</li> </ul>
<b>Energia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fabricação de ímãs permanentes que sustentam tecnologias renováveis, como veículos elétricos e turbinas eólicas;</li> <li>Equipamentos militares, como sistemas de mísseis guiados e caças F-35;</li> <li>O cobre e o alumínio são a espinha dorsal das redes elétricas;</li> <li>Índio, telúrio e selênio entram na produção de painéis solares de última geração.</li> </ul>

A diversidade de aplicações explica por que governos e empresas tratam esse tema com urgência crescente. Uma interrupção no fornecimento de terras raras pesadas poderia interromper completamente cadeias produtivas primordiais para o sistema econômico e produtivo global e criar gargalos nos sistemas de defesa de múltiplos países simultaneamente. Não é exagero dizer que, atualmente, quem controla esses minerais tem poder de influência equivalente ao que o petróleo conferiu aos países do Oriente Médio no século passado.

2

Escândio (Sc)	Promécio (Pm)	Hólmio (Ho)
Ítrio (Y)	Samário (Sm)	Érbio (Er)
Lantânio (La)	Európio (Eu)	Túlio (Tm)
Cério (Ce)	Gadolínio (Gd)	Itérbio (Yb)
Praseodímio (Pr)	Térbio (Tb)	Lutécio (Lu)
Neodímio (Nd)	Disprósio (Dy)	



## II. O problema da cadeia de produção e escoamento



O termo “raras” não se refere à escassez desses minerais, mas à dificuldade de exploração, refino e processamento, que são altamente custosos.

As reservas globais estimadas são de cerca de 110 milhões de toneladas, sendo que a China concentra aproximadamente 44 milhões, e o Brasil 21 milhões, sendo a primeira e a segunda maiores reservas, respectivamente. Porém, mais de 60% das terras raras do mundo são extraídas na China, que também é responsável por processar mais de 90% delas. Como pode-se observar, o problema é estrutural: concentração extrema de capacidade de refino e processamento em um único país, a China.

**Reservas  
globais  
estimadas**

**110**  
milhões de  
toneladas



**China** 1ª maior reserva

**44** milhões de  
toneladas



**Brasil** 2ª maior reserva

**21** milhões de  
toneladas

A participação da China no refino dos principais minerais críticos cresceu nos últimos anos. Esse modelo é resultado de décadas de política industrial deliberada, dado que o país construiu uma cadeia verticalizada de extração, refino e manufatura que não tem paralelo em nenhuma outra *commodity*. A AIE alertou que, com as políticas e tendências de investimento atuais, a concentração deve recuar apenas marginalmente ao longo da próxima década.

Nas últimas duas décadas, os esforços para se estabelecer cadeias produtivas domésticas ganharam força, especialmente nos Estados Unidos. A antiga mina de terras raras mais importante do mundo, *Mountain Pass*, na Califórnia, foi fechada em 2002 devido à sua ineficiência diante da concorrência chinesa, mas retomou suas operações em 2017. No entanto, até hoje, os Estados Unidos não possuem capacidade para processar, em escala industrial, os minerais extraídos em *Mountain Pass* e transformá-los em produtos acabados, precisando enviá-los ao exterior para refino e processamento.

**O termo “raras” não se refere à escassez desses minerais, mas à dificuldade de exploração, refino e processamento, que são altamente custosos.**

As refinarias, fábricas de ímãs e demais estruturas necessárias ainda estão em construção. Assim, produtos intermediários são enviados para a China e depois reimportados, por exemplo, já na forma de ímãs. A China também garante seu acesso a minerais críticos no exterior investindo em empresas especializadas nesses recursos. Como consequência, os chineses não apenas têm sido, há anos, os maiores produtores de terras raras do mundo, mas também os maiores importadores.

O resultado é uma estrutura de vulnerabilidade múltipla. Os Estados Unidos importam cerca de 80% de seu suprimento de terras raras da China. A União Europeia depende de insumos chineses para aproximadamente 98% de suas necessidades nessa categoria. Em muitos casos, mesmo quando a mineração ocorre em outros países, os concentrados são enviados à China para refino e depois reimportados na forma de produtos acabados ou componentes.

Um paralelo instrutivo pode ser traçado com a trajetória do setor petrolífero brasileiro. Por décadas, o Brasil, apesar de ser considerado autossuficiente em petróleo, precisou importar óleo refinado porque suas refinarias não tinham capacidade de processar o petróleo pesado do pré-sal. O descasamento entre a produção e a capacidade de transformação industrial criou uma dependência estrutural. A dinâmica com as terras raras é análoga, com a agravante de que a concentração está em um único país, não distribuída em um mercado global.



### III. O papel da geopolítica

Se a concentração chinesa já era um fato reconhecido nas discussões de infraestrutura global, o que mudou recentemente foi a disposição da China em usar esse poder de forma explícita. Em abril de 2025, Pequim introduziu controles de exportação sobre sete elementos<sup>3</sup> de terras raras pesadas. Em outubro do mesmo ano, o [Ministério do Comércio](#) chinês ampliou essas restrições para incluir compostos, metais, equipamentos e tecnologias relacionadas<sup>4</sup>. A partir de dezembro de 2025, as novas regras passaram a abranger até produtos fabricados fora da China que contenham materiais ou utilizem tecnologias chinesas<sup>5</sup>, nos termos do Regulamento sobre o Controle de Exportações de Itens de Dupla Utilização.

<sup>3</sup> Samário (Sm), Gadolínio (Gd), Térbio (Tb), Disprósio (Dy), Lutécio (Lu), Escândio (Sc), Ítrio (Y).  
**Announcement No. 18-2025**

Fonte

**Confira** Ministério do Comércio Chinês

Link

<sup>4</sup> Announcement No. 55, 56, 57, 61 e 62

Fonte

<sup>5</sup> Fonte

<sup>6</sup> Fonte



Como resposta às medidas do governo chinês, algumas fábricas automotivas ao redor do mundo foram forçadas a reduzir a utilização de suas linhas de produção ou interromper operações temporariamente logo após os primeiros controles de abril. A AIE descreveu 2025 como um "ponto de inflexão" na segurança das cadeias de suprimento de minerais críticos — o momento em que os riscos deixaram de ser teóricos e se tornaram reais.

A resposta ocidental tem se organizado em torno de acordos bilaterais e plurilaterais de diversificação de oferta. Em março de 2026, Estados Unidos e Japão anunciaram um plano de ação conjunto para minerais críticos, com o objetivo explícito de reduzir a dependência da China. O documento prevê o desenvolvimento de uma iniciativa plurilateral com mecanismos de preço-piso, que consiste num instrumento que busca proteger o investimento em novas fontes de produção, tornando-as economicamente viáveis mesmo diante de uma eventual superprodução chinesa a preços artificialmente deprimidos.

Em março de 2026, Washington reuniu representantes de 54 nações, inclusive o Brasil, para avançar em uma abordagem coordenada de segurança de cadeias de suprimento. Argentina, Guiné, Marrocos, Peru, Filipinas, Emirados Árabes Unidos e Uzbequistão assinaram memorandos de entendimento ou acordos de estrutura para ingressar na aliança de minerais críticos. Os EUA anunciaram investimentos de US\$ 565 milhões para extração de terras raras leves e pesadas no Brasil.

Paralelamente, países aliados mobilizaram suas agências de financiamento. O Canadá, a França, a Austrália e os Estados Unidos têm disponibilizado crédito público para projetos em jurisdições consideradas estratégicas, incluindo o Brasil. A lógica é clara: diante da incapacidade de competir com a China em prazo curto na capacidade de refino, o Ocidente aposta em garantir o acesso físico às jazidas e construir gradualmente uma cadeia paralela de processamento.

A diversificação da oferta, contudo, tem limites estruturais, por exemplo, a AIE reconhece que, mesmo com as políticas e investimentos em curso, a participação dos três maiores fornecedores dos principais minerais críticos deve recuar apenas marginalmente ao longo da próxima década; a separação de terras raras magnéticas permanece sendo um enorme gargalo tecnológico, razão pela qual a China ainda deve deter cerca de 80% do refino de terras raras magnéticas em 2035, devido à sua infraestrutura já amortizada e *know-how* químico acumulado.

Refinar terras raras é tecnicamente complexo, ambientalmente sensível e requer escala industrial para ser economicamente viável, condições que levam anos, e não meses, para serem estabelecidas.





## IV. O papel do Brasil no cenário global

O Brasil detém a segunda maior reserva mundial de terras raras e é o maior produtor e exportador mundial de nióbio, respondendo por aproximadamente 80% da oferta global por meio da Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração ("CBMM"). Além disso, figura entre os principais detentores de reservas de grafite, lítio, manganês, bauxita e níquel, todos minerais essenciais para a fabricação de baterias, painéis solares, aerogeradores e motores elétricos.

A matriz energética brasileira, diversificada entre hidrelétricas, biomassa, eólica e solar, é uma das mais renováveis do mundo, aspecto cada vez mais valorizado por investidores que consideram critérios ambientais, sociais e de governança ("ESG") em suas decisões de alocação.

De acordo com a Constituição Federal de 1988, os recursos minerais, inclusive os do subsolo, constituem propriedade distinta da do solo e pertencem à União (Art. 20, IX), a quem também compete privativamente legislar sobre jazidas, minas, outros recursos minerais e metalurgia (Art. 22, XII).

O Ministério de Minas e Energia ("MME") é responsável pela formulação de políticas públicas e diretrizes para o setor mineral, enquanto a Agência Nacional de Mineração ("ANM") é a entidade reguladora, que é responsável por gerir os títulos minerários, fiscalizar a pesquisa e a lavra, além de arrecadar a CFEM (Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais).

Ainda, o Serviço Geológico do Brasil ("CPRM") atua no mapeamento geológico e na identificação de áreas com potencial para terras raras, fornecendo a base técnica para o setor. A Comissão Nacional de Energia Nuclear ("CNEN"), por sua vez, devido à frequente associação de terras raras com minerais radioativos (como tório e urânio), atua na regulação e fiscalização do manejo desses elementos para garantir a segurança radiológica.

O interesse estratégico internacional já se materializa em projetos concretos. Em Goiás, a Serra Verde recebeu um financiamento de até US\$ 565 milhões do DFC (*U.S. International Development Finance Corporation*), braço de fomento do governo americano. O acordo, que inclui uma opção de participação acionária para os EUA, foi um marco na aproximação bilateral em minerais críticos.



Em Minas Gerais, o Projeto Colossus, da australiana *Viridis Mining & Minerals*, concentra depósitos de argilas iônicas ricos em neodímio, praseodímio, térbio e disprósio, os chamados ímãs magnéticos do futuro. O projeto recebeu cartas de apoio a financiamento da *Export Development Canada* (até US\$ 100 milhões) e da *Bpifrance Assurance Export* (via programa de Garantia de Empréstimo Estratégico), além do *Export Finance Australia* (até US\$ 50 milhões). A estratégia da *Viridis* é construir um centro de processamento sem nenhum insumo ou tecnologia de origem chinesa, o que demonstra a clara sinalização do objetivo de atender à demanda ocidental por cadeias de suprimento verificáveis e independentes.

O Projeto Araxá (MG), da australiana *St George Mining*, com foco na mineração das terras raras magnéticas e o nióbio, aproveitará a infraestrutura da CBMM e da *Mosaic* (gigante de fertilizantes) e a geologia amplamente conhecida da região. É esperado que o EBITDA se aproxime dos US\$ 130 milhões por ano com margens superiores a 60%, segundo estimativas da própria empresa. As ações da companhia acumularam alta de cerca de 390% em 2025.

Também em Minas Gerais, o Projeto Caldeira, da *Meteoric Resources*, é considerado um dos maiores e mais avançados projetos de terras raras em argilas de adsorção iônica do mundo, com carta de interesse de financiamento do *EXIM Bank* americano de até US\$ 250 milhões. No Piauí, a canadense *Origen Resources* assinou uma carta de intenções para adquirir um projeto de terras raras em dois blocos que somam cerca de 4 mil hectares, com potencial para a formação de um distrito minerário no Nordeste.



## V. Desafios

Apesar do portfólio excepcional, em 2024, o Brasil produziu apenas 20 toneladas de terras raras, isto é, menos de 1% da produção mundial, que foi de 390 mil toneladas. O país não figura entre os dez maiores produtores do setor, apesar de deter a segunda maior reserva global.

As razões são múltiplas. Pode-se citar, dentre outras:

- (i) o conhecimento geológico detalhado de parte das jazidas ainda é limitado;
- (ii) a cadeia de processamento e refino praticamente não existe em escala industrial no território nacional, o que significa que, mesmo quando a extração avançar, será necessário construir do zero a capacidade de transformar minério bruto em produtos com valor agregado;
- (iii) o marco regulatório específico para minerais críticos ainda tramita no Congresso, e a Agência Nacional de Mineração ("ANM") não dispõe de regulação setorial dedicada ao tema;
- (iv) o licenciamento ambiental envolve prazos que podem se estender por anos em projetos complexos.



## VI. Perspectivas futuras




As projeções de demanda para minerais críticos apontam consistentemente para crescimento expressivo ao longo das próximas décadas. A transição energética global é fundamentalmente dependente de um estoque crescente de minerais específicos, dada a exigência da substituição de motores de combustão interna por motores elétricos, de redes de transmissão de baixa eficiência por redes inteligentes, e de usinas termelétricas por fontes renováveis.

O paradoxo atual é que os mercados estão, no curto prazo, relativamente bem abastecidos, dado que os preços de vários minerais caíram significativamente entre 2022 e 2024, em parte pela expansão acelerada de oferta liderada pela China. Ocorre que o subinvestimento em novos projetos de mineração e refino fora da China, combinado com a pressão crescente da demanda, cria as condições para um desequilíbrio severo no médio prazo.

Projetos de mineração tipicamente levam de 10 a 15 anos entre a descoberta e a produção em escala industrial. Isso significa que os investimentos que precisam ser feitos hoje para garantir o suprimento nos anos 2030 já deveriam estar em curso, e em muitos casos, ainda não estão.

Nesse contexto, a segurança energética e a segurança mineral se fundem em uma única agenda. Países que não garantirem acesso a fontes diversificadas e confiáveis de minerais críticos enfrentarão gargalos que podem comprometer tanto suas metas climáticas quanto sua autonomia industrial e de defesa.

Para o Brasil, a janela de oportunidade é real, mas tem prazo. O interesse internacional pelos ativos minerais brasileiros é elevado hoje porque a escassez de alternativas confiáveis à China é alta. À medida que outros países ampliem sua própria capacidade de extração e refino, a concorrência por capital e por contratos de *offtake* se intensificará. Capturar essa demanda requer velocidade na construção de um ambiente regulatório claro, investimento em conhecimento geológico e capacidade tecnológica, e uma estratégia clara sobre quais etapas da cadeia de valor o Brasil quer e pode desenvolver internamente.



**Projetos de mineração tipicamente levam de 10 a 15 anos entre a descoberta e a produção em escala industrial.**



## VII. Conclusão

A questão dos minerais críticos é uma realidade estrutural da transição energética e da competição tecnológica do século XXI. A crise de suprimento que começou a se materializar em 2025, com os controles de exportação chineses e seus efeitos em cadeias industriais globais, foi um alerta que nenhum governo ou empresa pode mais ignorar.

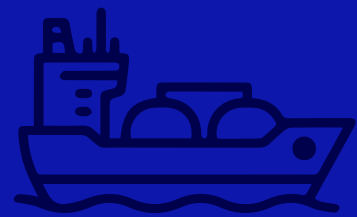
Para investidores, o tema representa uma gama de oportunidades: demanda crescente e estrutural, concentração de oferta que pressiona preços em cenários de tensão, e mobilização sem precedentes de capital público e privado para financiar projetos em jurisdições confiáveis.

A diferença entre as reservas e a capacidade de produção, a ausência de indústria de refino em escala, os obstáculos regulatórios e a complexidade do licenciamento ambiental são barreiras concretas. Essas barreiras, porém, estão sendo cada vez mais pautadas nas políticas públicas e visadas por investidores privados internacionais.



# *Shipping offshore*

Em cenário de guerra





## I. Contextualização e o aumento do valor do petróleo

O conflito no Oriente Médio, iniciado na madrugada de 28 de fevereiro de 2026, tem afetado o transporte marítimo em geral, em especial o de petróleo e gás, redesenhando as relações contratuais e impulsionando a alta dos preços globais da energia. Considerando a crescente possibilidade de bloqueios em rotas estratégicas para o transporte de petróleo e os danos a embarcações e à infraestrutura da região, o cenário de guerra se traduz em entraves severos ao transporte de hidrocarbonetos.

O principal estrangulamento logístico foi o fechamento seletivo do Estreito de Ormuz pelo Irã, cujo trecho concentra o trânsito de aproximadamente 25% do consumo mundial de barris de petróleo e 20% do transporte mundial de gás natural liquefeito (“GNL”), principalmente exportado do Catar.

Uma segunda rota sensível é a que inclui o Estreito de Bab el-Mandeb, por onde passa cerca de 10 a 12% do comércio marítimo mundial de hidrocarbonetos. Com as tensões crescentes em torno do Estreito de Ormuz, há temores que o movimento Houthi do Iêmen bloqueie o Estreito Bab el-Mandeb, o que agravaria ainda mais os impactos no transporte marítimo, nos mercados de energia e nas cadeias de abastecimento globais.

Devido ao confronto armado, houve aumento significativo do risco na navegação em uma das rotas de transporte de hidrocarbonetos e cargas mais importantes do comércio marítimo global, com danos a pelo menos 16 embarcações e algumas mortes, e, por consequência, em todas as rotas marítimas internacionais. Este cenário resultou na elevação imediata dos custos de frete, seguro e operações logísticas, pressionando as margens do setor.

Rotas entre a China e Jebel Ali, em Dubai, têm enfrentado aumentos médios de mais de 270% nas taxas spot em comparação com fevereiro. E até mesmo rotas distantes entre a China e os Estados Unidos pelo Oceano Pacífico, consequentemente não afetadas diretamente pelo conflito, têm sofrido um aumento de 37% nas taxas spot<sup>1</sup>.

A Hapag-Lloyd, por exemplo, reportou custos adicionais de US\$ 50 a 60 milhões por semana<sup>2</sup>, e que deverão ser repassados aos seus clientes, ainda que parcialmente.

<sup>1</sup>Fonte

<sup>2</sup>Fonte

<sup>3</sup>Fonte

O preço spot para cargas do *brent crude oil* chegou a superar US\$ 124 por barril em 8 de abril após a tentativa fracassada de acordo entre Estados Unidos e Irã<sup>3</sup> anunciada no dia anterior.





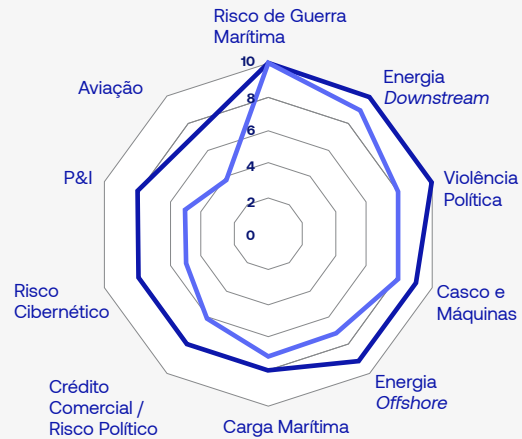
## II. Impactos contratuais e mecanismos de mitigação

No contexto do conflito, as seguradoras e as empresas que realizam o transporte marítimo de hidrocarbonetos devem reavaliar minuciosamente os termos contratuais existentes em busca de proteções jurídicas.

Para aqueles navios passando pelo Estreito de Ormuz, o prêmio do seguro *war risk* saltou de 0,25% para 3% do valor do navio, ou seja, um *oil tanker/LNG Carrier* que custa US\$ 250 milhões, aproximadamente, passou a pagar prêmios de US\$ 7,5 milhões ao invés de US\$ 675 mil. Este impacto no prêmio pode resultar em um encarecimento do frete de uma embarcação petroleira em mais de US\$ 200 mil por viagem.

A análise divulgada pela consultoria global de resseguros Howden Re demonstrou que os impactos têm causado estresse severo no mercado, com aumentos elevados nos prêmios de seguros de guerra, cancelamentos em massa de apólices e migração de planos para coberturas por viagem<sup>4</sup>.

### Índice de severidade por linha de seguro



a partir de 12 de março (dia 13)

a partir de 23 de março (dia 24)

<sup>4</sup> Confira o relatório HowdenRe, de 26/03/2026.

Link



### O conflito está gerando estresse severo a extremo em múltiplas frentes

Linha de Negócio	Grau de Impacto	Principais Fatores Determinantes
Risco de Guerra Marítima	Extremo	Cancelamentos em larga escala e elevação de prêmios superiores a 1.000%
Casco e Máquinas (Marítimo)	Severo	Perdas materiais de embarcações e aumento de prêmios adicionais (AP) na faixa de 25% a 50% ou mais
Carga Marítima (energia/granel)	Severo	Precificação individualizada por viagem e aumento de custos decorrentes de redirecionamento de rotas
P&I / Responsabilidade Civil Marítima	Elevado	Ocorrência de baixas de tripulação, risco de poluição e cancelamento de coberturas não mutualistas
Energia – Downstream (refino/GNL)	Severo	Ataques diretos à infraestrutura e perdas por interrupção de negócios (BI)
Energia – Offshore	Elevado	Supressão ou impossibilidade de precificação de extensões de cobertura para risco de guerra
Violência Política / SRCC (greves, tumultos e comoção civil)	Severo	Demanda sem precedentes, com múltiplos significativamente superiores aos preços históricos
Crédito Comercial / Cadeia de Suprimentos	Elevado	Disrupções portuárias, necessidade de redirecionamento logístico e inadimplimento em cartas de crédito
Crédito e Risco Político	Elevado	Agravamento do risco em cenários de disrupção prolongada, com potencial de gerar interrupções comerciais duradouras
Risco Cibernético	Elevado	Ataques cibernéticos associados a Estados, como desdobramento do conflito
Aviação	Elevado	Fechamento de espaço aéreo e risco associado a ataques com mísseis

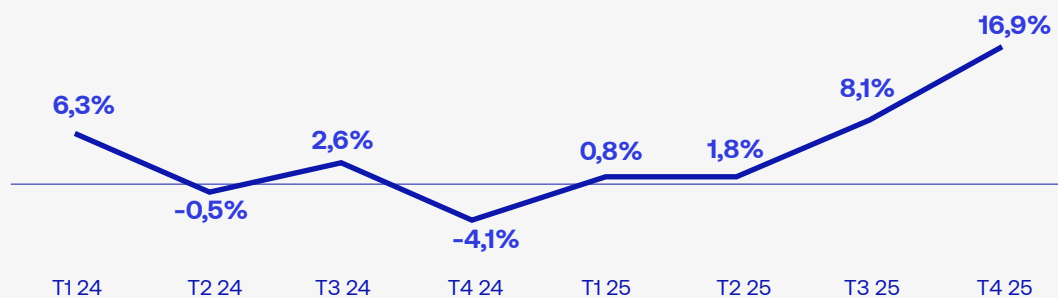
Devido à situação extrema da atual logística do Estreito de Ormuz, algumas empresas de transporte marítimo já pagaram prêmios por um trajeto no Golfo Pérsico que correspondem a quase 10 vezes os “rates” cobrados antes do início do conflito no Oriente Médio.

A análise da Howden Re sintetizou os movimentos nos prêmios de *war risk* e no frete, demonstrando os aumentos que vêm impactando o setor:

### Movimentos no prêmio de risco de guerra

Tipo de Cobertura	Taxa Pré-Conflito	Taxa Atual (Março de 2026)	Varição
Risco de Guerra (% do valor da embarcação, trânsito)	~0,10–0,125%	2–3%	+1.000–2.400%
Prêmio de Risco de Guerra (viagens no pior cenário possível)	~US\$ 250.000 por viagem (navio de US\$ 100 milhões)	~US\$ 375.000 a US\$ 3 milhões por viagem	+50% a mais de 1.000%
Risco de Guerra sobre Carga (energia e commodities a granel)	Disponível a taxas padrão	Contratação exclusivamente por viagem (case-by-case)	Aumento expressivo
Cobertura de Violência Política	Padrão	Múltiplos significativamente superiores aos níveis pré-conflito	>200–500%

### Variação anual da taxa ajustada ao risco para eventos de quebra de cobertura de guerra



Em resposta aos riscos crescentes, algumas empresas de transporte marítimo têm ajustado suas rotas, suspendendo muitas viagens pelo corredor do Mar Vermelho e passando a contornar o Cabo da Boa Esperança. Esse desvio aumenta em 12 a 15 dias o tempo de trânsito entre Ásia e Europa, o que resulta em um impacto significativo no custo do combustível e nos prazos de entrega.

As empresas também têm adotado um sistema de “ponte terrestre” para transportar determinadas cargas marítimas para o Golfo Pérsico, utilizando os portos de Jeddah, Salalah e Sohar, e Khor Fakkan, na Arábia Saudita, Omã e Emirados Árabes Unidos, respectivamente.

Alguns contratos de venda de petróleo e GNL foram afetados pela aplicação das cláusulas de força maior. Em 4 de março de 2026, a QatarEnergy, que responde por cerca de 20% do suprimento global de GNL, declarou força maior em todos os embarques de GNL após ataques às suas instalações e o bloqueio seletivo do Estreito de Ormuz.

Em consonância, atrasos e reprogramações de embarque de cargas de petróleo e GNL podem frustrar prazos contratuais fixos ou condições de cartas de crédito incorporadas em contratos de *trading de commodities*. Esses fatores pressionam os elos da cadeia de abastecimento a renegociar termos comerciais em meio às incertezas que permeiam o cenário atual.

Para mitigar esses riscos, os contratos devem prever como eventos de força maior “atos de guerra”, “hostilidades” e “bloqueios” e expressões semelhantes, além de definir os efeitos decorrentes do respectivo evento como suspensão das obrigações, extensão de prazo contratual e rescisão.

Cabe mencionar que o artigo 393 do Código Civil Brasileiro estabelece que a força maior é um evento imprevisível, inevitável e irresistível, como desastres naturais que impedem o cumprimento de uma obrigação. A ocorrência de um evento de força maior exclui a responsabilidade do devedor da obrigação cujo cumprimento foi afetado pelo evento de força maior, desde que ele não tenha assumido esse risco nem esteja em mora.

Uma das soluções encontradas por algumas empresas de transporte marítimo é a implementação do chamado *War Risk Surcharge*, uma espécie de “sobretaxa” de risco de guerra. A Hapag-Lloyd, por exemplo, tem aplicado um *War Risk Surcharge* de US\$ 1.500 a US\$ 3.500 por container. A Maersk vem praticando um *surcharge* entre US\$ 1.500 e US\$ 3.000 por container<sup>5</sup>. A CMA CGM, por sua vez, cobra US\$ 2.000 a US\$ 4.000 por container<sup>6</sup>. Enquanto isso, algumas reservas para transporte seguem fechadas.

A aplicação do *War Risk Surcharge* surge justamente para custear o aumento nos prêmios dos seguros de risco de guerra. Alguns países, como a Índia, por exemplo, vêm considerando o oferecimento de garantias soberanas para financiar os aumentos de risco e de preços.



<sup>5</sup> Fonte 

<sup>6</sup> Fonte 

Recomenda-se, também, a adição de cláusulas de risco de guerra, como por exemplo as BIMCO VOYWAR e CONWARTIME. Tais disposições viabilizam que o armador possa recusar ordens de viagem ou proceder à alteração unilateral do porto de destino originalmente pactuado, caso a zona de operação venha a ser caracterizada como área de risco. Essa medida visa resguardar a segurança da tripulação e do navio, mitigando responsabilidades por eventuais desvios de rota necessários diante de ameaças externas.

As seguradoras marítimas poderão negociar apólices de risco de guerra para casco e carga, inclusive estendendo a cobertura geográfica e o cumprimento de exigências contratuais mínimas. As seguradoras também poderão pactuar a obrigação de notificar o segurado quanto às alterações de zonas proibidas e definir como as partes alocarão as responsabilidades decorrentes de custos extraordinários de seguro adicional.

Uma outra alternativa de proteção jurídica é a cláusula Himalaya (*Himalaya clause*), que estende as limitações de responsabilidade civil conferidas ao transportador a seus prepostos, agentes, subcontratados e operadores portuários. Na prática, isso significa que um eventual dano à carga ou à embarcação, resultante de atos de terceiros envolvidos na operação, como um ataque originado do conflito no Oriente Médio, estará sujeito aos limites de responsabilidade estipulados no contrato principal.

Sob a ótica do segurado, torna-se fundamental atentar para a redação das apólices de seguros para que contemplem todos, ou ao máximo possível, os riscos de guerra, especialmente para cobrir conflitos simultâneos e multijurisdicionais. Do ponto de vista das seguradoras e resseguradoras, podemos esperar excludentes e limitações maiores.

**A aplicação do War Risk Surcharge surge justamente para custear o aumento nos prêmios dos seguros de risco de guerra.**





### III. Conclusão

Os impactos do conflito, por óbvio, não ficam restritos à atividade de transporte marítimo de hidrocarbonetos e se estendem para toda forma de transporte marítimo que utilize a rota afetada, criando um evento permanente de recálculo de preço de *Marine War Risk*.

As restrições no Estreito de Ormuz, ainda que seletivas, aliadas ao aumento dos riscos operacionais e logísticos, contribuem para a manutenção de preços elevados e de significativa volatilidade no mercado energético global.

As tratativas para o encerramento do conflito e a desinformação propagada pelos países envolvidos apenas reforçam o aumento do risco e volatilidade das operações. No dia 7 de abril, Estados Unidos e Irã anunciaram um acordo de cessar-fogo, interrompido horas depois por ataques ao Líbano e outros países do Oriente Médio, como Kuwait e Catar.

Conforme noticiado pela publicação *Portos e Navios*<sup>7</sup>, gigantes do transporte marítimo global como Maersk e Hapag-Lloyd se manifestaram publicamente sobre a necessidade de cautela para a retomada normal das operações, tendo suas reservas para transporte ainda fechadas. A normalização das operações levaria, ao menos, de 6 a 8 semanas.

Os proprietários das embarcações certamente optarão por renovar suas coberturas ao invés de ficar descobertos, ainda que tenham que arcar com prêmios mais elevados.

O cenário atual exige que os contratos de transporte marítimo sejam revistos e porventura adaptados, de forma a proteger armadores, afretadores, proprietários de carga e seguradoras diante da imprevisibilidade gerada pelo conflito no Oriente Médio.

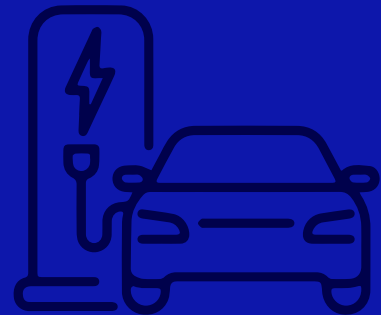
Acrescenta-se, por fim, que o cenário permanece extremamente instável, com sucessivos fechamentos e reaberturas do Estreito de Ormuz a cada percepção de quebra da trégua. Mesmo nos intervalos de distensão, os prêmios de *war risk* não retornaram aos patamares pré-conflito, sinalizando que o realinhamento do *Marine War Risk* tende a ser estrutural, com parte do prêmio incorporado de forma permanente ao custo do transporte marítimo de hidrocarbonetos na região.

<sup>7</sup> Fonte



# Sistemas de recarga de veículos elétricos e acesso à rede de distribuição

Consulta Pública nº 42/2025



No panorama atual do setor elétrico brasileiro, a eletromobilidade deixou de ser um tema prospectivo e passou a ocupar posição central na agenda de transição energética, com reflexos diretos na descarbonização dos transportes e na atuação regulatória da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Essa transformação, contudo, vem acompanhada de um desafio típico de infraestrutura: o crescimento acelerado da frota eletrificada e da demanda de energia associada à recarga. Diante desse cenário, torna-se necessária a coordenação entre as autoridades setoriais - em especial o Ministério de Minas e Energia (“MME”) e a própria ANEEL - para fortalecer e aperfeiçoar o arcabouço jurídico-regulatório vigente e, sobretudo na ponta da distribuição, modernizar instrumentos de conexão, planejamento e transparência, sem perder de vista a segurança das instalações e a prestação adequada do serviço público.

Nesse contexto, no dia 11 de dezembro de 2025, a ANEEL publicou, no Diário Oficial da União, o [aviso sobre a abertura da Consulta Pública nº 42/2025](#) (“CP 42/2025”), destinada a colher subsídios para o aprimoramento das regras de acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição, com período de contribuições encerrado em 10 de março de 2026. A Consulta Pública se insere em um ambiente institucional mais amplo, no qual o MME tem reiterado a eletromobilidade como um dos pilares da transição energética brasileira e sinalizado a intenção de aprofundar políticas voltadas à integração entre infraestrutura, inovação, política industrial e suprimento de energia.

Diante disso, o objetivo do presente artigo é, inicialmente, apresentar o estado atual do tema - com ênfase nos marcos aplicáveis à conexão e à interação com a rede de distribuição - e, em seguida, analisar a CP 42/2025 à luz da [Nota Técnica Conjunta nº 24/2025](#), que sistematiza os fundamentos, o diagnóstico e as propostas regulatórias submetidas à discussão entre os agentes do setor elétrico.

Confira o Aviso de abertura da Consulta Pública nº 42/2025

Link



Confira a Consulta Pública nº 42/2025

Link



Confira a Nota Técnica Conjunta nº 24/2025

Link



## I. Regulação vigente aplicável à recarga e ao armazenamento associado



A ANEEL, por meio de seu arcabouço regulatório, já reconhece há anos a legitimidade da atividade de recarga de veículos elétricos, inclusive para exploração comercial com condições de cobrança definidas pelo prestador do serviço. Esse reconhecimento apareceu de forma expressa a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 819/2018 (“REN 819/2018”), que disciplinou procedimentos e condições para atividades de recarga no país.

Embora a REN 819/2018 tenha sido posteriormente revogada no processo de consolidação normativa, o enquadramento regulatório manteve a premissa de que a recarga não demanda, por si, outorga setorial típica de geração, transmissão ou distribuição, e a agenda regulatória evoluiu para concentrar-se, sobretudo, nos aspectos de acesso e conexão na distribuição.

Dessa forma, para fins de comercialização e exploração dessas atividades, não se exige outorga ou licença específica da ANEEL para a comercialização de equipamentos de recarga, tampouco para a venda, em si, de sistemas de armazenamento que venham a ser empregados em projetos relacionados à infraestrutura de recarga. Na prática, o ponto regulatório mais sensível se encontra na forma como o empreendimento se conecta e opera perante a rede de distribuição, à luz da [Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021](#) (“REN 1.000/2021”) e dos procedimentos de conexão aplicáveis em cada área de concessão.



Confira a  
Resolução  
Normativa ANEEL  
nº 1.000/2021

Link



Nos termos das regras vigentes, a implantação ou adequação de estações de recarga deve ser previamente comunicada à distribuidora em hipóteses típicas de conexão, como nova ligação, aumento ou redução de carga, ou alteração do nível de tensão, e as regras técnicas e operacionais estabelecidas por cada distribuidora tornam-se determinantes para a viabilidade e os custos do projeto, com variações relevantes entre concessionárias.

A seguir, apresentamos um quadro-resumo com os principais marcos regulatórios aplicáveis à atividade de recarga de veículos elétricos e ao uso de sistemas de armazenamento no Brasil.

**O ponto regulatório mais sensível está na forma como o empreendimento se conecta e opera perante a rede de distribuição, à luz da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.**

Marco normativo	Regra aplicável	Implicação para projetos de recarga com sistemas de armazenamento
<b>REN ANEEL nº 1.000/2021</b>	Disciplina o direito à conexão e as modalidades (permanente/temporária), o fluxo procedimental de solicitação, orçamento e contratação, além de obrigações operacionais e contratuais	Estrutura o “caminho regulatório” de conexão do hub de recarga (com ou sem baterias), inclusive quanto a mudanças de carga/nível de tensão e condições técnicas exigidas pela distribuidora
<b>Normas técnicas da distribuidora local</b>	Regras locais complementares sobre padrões construtivos, equipamentos, proteções, medições, dimensionamento e condições de ligação	Em hubs com baterias (maior potência e perfil de demanda), o atendimento aos padrões locais costuma ser determinante para implementação, custo, prazo e viabilidade do ponto de conexão
<b>PRODIST (quando aplicável)</b>	Estabelece parâmetros e responsabilidades ligados à prestação do serviço e requisitos técnicos associados à conexão	Relevante para tratar qualidade/continuidade e efeitos de eventuais restrições operativas, especialmente quando há soluções de gerenciamento automático da demanda e integração elétrica complexa

## II. Análise da CP 42/2025 / Objetivos e fundamentos



No âmbito da CP 42/2025, a ANEEL submeteu a debate um conjunto de documentos técnicos voltados ao aprimoramento das regras de acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição. Dentre os materiais disponibilizados, destaca-se a Nota Técnica Conjunta nº 24/2025 (“Nota Técnica”), que sistematiza os fundamentos, o diagnóstico e as propostas regulatórias que orientam a discussão.

Por meio de estudos e projeções elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), utilizados como subsídio na Nota Técnica, identifica-se a expectativa de aumento significativo da demanda de eletricidade associada a veículos elétricos, de 627 GWh em 2025 para 7,8 TWh em 2035. Esses mesmos estudos também destacam a evolução da frota eletrificada e o papel de políticas públicas voltadas à eletrificação de transportes públicos e ao avanço da eletrificação no transporte de cargas, ao mesmo tempo em que observam que a infraestrutura de recarga, embora crescente, permanece concentrada regionalmente e com predominância de carregadores lentos.

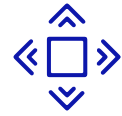
No plano operacional, a Nota Técnica evidencia uma limitação relevante para fins de planejamento por parte das distribuidoras, na medida em que, em sua maioria, não dispõem de informações adequadas acerca de estações de recarga de titularidade de terceiros. De acordo com as distribuidoras, isso se deve, em grande parte, pelo fato de que diversos pontos de recarga estão instalados no âmbito de unidades consumidoras com outras atividades (como *shoppings*, condomínios e supermercados), sem sistema de medição exclusivo.

Como consequência, a ANEEL identifica como desafios recorrentes a instalação de pontos de recarga sem prévia comunicação à distribuidora, a necessidade de maior detalhamento sobre perfis de uso para a identificação dos melhores horários de recarga e para o controle da demanda, a ausência de subclasse específica que viabilize o cadastro com contrato individualizado e a demanda por instrumentos que sinalizem preços e contribuam para mitigar impactos adversos ao sistema.

Esse diagnóstico sustenta a premissa central da CP 42/2025 de modernizar o arcabouço de acesso e conexão, por meio de mecanismos destinados a reduzir tempos de espera, diminuir a necessidade de obras, ampliar a transparência e a informação pública sobre a capacidade disponível e tornar o processo de conexão mais previsível, sem converter a iniciativa em política de subsídios.

**Em suma, a Nota Técnica possui como principal objetivo avaliar e apresentar aos agentes do setor eventuais aprimoramentos regulatórios relacionados ao acesso e à conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição.**

### III. Proposta central da ANEEL / Flexibilização



A Nota Técnica consolida um conjunto de propostas que, embora tratem de frentes distintas, partem de um mesmo diagnóstico e convergem para três direções centrais:

**(i)** introduzir mecanismos de flexibilização das condições de conexão, inclusive por meio de alternativas contratuais e soluções técnicas, com o objetivo de viabilizar atendimentos com menor necessidade de obras e menor custo global;

**(ii)** ampliar a transparência, a rastreabilidade e a previsibilidade do processo de conexão, de modo a reduzir assimetrias informacionais entre interessados e distribuidoras; e

**(iii)** fortalecer a base de dados regulatória, assegurando que ANEEL e distribuidoras disponham de informações mais completas e estruturadas para fins de planejamento, acompanhamento e fiscalização, inclusive mediante aprimoramentos cadastrais específicos para estações de recarga.

Nesse contexto, a proposta de maior relevância apresentada na Nota Técnica é a discussão sobre a criação de uma modalidade de contratação permanente flexível, concebida para permitir a utilização do sistema de distribuição sob condições operativas previamente definidas (limitando a operação em determinados dias e/ou horários), como forma de reduzir o tempo de espera pela conexão e dos investimentos necessários na infraestrutura da rede. A Nota Técnica, portanto, enquadra essa proposta em consonância com a disciplina já adotada na REN 1.000/2021, que prevê as modalidades de conexão permanente e temporária.

No tocante à infraestrutura de recarga, a contratação permanente flexível é apresentada como mecanismo apto a viabilizar, por exemplo, instalações em garagens de ônibus e condomínios residenciais, permitindo que a recarga se concentre em janelas de maior disponibilidade do sistema - como o período noturno -, sem exigir, necessariamente, a realização imediata de obras de reforço no sistema de distribuição. Ressalta-se, porém, que a adoção dessa alternativa pressupõe a implementação de controle automático de demanda ou gerenciamento do uso, a fim de assegurar que as condições operativas pactuadas sejam efetivamente executáveis, verificáveis e compatíveis com a segurança e a confiabilidade da rede.

Nesse sentido, a minuta de Resolução Normativa mencionada na Nota Técnica contempla, entre outros aspectos, a possibilidade de a solução de conexão incluir a instalação de armazenamento. A minuta também exige que as condições de flexibilização constem em destaque no orçamento de conexão, nos contratos celebrados (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD) e no acordo operativo. Além disso, prevê a possibilidade da distribuidora apresentar, no orçamento, alternativas adicionais de prestação do serviço com condições operativas diferenciadas, para escolha do consumidor e demais usuários.

### III.1. Transparência e previsibilidade no processo de conexão

Em linha com a minuta de Resolução Normativa mencionada na Nota Técnica, o segundo eixo de propostas contempla a inserção, na REN nº 1.000/2021, de obrigação para que as distribuidoras disponibilizem mapa de disponibilidade para conexões de carga e de geração, com requisitos mínimos.

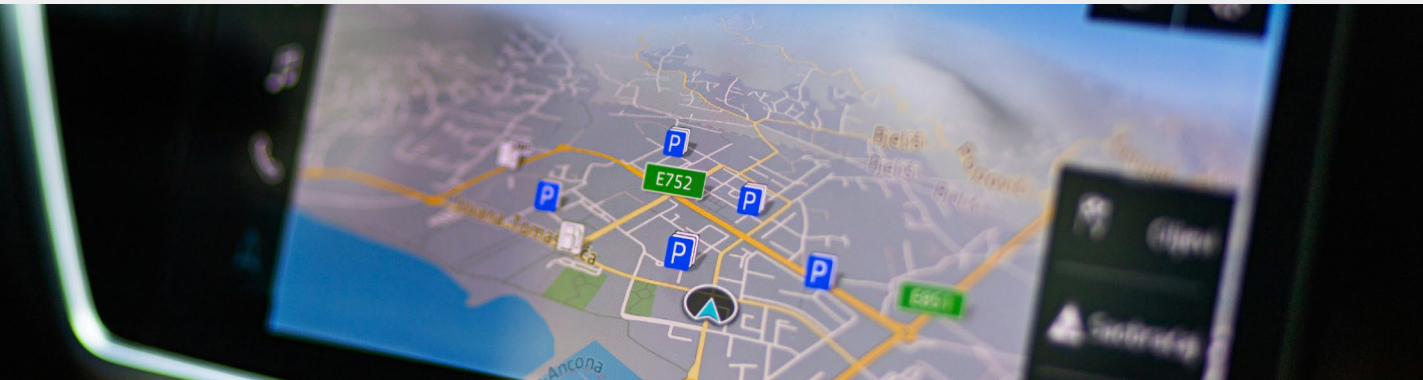
O principal fundamento neste eixo decorre do Decreto nº 12.068/2024, que prevê a disponibilização, no sítio eletrônico das concessionárias, de informações sobre disponibilidade de carga, carregamento atual e projetado, fluxos de potência e demais dados necessários para facilitar processos de conexão.

Para tanto, a Nota Técnica dialoga com experiências já existentes no setor, como ferramentas e mapas de disponibilidade já adotados por algumas distribuidoras para a conexão de geração distribuída, e com o modelo do sistema de transmissão, no qual o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) publica mapas de margem em seu sítio eletrônico. Nessa perspectiva, a lógica da equipe técnica da ANEEL é de aproximar o ambiente de distribuição a padrões mais elevados de transparência e eficiência informacional, permitindo que os interessados identifiquem, com antecedência, áreas com maior ou menor disponibilidade e façam escolhas locais mais adequadas às condições de conexão.

Ainda sob a mesma diretriz de transparência, a Nota Técnica propõe aprimorar o acompanhamento das solicitações de conexão mediante a publicidade, pela distribuidora, da fila de orçamentos de conexão, com atualização a cada 24 (vinte e quatro) horas. Essa fila corresponderia ao conjunto de solicitações de conexão protocoladas perante a distribuidora, permitindo a consulta do posicionamento relativo de cada pedido em relação aos demais.

Para tanto, a Nota Técnica sugere que a fila contenha, no mínimo, informações associadas ao próprio processo de solicitação, tais como número e data do protocolo, status (em análise inicial, indeferida, deferida ou deferida com ressalvas), tipo de usuário, potência instalada de carga e geração, município, tipo de orçamento (estimado ou de conexão) e data de emissão do orçamento, de modo a permitir que o interessado acompanhe o andamento e a evolução de seu pleito.

Adicionalmente, o documento propõe ampliar a transparência na etapa de execução das obras de conexão, mediante a disponibilização de informações específicas sobre atrasos e respectivo novo cronograma, suspensões de prazo e atualizações do status da obra, em resposta a relatos de baixa visibilidade em cenários de atraso ou de suspensão.



## III.2. Monitoramento e aprimoramentos normativos

No plano de dados e monitoramento, a Nota Técnica propõe um conjunto de aprimoramentos voltados, de um lado, a melhorar a qualidade das informações disponíveis para planejamento e fiscalização e, de outro, a positivar entendimentos regulatórios relevantes à implementação de instalações de recarga. Nesse contexto, propõe-se o aprimoramento da REN nº 1.000/2021 para prever a obrigação de o consumidor informar a instalação de estação ou equipamento de recarga em qualquer situação, com o objetivo de subsidiar o acompanhamento do crescimento da infraestrutura de recarga e seus potenciais impactos na operação do sistema de distribuição.

Não obstante, a Nota Técnica também propõe discutir a criação de subclasse específica na classe comercial/serviços/outras atividades, de modo a viabilizar uma classificação cadastral mais adequada das estações de recarga, em linha com a subclasse já existente para unidades consumidoras de titularidade da distribuidora, além de ajustes destinados a assegurar a manutenção de informação detalhada e segregada no cadastro da carga instalada.

Ainda nessa vertente, a Nota Técnica, com base na minuta de Resolução Normativa submetida à CP 42/2025, reúne propostas voltadas a conferir maior clareza normativa e reforçar a segurança jurídica na implementação das instalações, com destaque para:



### **Segurança e responsabilidade (art. 553 da minuta de Resolução Normativa)**

Neste tema, a ANEEL propõe explicitar que o projeto e a execução das instalações elétricas da estação de recarga, de responsabilidade do consumidor e demais usuários, devem contar com responsável técnico quando exigível pela legislação específica, que responderá administrativa, civil e criminalmente em caso de danos e acidentes decorrentes de eventuais erros.



### **Micromobilidade (art. 554 da minuta de Resolução Normativa)**

Aqui, a proposta da ANEEL é possibilitar aos agentes a utilização de estações de recarga para o carregamento de baterias “avulsas”, especialmente em modelos de substituição/troca de baterias, com menção à possibilidade de realizar o carregamento em horários de menor preço e/ou maior disponibilidade.



### **Orçamento estimado (art. 60 da minuta de Resolução Normativa)**

A Nota Técnica estabelece que as estimativas de custos devem apresentar, de forma segregada, os valores atribuíveis ao consumidor a título de participação financeira e o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora, bem como conter a relação de obras e serviços e uma estimativa de prazo de conexão, indicando que tais informações são relevantes para a prospecção de locais com melhores condições de custo e capacidade.



### **Licenças (art. 87 da minuta de Resolução Normativa)**

Por fim, quanto a licenças, autorizações e aprovações, a Nota reafirma o regime vigente segundo o qual, mesmo quando o consumidor antecipa a execução de obras de responsabilidade da distribuidora, permanece com a distribuidora a obrigação de obter licenças, autorizações e aprovações, além de adotar providências para desapropriação e instituição de servidão administrativa, e determinados custos não podem ser repassados ao consumidor no orçamento.

Neste último item, contudo, a Nota Técnica, bem como o próprio texto normativo, ressalva que o consumidor poderá, sob supervisão da distribuidora, adotar diretamente as providências necessárias à obtenção de licenças e autorizações, com restituição dos custos incorridos, preservadas as hipóteses em que determinados atos devam ser praticados pela própria distribuidora, para fins da implantação de estações de recarga.



## IV. Considerações finais

Considerando o exposto, observa-se que, no plano institucional, o MME tem reiterado a eletromobilidade como um dos pilares da transição energética brasileira, sinalizando a intenção de aprofundar políticas que integrem infraestrutura, inovação, política industrial e abastecimento de energia<sup>1</sup>; de outro, a ANEEL tem ressaltado que o objetivo da iniciativa é modernizar o arcabouço normativo e os procedimentos de conexão, sem a criação de subsídios, de modo a acomodar novas demandas - como estações de recarga públicas e privadas - com maior eficiência, previsibilidade e segurança<sup>2</sup>.

Ao sistematizar as propostas submetidas aos agentes do setor elétrico, a Nota Técnica oferece bases para que a regulação acompanhe a evolução da eletromobilidade e, ao mesmo tempo, para que o processo de conexão passe a operar com alternativas contratuais mais adaptáveis, maior transparência sobre a capacidade disponível e melhor rastreabilidade das etapas de conexão e de execução de obras.

O time de Energia e Recursos Naturais do Campos Mello Advogados seguirá acompanhando os desdobramentos da CP 42/2025, bem como a eventual consolidação e edição da Resolução Normativa dela decorrente e os atos de regulamentação correlatos, permanecendo à disposição para prestar esclarecimentos e análises específicas sobre os impactos das novas diretrizes para os agentes e investidores do setor elétrico.

**A CP 42/2025 se concentra em aprimorar o regime de acesso e conexão ao sistema de distribuição aplicável às instalações de eletromobilidade, a partir de diagnóstico que combina crescimento acelerado da demanda, lacunas informacionais e a necessidade de instrumentos mais flexíveis e transparentes.**

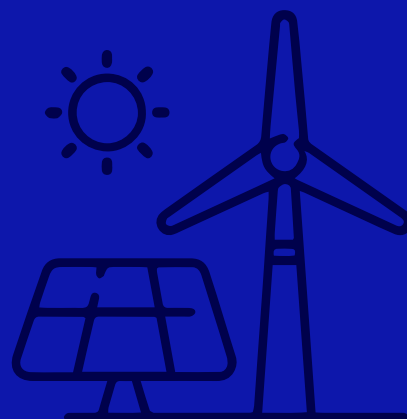


<sup>1</sup> Link

<sup>2</sup> Link

# Novo desenho para compensação por **eventos de curtailment**

Análise da Consulta  
Pública nº 210/2025



Em 31 de dezembro de 2025, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) abriu a [Consulta Pública nº 210/2025](#) (“CP 210/2025”) para discutir regras de compensação financeira a geradores eólicos / solares fotovoltaicos impactados por cortes de geração – também conhecidos no setor como *curtailment* - no Sistema Interligado Nacional (“SIN”), submetendo à sociedade a minuta de [Termo de Compromisso](#) prevista no art. 1º-B da [Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#). Segundo o próprio MME, a proposta busca consolidar uma solução equilibrada, com critérios claros de ressarcimento, voltada a conferir previsibilidade e segurança jurídica ao mercado de renováveis, sem custos excessivos aos consumidores, além de endereçar impactos sobre financiamentos e investimentos de projetos.

Conforme aponta a [Nota Técnica nº 10/2025](#), o foco de análise é a construção de um mecanismo excepcional de compensação financeira para restrições de operação determinadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) no período de 1º de setembro de 2023 a 25 de novembro de 2025, observados os limites legais e, em especial, a segregação entre hipóteses compensáveis, dentre elas:

(i) eventos de **indisponibilidade externa**, tipicamente associados a restrições de transmissão ou indisponibilidades externas à usina; e

(ii) eventos motivados por **requisitos de confiabilidade elétrica** da operação do sistema.

Confira a Consulta Pública nº 210/2025

[Link](#)



Confira o Termo de Compromisso

[Link](#)



Confira a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004

[Link](#)



Confira a Nota Técnica nº 10/2025

[Link](#)



Conforme aprofundado na 10ª Edição do Boletim Energia em Pauta, os eventos de *curtailment* podem ser entendidos como a redução total ou parcial da geração efetivamente disponível, por determinação operacional do ONS, quando o sistema de transmissão não consegue absorver ou escoar a energia produzida dentro das condições técnicas e de segurança aplicáveis, seja por restrições de rede/ infraestrutura, seja por requisitos de confiabilidade, seja por impossibilidade de alocação da geração na carga em cenários de excesso de oferta.

A presente Consulta Pública permaneceu aberta para contribuições até 16 de janeiro de 2026. Encerrada essa fase, caberá ao MME avaliar e consolidar as manifestações recebidas, com vistas ao eventual aperfeiçoamento do Termo de Compromisso e à definição dos critérios operacionais e econômicos necessários à sua implementação - etapa que, por sua própria natureza, irá demandar coordenação técnica com as demais autoridades do setor (incluindo ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e posterior articulação com o arcabouço regulatório aplicável, inclusive no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).



**Os eventos de *curtailment* podem ser entendidos como a redução total ou parcial da geração efetivamente disponível, por determinação operacional do ONS.**

Confira a 10ª edição do boletim Energia em Pauta

Link



## I. Regulamentação e judicialização do *curtailment*



Cumprir destacar que o debate sobre a compensação por eventos de *curtailment* ganhou maior tração institucional a partir de 2024, quando a intensificação dos cortes de geração eólica e solar passou a transbordar do plano estritamente operacional para o contencioso e para a agenda de política pública. Em dezembro de 2024, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região (“TRF-1”) concedeu decisão em agravo interposto por associações setoriais, com repercussão imediata sobre a discussão de ressarcimento via Encargos de Serviços do Sistema (“ESS”) e sobre a leitura de que parte relevante dos cortes decorreria de limitações sistêmicas, e não de risco exclusivamente comercial do gerador.

A controvérsia, contudo, permaneceu aberta e voltou a ocupar o centro da agenda setorial no início de 2025. Em janeiro de 2025, o Superior Tribunal de Justiça (“STJ”) suspendeu a liminar que obrigava a ANEEL a compensar cortes de geração, o que reforçou, naquele momento, a percepção de insegurança jurídica e a necessidade de uma solução normativo-institucional que reduzisse a judicialização e evitasse soluções assimétricas caso a caso.

Foi justamente nesse contexto que foi editada a Medida Provisória nº 1.304/2025 (“MP 1.304”), em 11 de julho de 2025, posteriormente convertida na Lei nº 15.269/2025, publicada em 24 de novembro de 2025, como parte de uma agenda mais ampla de modernização do marco regulatório do setor elétrico. Embora a MP 1.304 não se limitasse ao tema do *curtailment*, ela passou a abrigar, no plano normativo, a discussão sobre um arranjo extraordinário voltado a lidar com o passivo de cortes e sua repercussão econômico-financeira entre os agentes do setor.



Confira a Lei nº  
15.269/2025


Link



Ao longo da tramitação e conversão da MP 1.304, o *curtailment* passou a ser explicitamente conectado a dois vetores concorrentes: de um lado, a necessidade de previsibilidade para preservar a viabilidade financeira de projetos e reduzir a proliferação de processos administrativos sobre o tema; de outro, o cuidado com a modicidade tarifária e com a preservação de sinais econômicos, para que o custo não fosse integralmente socializado ao consumidor. Nesse contexto, a conversão da MP 1.304 na Lei nº 15.269/2025 ocorreu com uma série de vetos, em especial a dispositivos que poderiam ampliar o ressarcimento de cortes de geração de eólicas e solares para além do recorte estritamente associado à indisponibilidade externa e à confiabilidade elétrica, sob o argumento de evitar impacto tarifário relevante e o enfraquecimento de sinais econômicos relacionados ao risco de sobreoferta.

Ainda que esse texto final tenha buscado delimitar o alcance do ressarcimento aos geradores, a Lei nº 15.269/2025 foi responsável por introduzir o art. 1º-B na Lei nº 10.848/2004, prevendo um modelo excepcional de compensação por cortes pretéritos, condicionado à celebração de Termo de Compromisso com renúncia e desistência de litígios.

É no contexto de implementação desse novo instrumento legal que se insere a CP 210/2025, a qual busca estruturar a operacionalização do Termo de Compromisso por meio de critérios verificáveis, com metodologia, governança de dados, apuração pelo ONS e cálculo e liquidação pela CCEE, a fim de distinguir o que é risco sistêmico e o que é risco de mercado.



**É no contexto de implementação desse novo instrumento legal que se insere a CP 210/2025, a qual busca estruturar a operacionalização do Termo de Compromisso.**

## II. Análise da Consulta Pública nº 210/2025

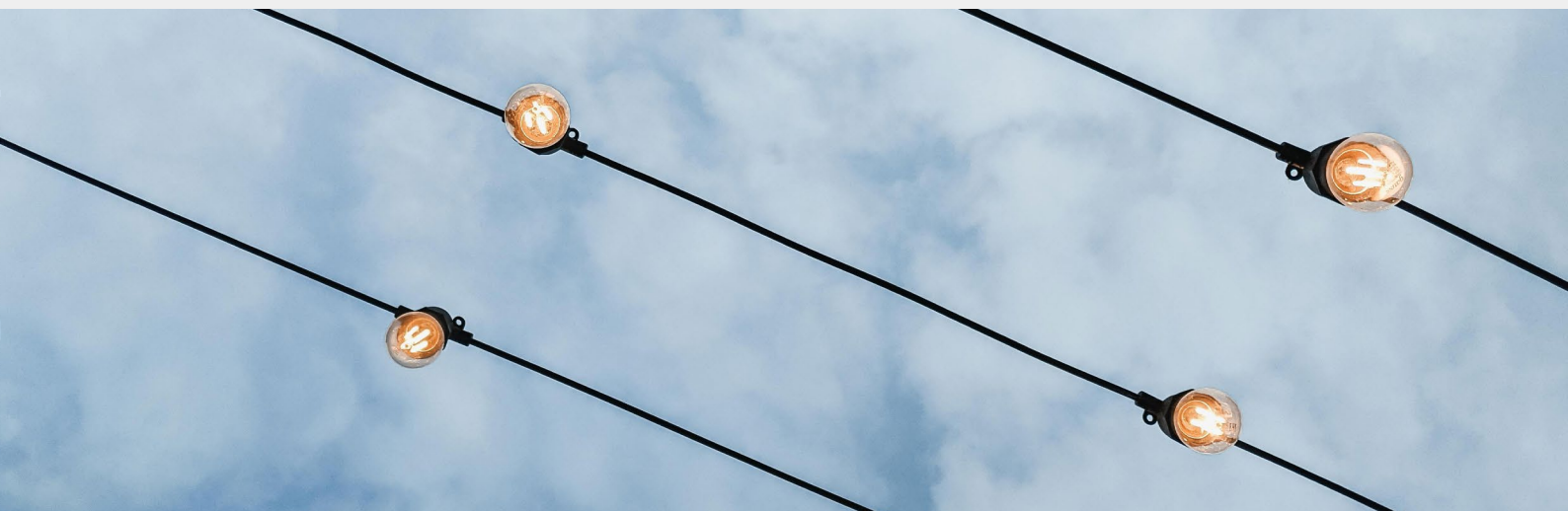


A Nota Técnica nº 10/2025 e a minuta do Termo de Compromisso, ambos publicados pelo MME no âmbito da CP 210/2025, partem de uma premissa comum: estruturar um mecanismo excepcional de compensação aplicável aos eventos de *curtailment* ocorridos no recorte temporal definido pela Lei nº 10.848/2004, isto é, entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025.

Para o período posterior à janela legal, a própria arquitetura proposta pelo MME traz uma distinção importante. Nesses casos, o Termo de Compromisso não se coloca como instrumento único e permanente para instituir um regime de ressarcimento, mas sim como um instrumento voltado a equalizar um passivo pretérito, com base em critérios verificáveis e em condições de adesão que buscam conferir previsibilidade e reduzir litigiosidade. Em outras palavras, a Nota Técnica reconhece a possibilidade de compensação aos agentes do setor dentro dos limites legais, condicionada, como contrapartida, à desistência e à renúncia de litígios sobre o mesmo objeto por meio da minuta do Termo de Compromisso.

Para o MME, tais condições são tratadas como elementos de segurança jurídica deste modelo, ao buscar evitar soluções assimétricas caso a caso, reduzir a judicialização e mitigar o risco de duplicidade de ressarcimento (administrativa e judicial), com potenciais reflexos tarifários.

Nesse contexto, observa-se que o elemento jurídico mais sensível para os agentes do setor não é apenas o valor a receber, mas o paralelismo entre “compensação” e “quitação/renúncia”. A minuta do Termo de Compromisso prevê renúncia em caráter “irrevogável e irretratável” à discussão de compensações pretéritas nas esferas administrativa, arbitral e judicial, além de exigir a efetiva desistência de ações em curso, com comprovação ao MME. Na prática, o foco passa a ser o que o Termo de Compromisso efetivamente cobre e o que fica renunciado, o que depende diretamente da metodologia de classificação e da apuração dos cortes pelo ONS, bem como do cálculo e da liquidação dos ressarcimentos pela CCEE.



### III. Critérios de elegibilidade para compensação



A Nota Técnica nº 10/2025 estabelece de forma expressa que o Termo de Compromisso deve manter uma segregação estrita entre cortes por indisponibilidade externa e por confiabilidade elétrica (passíveis de compensação) e cortes por razões energéticas (não compensáveis no modelo regulatório vigente), em observância aos vetos presidenciais incidentes sobre a conversão da MP 1.304.

Nesse contexto, a análise do MME antecipa dois riscos principais. De um lado, uma ampliação excessiva do escopo de ressarcimento pode, na prática, permitir a recomposição de eventos de sobreoferta “disfarçados” de restrições elétricas, com potencial aumento relevante de custos ao consumidor. De outro, uma leitura demasiadamente restritiva pode resultar em compensações residuais, reduzindo o incentivo à adesão e frustrando o objetivo de pacificação e desjudicialização pretendido pelo instrumento.

No tratamento da indisponibilidade externa, a minuta do Termo de Compromisso propõe compensar todo corte decorrente de evento externo e inclui expressamente a hipótese de atraso de entrada em operação de instalações de transmissão externas às usinas, ponto que o próprio MME coloca como questão central a ser discutida na CP 210/2025. Em relação à confiabilidade elétrica, o Termo de Compromisso reconhece a compensação, mas abre exceções relevantes quando:

**(i)** o corte decorrer de restrição já prevista nos documentos de acesso ao sistema, com recorte para as restrições expressas na assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”) original, apenas até a implantação das soluções previstas nesses documentos, desde que o motivo do corte seja justificado e publicizado pelo ONS, com alocação proporcional do efeito ao gerador; e

**(ii)** o corte tiver sido causado exclusivamente pelo gerador, por operar em desconformidade com requisitos técnicos mínimos para conexão, desde que tais requisitos não excedam aqueles exigidos para a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Provisória (“DAPR/P”), não se considerando, como requisitos mínimos, exigências relativas a modelos matemáticos utilizados na operação do sistema e o relatório de comissionamento derivado desses modelos.

No âmbito da CP 210/2025, o MME também registra que a segregação entre hipóteses compensáveis e não compensáveis demanda operacionalização por critérios objetivos e verificáveis de classificação dos cortes. Nesse sentido, a minuta do Termo de Compromisso estrutura regras procedimentais e metodológicas voltadas à apuração e ao enquadramento dos eventos pelos agentes setoriais competentes.

O primeiro bloco de procedimentos trata da caracterização da “razão energética”. A minuta define que não haverá compensação quando o corte for motivado exclusivamente por sobreoferta, caracterizada pela impossibilidade de alocação de geração na carga, conforme metodologia proposta.

O segundo bloco disciplina a classificação de cortes quando houver mais de uma causa. A minuta estabelece que cada corte deve ser classificado em um único tipo e prevê classificação no maior nível de detalhamento temporal possível. Quando não for possível separar as causas simultâneas, prevalecerá a classificação por indisponibilidade externa e, na ausência desta, por confiabilidade elétrica.

O terceiro bloco trata do procedimento de apuração e da governança de dados. A minuta define prazos para apresentação, pelo gerador, de registros e informações (incluindo medições e curvas), prevê a divulgação, pelo ONS, da base de dados utilizada para apuração e classificação, estabelece prazo mínimo para impugnação e, ao final, determina o encaminhamento dos montantes apurados à CCEE para cálculo e operacionalização financeira.

Por fim, vale notar que esse debate se desenvolve sobre um pano de fundo regulatório no qual o ressarcimento via ESS foi, em regra, estruturado de forma mais restrita, com ênfase em indisponibilidade externa e em franquias anuais. Esse regime foi consolidado e atualizado pela ANEEL no ciclo recente, com destaque para a [Resolução Normativa nº 1.030/2022](#).

**Nesse contexto, a Nota Técnica e a minuta do Termo de Compromisso se colocam como um mecanismo excepcional e delimitado, concebido para observar os vetos à MP 1.304 e a diretriz de modicidade tarifária.**

Confira Resolução Normativa nº 1.030/2022

Link



## IV. Valoração e pagamento aos agentes do setor



Uma vez apurados e classificados os montantes de energia objeto de compensação, a minuta do Termo de Compromisso define como esses valores devem ser valorados e processados financeiramente. Em síntese, fica estabelecido que a energia frustrada será remunerada pelo preço do contrato, para a parcela vinculada a contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) que contenham cláusula de ressarcimento, e pelo Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) do submercado onde se localiza a usina, para a parcela não contratada nessas hipóteses. O Termo de Compromisso também prevê atualização monetária pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA – desde a data do evento até o efetivo pagamento, além de disciplinar prazo para pagamento relacionado à recontabilização financeira de eventos pretéritos, contado da assinatura do presente instrumento.

Ainda, cabe destacar que a Nota Técnica nº 10/2025 trata a definição do parâmetro de preço aplicável à parcela não contratada como um ponto central da Consulta Pública, ao questionar se o uso do PLD horário reflete adequadamente a necessidade de ressarcimento ou se deveriam ser adotadas metodologias alternativas, como o PLD médio anual ou um preço de referência regulatório. Essa discussão, nos termos da Nota Técnica, evidencia a relevância do critério de precificação para o equilíbrio econômico do modelo e para a previsibilidade dos agentes.

Adicionalmente, a distinção proposta entre parcela contratada no ACR com cláusula de ressarcimento e parcela não contratada tende a repercutir de forma diferente entre empreendimentos, a depender do perfil de contratação, do nível de exposição e da estrutura de receita adotada. Ainda que a minuta estabeleça regras gerais de valoração, os efeitos econômicos concretos decorrem da combinação entre:

(i) enquadramento da energia frustrada em cada “parcela”; e

(ii) o parâmetro de preço aplicável, o que justifica o foco do debate em critérios objetivos e verificáveis.

A minuta também trata de efeitos regulatórios correlatos, ao dispor que os montantes de produção frustrados por corte de geração, compensáveis ou não, serão considerados como geração efetiva para fins de cálculo e revisão de garantia física. Ao inserir esse comando, o Termo de Compromisso projeta impactos que extrapolam o ressarcimento financeiro e dialogam com temas estruturais da regulação setorial, como lastro, contabilização e parâmetros de revisão de garantia física. Nesse contexto, a implementação do mecanismo pressupõe alinhamento operacional entre MME, ONS e CCEE e compatibilização com o arcabouço regulatório aplicável, de modo a assegurar coerência com as regras vigentes de comercialização e evitar sobreposições procedimentais.

**O Termo de Compromisso projeta impactos que extrapolam o ressarcimento financeiro e dialogam com temas estruturais da regulação setorial.**

## V. Desafios para o setor e considerações finais



Considerando o exposto, observa-se que o enfrentamento do *curtailment* no Brasil não se limita à recomposição de perdas passadas. Trata-se, sobretudo, de alinhar instrumentos regulatórios, planejamento e execução de infraestrutura, além de mecanismos de adequação e flexibilidade do sistema, para sustentar a expansão renovável sob condições de confiabilidade sistêmica.

A questão central para investidores e agentes setoriais não é se restrições operativas continuarão a ocorrer, mas como elas serão governadas, quantificadas e economicamente alocadas, de modo a preservar previsibilidade, coerência regulatória e modicidade tarifária.

A CP 210/2025 se insere exatamente nesse ponto de transição, ao buscar operacionalizar o art. 1º-B por meio de critérios verificáveis de classificação, metodologia de apuração e governança de dados, com papéis definidos para ONS e CCEE e com uma fronteira clara entre eventos compensáveis (indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica) e não compensáveis (sobreoferta/razão energética). Ao estruturar uma solução extraordinária para o passivo pretérito, condicionada ao Termo de Compromisso e à renúncia de litígios, o modelo pretende reduzir incertezas, reduzir litigiosidade e reforçar as condições de previsibilidade relevantes para decisões de investimento.

Esse movimento também sinaliza uma mudança de fase no ciclo de expansão renovável. O foco deixa de ser apenas o crescimento de capacidade instalada e passa a demandar uma coordenação mais integrada entre reforços de transmissão, critérios operacionais, mecanismos de adequação e, quando aplicável, ativos de flexibilidade, para que o *curtailment* permaneça como um elemento gerenciável da operação do SIN, e não como fonte difusa de incerteza estrutural.

O Time de Energia e Recursos Naturais do Campos Mello Advogados seguirá acompanhando os desdobramentos da CP 210/2025 e da implementação do mecanismo previsto no art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004, bem como os processos de regulamentação subsequente, permanecendo à disposição para prestar esclarecimentos e análises específicas sobre os impactos das novas diretrizes para os agentes do setor elétrico.





# Radar Energia

Confira a seguir, em ordem cronológica, as 12 principais publicações no setor de Energia, Óleo e Gás do 1º trimestre de 2026.

## 1 / Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026

**Objeto:** Estabelecer o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída.

Confira na íntegra

Link



## 2 / Portaria MME nº 891, de 8 de janeiro de 2026

**Objeto:** Divulgar, para Consulta Pública, a minuta do Plano Nacional de Mineração 2050 (“PNM 2050”), com vistas a colher subsídios e contribuições.

**Período de contribuição:** Encerrado (09/01/2026 a 08/02/2026).

Confira na íntegra

Link



Link



Confira os documentos da Consulta Pública

Link



## 3 / Portaria MME nº 892, de 22 de janeiro de 2026

**Objeto:** Divulgar, para Consulta Pública, proposta de resolução do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) que estabelece diretrizes gerais para antecipação dos contratos de projetos vencedores do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (“LRCE”) e do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (“LRCAP”), que contribuam para a segurança do atendimento eletroenergético a partir do mês de agosto de cada ano.

**Período de contribuição:** Encerrado (23/01/2026 a 11/02/2026).

Confira na íntegra

Link



Confira os documentos da Consulta Pública

Link



## 4 / Decisão de Diretoria ANP nº 54/2026

**Objeto:** Aprovação, pela Diretoria da ANP, da minuta da nova versão do edital da Oferta Permanente de Partilha da Produção ("OPP"), atualizado com a inclusão de 17 (dezesete) blocos exploratórios que se somam aos 8 (oito) já presentes na versão anterior, totalizando 25 (vinte e cinco) blocos.

Confira na íntegra

Link



## 5 / Resolução Normativa ANEEL nº 1.148, de 27 de janeiro de 2026

**Objeto:** Altera a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, os Anexos VI e VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021 - Módulos 6 e 8 do PRODIST, a Resolução Normativa nº 1.003/2022 - Submódulos 2.5 e 2.5-A do PRORET e a Resolução nº 846, de 11 de junho de 2019, dispondo sobre ações para aumentar a satisfação do consumidor e demais usuários com a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Confira na íntegra

Link



## 6 / Aviso de Consulta Pública nº 1/2026

**Objeto:** Obter subsídios e informações para o aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório, no âmbito da atividade "Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" prevista na Agenda Regulatória.

**Período de contribuição:** Encerrado (29/01/2026 a 16/03/2026).

Confira os documentos da Consulta Pública

Link



## 7 / Aviso de Tomada de Subsídios nº 3/2026

**Objeto:** Colher subsídios para obter contribuições acerca da revisão/atualização dos seguintes Submódulos dos Procedimentos de Rede: Submódulo 6.2 - Operacional e Responsabilidades, Submódulo 6.7 - Procedimental, Submódulo 8.1 - Procedimental e Responsabilidades e Submódulo 8.3 - Responsabilidades.

**Período de contribuição:** Encerrado (29/01/2026 a 14/03/2026).

Confira os documentos da Tomada de Subsídios

Link



## 8 / Aviso de Tomada de Subsídios nº 4/2026

**Objeto:** Obter subsídios acerca do Relatório de Análise Resultado Regulatório - ARR nº 1/2026-SFF/ANEEL referente à aplicação do Anexo VII da Resolução Normativa - REN nº 948, de 16 de novembro de 2021, que trata da avaliação da qualidade dos sistemas de governança corporativa dos agentes de distribuição de energia elétrica.

**Período de contribuição:** Encerrado (30/01/2026 a 16/03/2026).

Confira os documentos da Tomada de Subsídios

Link



## 9 / Resolução ANP nº 995, de 3 de março de 2026

**Objeto:** Dispor sobre a individualização das metas compulsórias anuais para produtores e importadores de gás natural pelo uso de biometano, no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano instituído pela Lei nº 14.993/2024.

Confira na íntegra

Link



## 10 / Resolução ANP nº 996, de 3 de março de 2026

**Objeto:** Regulamenta a certificação do produtor e importador de biometano com vistas à emissão do Certificado de Garantia de Origem de Biometano ("CGOB"), os procedimentos para geração de lastro necessários para emissão primária de CGOB e o credenciamento de agentes certificadores de origem.

Confira na íntegra

Link



## 11 / Aviso de Tomada de Subsídios nº 5/2026

**Objeto:** Obter subsídios para aprimoramentos das regras de acesso ao sistema de transmissão.

**Período de contribuição:** Encerrado (17/03/2026 a 15/05/2026).

Confira os documentos da Tomada de Subsídios

Link



## 12 / Aviso de Tomada de Subsídios nº 6/2026

**Objeto:** Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida ("RAP") dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.

**Período de contribuição:** Encerrado (25/03/2026 a 08/05/2026).

Confira os documentos da Tomada de Subsídios

Link



# Equipe

## Coordenação do Energia em Pauta

**Fabiano Gallo**

**Guilherme Schmidt**

**Paulo Valois Pires**

**Roger Maier Böing**

**Rogerio Sobral de Miranda**

**Breno Cintra**

**Guilherme Monroy**

## Conheça os especialistas que contribuíram para esta edição

**Bernardo de Andrade Abreu**

bernardo.abreu@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Breno Menezes Coelho Cintra**

breno.cintra@cmalaw.com

+55 11 3077-3548

**Bruno Ribeiro de Almeida**

bruno.almeida@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Fabiano Gallo**

fabiano.gallo@cmalaw.com

+ 55 11 3077-3548

**Guilherme Monroy Silla**

guilherme.monroy@cmalaw.com

+55 11 3077-3500

**Guilherme Schmidt**

guilherme.schmidt@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Paula Vermelho Cordioli**

paula.cordioli@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Paulo Valois Pires**

paulo.valois@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Roger Maier Böing**

roger.boing@cmalaw.com

+55 21 3262-3011

**Rogerio Sobral de Miranda**

rogerio.miranda@cmalaw.com

+55 21 3262-3011