

# MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

## DESPACHO

Processo nº: 48300.001260/2025-19

**Assunto: Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025 - Solicitação de resposta oficial.**

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR (SEI nº 1129484), que encaminhou o Ofício 1ªSec/RI/E/nº 368 (SEI nº 1129303), da Câmara dos Deputados, referente ao **Requerimento de Informação – RIC nº 5.810/2025** (SEI nº 1129304), de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL-AM), para análise e manifestação, encaminhamos a Nota Informativa 38/2025/DPOG/SNTEP (SEI nº 1130870) e a Nota Informativa 32/2025/DPOTI/SNTEP (SEI nº 1138624), que contêm as contribuições desta Secretaria.

Atenciosamente,

**LORENA MELO SILVA PERIM**

Diretora de Programa

Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento



Documento assinado eletronicamente por **Lorena Melo Silva Perim, Diretor(a) de Programa**, em 05/11/2025, às 19:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1139290** e o código CRC **828C6D39**.

# MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

## DESPACHO

**Processo nº:** 48300.001260/2025-19

**Assunto:** Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025.

**Interessado:** ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos - ASPAR,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 1129484, que trata do Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025, do Deputado Federal Capitão Alberto Neto, encaminhamos o Despacho CGAR SEI nº 1139175, com o que concordamos, e o Ofício nº 65/2025-ASI/Aneel, SEI nº 1137824, o qual traz os elementos para a resposta ao referido Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025, sem necessidade de complementações por parte desta SNEE.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Gualter de Carvalho Mendes, Chefe de Gabinete da Secretaria Nacional de Energia Elétrica**, em 05/11/2025, às 14:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1140598** e o código CRC **51B66FCB**.

NOTA INFORMATIVA Nº 38/2025/DPOG/SNTEP

1. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

1. Trata-se do **Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025**, de autoria do **deputado federal Alberto Neto(PL-AM)**, que solicita "informações sobre a bandeira tarifária de setembro que permanecerá vermelha, no patamar 2, mantendo o mesmo nível de agosto, o que representa o grau máximo de cobrança adicional no sistema."

1- Que medidas estruturais o Ministério está implementando para reduzir a dependência do sistema elétrico brasileiro das condições hidrológicas, considerando que a bandeira vermelha patamar 2 tem se mantido por meses consecutivos devido às aflúências 50% abaixo da média histórica?

2- Qual o cronograma e os investimentos previstos para ampliar a participação de fontes renováveis complementares (eólica e solar) na matriz energética nacional, de forma a reduzir o acionamento das termelétricas mais caras durante períodos de escassez hídrica?

3- Como o governo pretende equilibrar a necessidade de segurança energética com o impacto social da cobrança adicional de R\$ 7,87 por 100 kWh, especialmente para famílias de baixa renda que não têm capacidade de reduzir significativamente seu consumo de energia?

4- Que estratégias estão sendo desenvolvidas para modernizar e expandir o sistema de armazenamento de energia no Brasil, permitindo melhor aproveitamento das fontes renováveis intermitentes e reduzindo a volatilidade das bandeiras tarifárias?

5- Considerando que o sistema de bandeiras tarifárias completa 10 anos em 2025, qual a avaliação do Ministério sobre a efetividade deste mecanismo em promover o uso consciente de energia, e há planos para aprimorar ou reformular este sistema de sinalização de preços?

1.1. Esta Nota Informativa tratará de encaminhar subsídios para responder às perguntas 1 e 4 nos temas relativos às competências deste Departamento.

2. **INFORMAÇÕES**

2.1. A presente Nota Informativa tem o intuito de subsidiar a manifestação do Ministério de Minas e Energia (MME) e de sua Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP) acerca dos questionamentos apresentados no Requerimento de Informação (RIC) nº 5.810/2025 (SEI nº 1129304), de autoria do Deputado Federal Alberto Neto (PL-AM).

**Pergunta 1 - Que medidas estruturais o Ministério está implementando para reduzir a dependência do sistema elétrico brasileiro das condições hidrológicas, considerando que a bandeira vermelha patamar 2 tem se mantido por meses consecutivos devido às aflúências 50% abaixo da média histórica?**

2.2. Os estudos apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresentam a necessidade de contratação de capacidade de potência de forma recorrente. O requisito advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e mais recentemente foi sinalizado nos estudos do PDE 2034.

2.3. A contratação de potência tem como finalidade assegurar a capacidade de atendimento à demanda instantânea do SIN, contribuindo para a confiabilidade e para a segurança da operação em tempo real. Essa necessidade se torna ainda mais relevante diante da crescente participação de fontes de geração não controlável na matriz elétrica brasileira, como a solar fotovoltaica e a eólica, cuja produção depende de variáveis climáticas e, portanto, apresenta um certo nível de variabilidade.

2.4. A presença dessas fontes acarreta a **necessidade de recursos despacháveis** que proporcionem resposta às variações de carga e geração. Entre as situações que demandam maior disponibilidade de potência destacam-se os períodos de ponta de carga, em especial no início da noite,

quando há maior simultaneidade no consumo de energia. Nesses momentos, é preciso contar com empreendimentos capazes de atender rapidamente ao aumento da carga, respeitando os requisitos de rampa de atendimento.

2.5. Diante dessa necessidade, ao longo de 2024 e 2025, o MME trabalhou na elaboração de um Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência - LRCAP. Entretanto, o conjunto de judicializações que impactaram o processo levou à revogação das Portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 96, de 31 de dezembro de 2024, nº 97, de 3 de janeiro de 2025, nº 100, de 7 de fevereiro de 2025, e nº 103, de 19 de março de 2025, por meio da publicação da Portaria MME nº 106, de 4 de abril de 2025.

2.6. Após o cancelamento do leilão nos moldes inicialmente propostos, o MME estudou a estruturação de um novo certame para contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas, com o objetivo de atender às necessidades de potência do SIN. Esse novo LRCAP buscará aprimorar os avanços introduzidos pela Portaria Normativa GM/MME nº 96, de 31 de dezembro de 2024, e Portaria Normativa MME nº 100, de 7 de fevereiro de 2025, incorporando lições aprendidas no processo anterior e promovendo **maior resiliência à matriz elétrica brasileira.**

2.7. O resultado dos estudos desdobrou-se na retomada do certame com a realização de **dois leilões distintos**: um voltado para contratação de empreendimentos de **geração termelétrica a gás natural, carvão mineral e ampliação de capacidade de Usinas Hidroelétricas**, e outro voltado para empreendimentos **termelétricos a óleo combustível, óleo diesel e biodiesel**. O objetivo é contratar disponibilidade de potência proveniente de empreendimentos termelétricos e hidrelétricos, totalmente flexíveis, e que devem estar à disposição do despacho do ONS.

2.8. Os leilões estão previstos para ocorrerem em 18 e 20 de março de 2026, conforme definido nas Portarias Normativas MME nº 118 e 119, de 23 de outubro de 2025.

2.9. Outra medida com o objetivo de prover maior resiliência à matriz elétrica brasileira é o LRCAP para contratação de armazenamento por meio de sistemas de baterias, cujo conteúdo será tratado na Pergunta 4.

#### **Pergunta 4 - Que estratégias estão sendo desenvolvidas para modernizar e expandir o sistema de armazenamento de energia no Brasil, permitindo melhor aproveitamento das fontes renováveis intermitentes e reduzindo a volatilidade das bandeiras tarifárias?**

2.10. O MME reconhece o armazenamento de energia como uma tecnologia estratégica para conferir maior flexibilidade e resiliência à matriz elétrica, otimizando o aproveitamento de fontes renováveis intermitentes.

2.11. A inserção dos sistemas de armazenamento na matriz elétrica brasileira tem ganhado destaque nas discussões do Planejamento do Setor Elétrico nos últimos anos, devido à sua capacidade de resposta instantânea, flexibilidade operativa e locacional. Esses sistemas são considerados potenciais candidatos para diversas aplicações no setor elétrico brasileiro, incluindo o provimento de capacidade de ponta. Além disso, o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias já é uma solução amplamente adotada globalmente para múltiplas finalidades, como a oferta de serviços ancilares.

2.12. A aplicação de sistemas de armazenameto auxilia no atendimento de diversas necessidades sistêmicas, permitindo uma melhor gestão do recurso, como por exemplo acumular energia em momentos de excedente de geração e injeção de energia em momentos de escassez.

2.13. Por meio da Portaria GM/MME nº 812 (SEI 0960312), de 26 de setembro de 2024, foi disponibilizada na Consulta Pública nº 176 de 27/09/2024 a minuta de Portaria Normativa contendo as Diretrizes para a realização do LRCAP Armazenamento. Esse leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias.

2.14. Com base nas contribuições dos agentes, será realizada uma nova consulta pública com as atualizações propostas na minuta de portaria normativa. Assim, o leilão está previsto para ocorrer no primeiro semestre de 2026.

Diante do exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Informativa à Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento - SNTEP.

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Bruno de Almeida Ribeiro, Coordenador(a) de Estudos de Apoio à Expansão**, em 03/11/2025, às 17:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Grobério Lopes Perim, Diretor(a) do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica Substituto(a)**, em 03/11/2025, às 20:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1130870** e o código CRC **A2346A21**.

OFÍCIO Nº 65/2025-ASI/ANEEL

Ao Senhor

Raphael Ehlers dos Santos

Chefe da Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos

Ministério de Minas e Energia – MME

Brasília – DF

**Referência:** Processo nº 48300.001260/2025-19.

**Assunto:** Ofício nº 629/2025/ASPAR/GM-MME - Requerimento de Informação - RIC nº 5.810/2025.

Senhor Chefe da Assessoria Parlamentar,

1. Reportamo-nos ao ofício em epígrafe, por meio do qual este Ministério encaminha o o Ofício 1ªSec/RI/E/nº 368/2025 (SEI nº 1129303), de 8 de outubro de 2025, com o Requerimento de Informação n.º 5.810/2025, de autoria do deputado federal Capitão Alberto Neto (PL-AM), que solicita informações sobre "a bandeira tarifária de setembro que permanecerá vermelha, no patamar 2, mantendo o mesmo nível de agosto, o que representa o grau máximo de cobrança adicional no sistema."

2. Conforme os termos do Requerimento, os questionamentos foram formulados da seguinte maneira:

1. Que medidas estruturais o Ministério está implementando para reduzir a dependência do sistema elétrico brasileiro das condições hidrológicas, considerando que a bandeira vermelha patamar 2 tem se mantido por meses consecutivos devido às afluições 50% abaixo da média histórica?

2. Qual o cronograma e os investimentos previstos para ampliar a participação de fontes renováveis complementares (eólica e solar) na matriz energética nacional, de forma a reduzir o acionamento das termelétricas mais caras durante períodos de escassez hídrica?

3. Como o governo pretende equilibrar a necessidade de segurança energética com o impacto social da cobrança adicional de R\$ 7,87 por 100 kWh, especialmente para famílias de baixa renda que não têm capacidade de reduzir significativamente seu consumo de energia?

4. Que estratégias estão sendo desenvolvidas para modernizar e expandir o sistema de armazenamento de energia no Brasil, permitindo melhor aproveitamento das fontes renováveis intermitentes e reduzindo a volatilidade das bandeiras tarifárias?

5. Considerando que o sistema de bandeiras tarifárias completa 10 anos em 2025, qual a avaliação do Ministério sobre a efetividade deste mecanismo em promover o uso consciente de energia, e há planos para aprimorar ou reformular este sistema de sinalização de preços?

3. Inicialmente, cabe esclarecer que o sistema de Bandeiras tarifárias <sup>1</sup> sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Para tanto, as cores das Bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade.

4. Significado de cada cor e quanto custa:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos. A título de ilustração, trata-se de um impacto de 2,45% com relação à tarifa média residencial do Brasil;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 para cada quilowatt-hora kWh consumido. A título de ilustração, trata-se de um impacto de 5,79% com relação à tarifa média residencial do Brasil;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada quilowatt-hora kWh consumido. A título de ilustração, trata-se de um impacto de 10,23% com relação à tarifa média residencial do Brasil.

5. O sistema, implantado em 2015, é uma forma diferente de apresentar um custo que já estava na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido. Não existe, portanto, um novo custo, mas um sinal de preço que sinaliza para o consumidor o custo real da geração quando ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar. Com as Bandeiras, a conta de luz fica mais transparente e o consumidor tem a melhor informação para usar a energia elétrica de forma mais consciente.

6. Sem as bandeiras, as variações que ocorriam nos custos de geração de energia, para mais ou para menos, eram repassados até um ano depois, no reajuste tarifário seguinte, remuneradas pela taxa SELIC.

7. Todos os consumidores cativos das distribuidoras são faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados

8. Há também no portal da ANEEL uma sequência extensa de perguntas e respostas sobre o tema, que pode ser acessada em Assuntos>Tarifas> Bandeiras Tarifárias > Perguntas Frequentes sobre Bandeiras Tarifárias<sup>2</sup>.

9. Feita essa contextualização, em resposta ao item 1, informamos que, em que pese tratar-se de tema relacionado ao planejamento do setor elétrico, observando as atribuições e competências da ANEEL é possível afirmar que a matriz elétrica brasileira tem avançado com diversificação das fontes de geração com incentivo as outras fontes renováveis complementares : eólica, solar e biomassa. Além da expansão do sistema de transmissão que permite otimizar o escoamento da energia gerada no Sistema Interligado Nacional - SIN, favorecendo especialmente a operação das usinas hidrelétricas e o despacho de acordo com o período hidrológico. Além disso, tem-se incentivado soluções de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, e hibridização de centrais geradoras.

10. No tocante ao item 2, a expansão de renováveis no Brasil pode ocorrer por meio de leilões do ambiente regulado. Atualmente há um leilão de compra de energia de empreendimentos existentes, previsto para 14/11/2025. Essa expansão também pode ocorrer por decisões de mercado, descentralizadas, em que os agentes solicitam outorga à ANEEL e exploram os empreendimentos por conta e risco. Em ambos os casos, é possível acompanhar a expansão da oferta de energia pelo sistema Ralie, em que se inclui projeção numérica do aumento de oferta, esse painel está disponível em Geração — Agência Nacional de Energia Elétrica.<sup>3</sup>

11. Com relação ao item 3, o Planejamento Setorial busca equilibrar a necessidade de segurança energética com o impacto social das tarifas por meio de uma combinação de mecanismos de proteção social, planejamento do setor elétrico e políticas de transição energética justa.

12. Importa destacar que o sistema de bandeiras tarifárias foi criado para refletir, de forma transparente, os custos reais de geração de energia elétrica. Quando as condições de geração se tornam mais caras — por exemplo, em períodos de seca que exigem o uso de termelétricas —, a cobrança adicional sinaliza o aumento dos custos e estimula o consumo consciente.

13. Verifica-se que, na majoritária parte do tempo, conforme saldo da Conta Bandeiras que pode ser acompanhado no portal da ANEEL no link Bandeiras Tarifárias localizado em Assuntos > Tarifas > Relatórios e Indicadores<sup>4</sup>, o modelo tem contribuído positivamente para a sinalização e redução de custos aos consumidores, uma vez que oferece antecipadamente ao consumidor, a possibilidade de reagir sobre seus hábitos de consumo. Como explicado, antes das Bandeiras Tarifárias, o consumidor realizava seu consumo sem saber das condições e somente no processo tarifário da distribuidora, o resultado daquele consumo vinha considerando correção pela SELIC, inclusive, tornando a tarifa mais exposta a variações, caso não houvesse o mecanismo.
14. Portanto, os benefícios das bandeiras tarifárias são notórios e trazem previsibilidade de custos aos usuários, bem como redução de volatilidade tarifária.
15. No entanto, reconhecendo que muitas famílias de baixa renda não têm condições de reduzir significativamente o consumo, são adotados mecanismos compensatórios, como a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), que garante gratuidade até 80 kWh mensais e isenção de cobrança de bandeiras tarifárias até esse limite, conforme previsto na Medida Provisória nº 1.300/2025
16. Além disso, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prioriza investimentos em fontes renováveis, ampliação de reservatórios, interligações regionais e programas de eficiência energética, de modo a reduzir a dependência de fontes mais caras e poluentes — o que, a médio prazo, diminui a necessidade de acionar bandeiras vermelhas e, portanto, de cobrar adicionais como o de R\$ 7,87 por 100 kWh.
17. Em síntese, o planejamento procura assegurar o fornecimento contínuo de energia e, ao mesmo tempo, proteger os consumidores mais vulneráveis, equilibrando os objetivos de sustentabilidade econômica, ambiental e social do setor elétrico.
18. Quanto ao item 4, a expansão da capacidade de armazenamento de energia integra o planejamento setorial conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de estudos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
19. No âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o MME, o ONS, a EPE e os agentes de geração já foram informados de que, uma vez definida a necessidade pelo planejador setorial, a Agência está apta a licitar soluções de armazenamento por meio de baterias associadas às concessões de transmissão.
20. A ANEEL também comunicou aos agentes de geração que está preparada para incluir soluções de armazenamento colocalizadas — por meio de baterias — nas outorgas de geração existentes. No tocante à regulamentação do armazenamento de energia, a ANEEL vem tratando do tema no âmbito da Consulta Pública nº 39/2023, atualmente em fase de deliberação pelo Colegiado da Agência. Essa consulta visa o aprimoramento da minuta de Resolução Normativa sobre Sistemas de Armazenamento de Energia.
21. A Consulta Pública nº 39/2023 trata da regulamentação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, com foco na remoção de barreiras à sua implantação no Brasil. A proposta normativa contempla tanto sistemas colocalizados com centrais geradoras quanto sistemas autônomos, buscando viabilizar sua inserção no setor elétrico nacional. O tema encontra-se em avaliação pela Diretoria Colegiada da ANEEL.
22. Além disso, destaca-se o Ofício nº 552/2025, por meio do qual a ANEEL informou que, embora a Resolução Normativa ainda não tenha sido aprovada, a Agência passará a instruir imediatamente pedidos de outorga para sistemas de armazenamento colocalizados em centrais geradoras, “considerando a importância dessas soluções para a operação e a segurança do sistema elétrico brasileiro”.
23. Nesse contexto, é importante mencionar as ações que a ANEEL tem realizado para modernizar e expandir o uso de sistemas de armazenamento de energia no país. A Agência aprovou a Agenda Regulatória para o biênio 2022/2023, com o objetivo de realizar a Análise de Impacto Regulatório (AIR) relativa à atividade regulatória GER21-18 — *Promover adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento,*

*incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional (SIN)* Essa iniciativa integra a primeira etapa do processo de modernização do setor elétrico.

24. Ademais, por determinação da Diretoria da ANEEL, exarada na 46ª Reunião Pública Ordinária (RPO), de 10/12/2024 (Demanda da Diretoria nº 2024/46RPO-4370), foi proposta a inclusão de uma nova atividade na Agenda Regulatória 2026/2027, denominada “*Regulamentação do armazenamento de energia elétrica em sistemas de transmissão e distribuição*”, cujo início está previsto para o começo de 2026. Essa iniciativa permitirá o uso mais otimizado e transparente dos sistemas de armazenamento nesses segmentos, fortalecendo a segurança operativa e contribuindo para a modernização do sistema elétrico brasileiro diante dos desafios atuais.

25. Sobre o item 5, como mencionado anteriormente, o sistema de bandeiras tarifárias não se trata de custo novo, mas uma forma diferente de apresentar um custo que já estava presente na conta de energia elétrica, mas não era percebido por que era reconhecido no processo tarifário anual das distribuidoras junto com a variação dos demais custos que compõe a tarifa. Inclusive, no acumulado de 12 meses, o custo pago pelo consumidor via bandeiras tarifárias tende a ser menor do que seria com a regra anterior, pois sem a bandeira tarifária o custo extra de geração seria considerado na tarifa com valor corrigido pela taxa Selic do momento em que o custo foi pago pelas distribuidoras de energia até o seu reconhecimento no processo tarifário.

26. Sua aplicação decorre de regulamentos aprovados pela ANEEL e debatidos com a sociedade, por meio de consultas públicas, e tem como base legal o Decreto nº 8.401/2015. O atual procedimento de acionamento das bandeiras está definido de forma normativa no PRORET, Submódulo 6.8. Os valores de referência dos adicionais tarifários associados a cada bandeira estão homologados na Resolução Homologatória n. 3.306/2024, na tabela do seu anexo 2<sup>6</sup>.

27. Assim, trata-se de procedimento normatizado e cujo fluxo mensal do acionamento envolve rotinas de análise e cálculos realizados pela CCEE e a ANEEL, não existindo discricionariedade no seu acionamento mensal, uma vez que se deve seguir o rito procedimental.

28. Ademais, no âmbito da Consulta Pública nº 26/2023, se discutiu aprimoramentos relevantes no sistema de bandeiras tarifárias. Até 2023, o sistema apresentava dois gatilhos, o GSF e o PLD<sup>7</sup>. Com o aprimoramento aprovado pela Diretoria da ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 3.306, de 5 de março de 2024, passou-se a incorporar um terceiro gatilho para o acionamento dos adicionais, qual seja: os despachos termelétricos definidos, pelo CMSE, fora da ordem de mérito econômico. Assim, incorporou-se tratamento explícito do ESS de natureza de segurança energética na metodologia das bandeiras tarifárias.

29. Foram apresentadas também contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 26/2023 que transcenderiam o escopo dessa participação pública, como estudo de impactos da evolução da matriz (e.g., considerando a nova dinâmica relacionada à necessidade de potência do sistema elétrico) e da abertura do mercado sobre o desenho das bandeiras tarifárias. Esses casos demandariam juízo de valor prévio pela Diretoria, com as respectivas pertinências e priorizações devendo também ser sinalizadas pelo Colegiado.

30. Como discutido, não se identificou erros ou falhas no mecanismo, pois a metodologia foi seguida exatamente como aprovada no Submódulo 6.8 do Proret, sendo que, ao longo do período de apuração desde 2015, o resultado cumpre o que se pretendia.

31. Obviamente, pode-se efetuar melhorias para que se busque mais precisão e/ou alguma medida exógena ao modelo matemático/estatístico seja aplicada em determinadas situações, o que deveria ser objeto de revisão metodológica com discussão pública, que segue a Lei nº 13.848/2019, que dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras.

32. Ressalta-se que o “saldo” da Conta Bandeiras não deve ser entendido como um fundo financeiro, mas sim como um balanço entre receitas e custos observados pelo sistema de Bandeiras Tarifárias. De um lado, caracterizam-se como receitas os valores obtidos com aplicação dos adicionais de bandeiras e as

coberturas tarifárias concedidas para alguns itens observados pela Conta Bandeiras. De outro, os custos apurados para todas as rubricas observadas pela Conta Bandeiras.

33. Nesse sentido, o “saldo” caracteriza-se como um resultado que pode, em momento de maior ou menor custo de operação do sistema, ser positivo ou negativo.

34. Em momentos de menor custo de operação do sistema, mesmo sem aplicação de adicionais, pode haver cobertura tarifária que exceda os custos, situação que poderia ocorrer com ou sem a existência do sistema de Bandeiras, sujeita ao ajuste ordinário no processo tarifário subsequente de cada distribuidora, com correção pela taxa SELIC, conforme disposto na Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, que definiu a SELIC como índice de correção e remuneração dos custos de parcela A, da qual a compra de energia elétrica faz parte.

35. Sobre o histórico do saldo, em fevereiro de 2024, o resultado dos itens observados pela Conta Bandeiras chegou a quase R\$ 10 bilhões, em grande parte pelo custo de operação do sistema elétrico desde o início de 2022 abaixo da cobertura tarifária concedida nos processos tarifários. Cabe aqui destacar que no período entre maio de 2022 e junho de 2024, não houve acionamento de adicional de bandeira tarifária, tendo permanecido verde em todo o período.

36. Com as reversões realizadas nos processos tarifários do ano de 2024, o resultado caiu de 10 bilhões (fev-24) para 2 bilhões (out-24) observa-se que somente em julho de 2024, com o aumento do custo de operação do sistema elétrico, o adicional de bandeira amarela voltou a ser acionado, momento em que o resultado da Conta Bandeiras encontrava em torno de R\$ 5 bilhões. Mesmo com a aplicação dos adicionais de bandeiras em julho, setembro, outubro e novembro de 2024, o resultado da Conta Bandeiras caiu até o patamar de 2 bilhões em outubro de 2024, o que indica que os custos observados pelo sistema de bandeiras superaram a receita com aplicação dos adicionais.

37. A partir de novembro de 2024, com custo de operação do sistema elétrico abaixo da cobertura prevista nas tarifas, o resultado retomou a trajetória de alta até fevereiro de 2025, quando atingiu o pico de 6,4 bilhões. A partir de então, com as reversões realizadas nos processos tarifários e com o aumento do custo de operação do sistema, o saldo caiu de forma consistente.

38. Atualmente, o resultado está em apenas R\$ 0,5 bi, ou seja, os patamares de bandeiras que vêm sendo aplicados estão no limite da cobertura dos custos. Este saldo pode ser acompanhado no portal da ANEEL no link Bandeiras Tarifárias localizado em Assuntos > Tarifa > Relatórios e Indicadores<sup>5</sup>.

39. Pode-se observar que na maior parte do tempo, o fluxo da conta fica em torno de zero. Em alguns momentos, até negativo. O mínimo foi em torno de R\$ -12,3 bi em novembro de 2021 e o máximo de R\$ 9,9 bilhões em novembro de 2024.

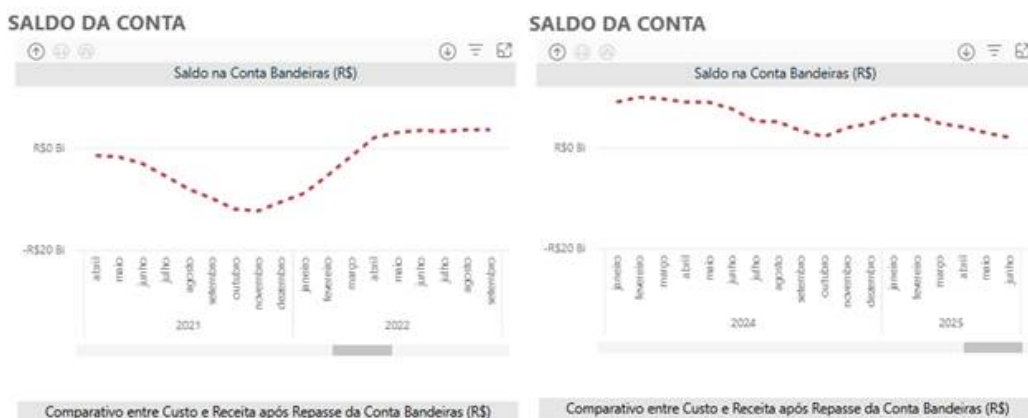


Figura 1: Saldo Mínimo em novembro de 2024 Figura 2: Saldo Máximo em fevereiro de 2024

40. Como pode ser constatado, o fluxo da conta teve comportamento estável, não onerando e nem desonerando excessivamente. Contudo, como parte de um modelo teórico e empírico, pode haver excursions atípicos, o que restou superado.

41. Dessa forma, como colocado, não há onerosidade excessiva e o saldo atual é inferior a R\$ 0,5 bi, mesmo com o acionamento das bandeiras nos últimos meses. Assim, não houve cobrança adicional de bandeira tarifária em períodos de baixo custo de operação do sistema.

42. Entende-se a preocupação desse requerimento, embora, como explicado, não há onerosidade aos consumidores. O que é cobrado representa o custo da energia refletido pela operação do sistema elétrico. De toda forma, a diretoria da ANEEL pode incluir o tema na Agenda Regulatória, para que o mecanismo possa ser objeto de aprimoramento mediante rito regulatório, que envolve transparência, previsibilidade e escrutínio público.

43. Na próxima revisão do mecanismo de Bandeiras Tarifárias, a ANEEL poderá discutir hipóteses em que, havendo saldo excedente, tal saldo possa ser considerado nos acionamentos dos adicionais de Bandeiras Tarifárias.

44. De toda forma, cabe pontuar que em 2019 foi realizado estudo, conforme Nota Técnica nº 170/2019-SGT/ANEEL, de 9 de setembro de 2019, no âmbito do processo nº 48500.004456/2019-52, para avaliar a aplicação do mecanismo de Bandeiras Tarifárias desde sua implementação em 2015. Como conclusão, constou no referido documento que:

i) No período de análise, em função da aplicação das Bandeiras, os consumidores deixaram de arcar com R\$ 3,71 bilhões referentes a juros;

ii) Nos anos de 2016, 2017 e 2018 as Bandeiras evitaram um repasse tarifário adicional médio de 11,06%, 2,12% e 4,26%. Em 2019, nos processos homologados até agosto/19, as Bandeiras evitaram um repasse tarifário adicional médio de 4,49%; e

iii) Em regiões em que as Bandeiras não foram aplicadas os consumidores arcaram com um incremento na conta de juros (Taxa Selic).

45. O apontamento do item (iii) aconteceu para os consumidores amazonenses, em decorrência de liminar que impediu a aplicação das Bandeiras Tarifárias, ao longo dos ciclos tarifários de 2015-2018, o que acarretou uma despesa financeira de R\$ 34,3 milhões que foram suportados pelo consumidor amazonense, expondo os saldos à remuneração pela Taxa SELIC.

46. Recentemente, foi implementado relatório automatizado, conforme metodologia aplicada na Nota Técnica nº 170/2019-SGT/ANEEL, para consolidação dos juros economizados pelo efeito das Bandeiras Tarifárias. Por meio dessa ferramenta, verificou que foi economizado R\$ 9,2 bilhões, em valores históricos de cada processo tarifário. Corrigindo-se esse valor por IPCA, obtém-se o valor R\$ 12,75 bilhões, em valor presente. Os valores apurados anualmente podem ser vistos no gráfico abaixo:



**Figura 4: Juros Economizado com a aplicação das Bandeiras Tarifárias.**

Fonte: Assuntos > Tarifas > Relatórios e Indicadores > Bandeiras Tarifárias<sup>8</sup>

47. Portanto, entende-se que o mecanismo tem sua eficácia comprovada para o propósito para o qual foi criado, cabendo eventual análise quanto à pertinência de aprimoramentos metodológicos.

48. Sem mais para o momento, colocamo-nos à disposição para prestar esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)  
RENATA FREIRE MARTINS  
Chefe da Assessoria Parlamentar

1 <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>

2 <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias/faq-bandeiras-tarifarias>

3 <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>.

4 <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias/faq-bandeiras-tarifarias>

5 <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos>

6 <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243306.pdf>

7 O GSF representa o uso das usinas hidroelétricas: quando mais próximo do valor 1, maior é esse uso, e o PLD é o preço no mercado de curto prazo e fruto de uma série ampla de variáveis operativas e estocásticas. Ambos os gatilhos, GSG e PLD, apresentam incertezas intrínsecas, pois lidam com variáveis que não são de fácil previsão, como chuvas, vento, temperatura que, por consequência, influenciam: (i) o despacho a maior ou a menor de usinas hidroelétricas, termoeletricas, eólicas e solares, bem como (ii) o consumo a maior ou a menor de energia elétrica pelas atividades industriais, comerciais e residenciais. Quanto maior o uso de usinas mais caras, como as termelétricas, menor o GSF e maior será o PLD. Essas variáveis, GSF e PLD, traduzem os custos reais da operação do sistema. Assim, os quatro adicionais de bandeira tarifária (verde, amarela, vermelha 1 e vermelha 2) são sempre dimensionados para expressar tais custos.

8 [https://binew.aneel.gov.br/Reports/powerbi/ANEEL/SGT/PubSGT/\(COORD\)%20Sistemas/Rel%20An%C3%A1lise%20de%20Bandeiras%20Tarif%C3%A1rias](https://binew.aneel.gov.br/Reports/powerbi/ANEEL/SGT/PubSGT/(COORD)%20Sistemas/Rel%20An%C3%A1lise%20de%20Bandeiras%20Tarif%C3%A1rias)



Documento assinado eletronicamente por **Renata Freire Martins, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 30/10/2025, às 16:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0227678** e o código CRC **6A8B568E**.

Referência: Processo nº 48500.031415/2025-87

SEI nº 0227678

# DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 27/09/2024 | Edição: 188 | Seção: 1 | Página: 84

Órgão: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro

## PORTARIA GM/MME Nº 812, DE 26 DE SETEMBRO DE 2024

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 31, § 1º, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, nos arts. 3º e 3º-A, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, no art. 27, inciso II, do Decreto nº 12.002, de 22 de abril de 2024, e o que consta do Processo nº 48360.000272/2024-22, resolve:

Art. 1º Divulgar, para Consulta Pública, a minuta de Portaria Normativa contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".

Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico [www.gov.br/mme](http://www.gov.br/mme), Portal de Consultas Públicas, e no Portal Eletrônico Participa + Brasil.

Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de trinta dias, contados a partir da data de publicação desta Portaria.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

**ALEXANDRE SILVEIRA**

ANEXO

### MINUTA DE PORTARIA NORMATIVA GM/MME Nº , DE DE DE 2024

Estabelece as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto nos arts. 3º e 3º-A, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, e o que consta do Processo nº 48360.000272/2024-22, resolve:

Art. 1º Fica estabelecido, nos termos desta Portaria Normativa, as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".

Parágrafo único. O Leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias.

### CAPÍTULO I

### DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2025 - LRCAP ARMAZENAMENTO DE 2025



Art. 2º O montante total de Reserva de Capacidade a ser contratada será definido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador do Sistema Elétrico Nacional - ONS, respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover, direta ou indiretamente, o LRCAP Armazenamento de 2025, em conformidade com as Portarias GM/MME nº 514, de 2 de setembro de 2011, nº 102, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.

Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em junho de 2025.

Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias.

§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 deverão atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária e em tempo real estabelecida pelo ONS.

§ 2º O compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima é igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.

§ 3º Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima.

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade, e será regulamentada pela Aneel.

§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração.

§ 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.

§ 5º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos CRCAPs e nos Procedimentos de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º.

## CAPÍTULO II

### DO CADASTRAMENTO E DA HABILITAÇÃO TÉCNICA

Art. 6º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de armazenamento de energia no LRCAP Armazenamento de 2025, deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio - [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br), bem como a documentação referida na Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016.

§ 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de de de 2024.



§ 2º Para fins de cadastramento das informações e documentos dos sistemas de armazenamento, deverão ser observadas instruções complementares a serem publicadas pela EPE, e o disposto na Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016.

Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos:

I - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, e pelas Instruções complementares a serem publicadas pela EPE, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa;

II - sistemas de armazenamento de energia em baterias cujo Custo Variável Unitário - CVU seja superior a zero;

III - sistemas de armazenamento de energia em baterias cuja disponibilidade de potência total seja inferior a 30MW de potência;

IV - sistemas de armazenamento de energia em baterias com capacidade de operação contínua mínima inferior a 4 (quatro) horas consecutivas no mesmo dia; e

V - cujo Barramento Candidato, de que trata o art. 2º, inciso VI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, tenha capacidade remanescente para escoamento inferior à respectiva potência injetada.

Art. 8º A disponibilidade de potência dos empreendimentos candidatos será calculada utilizando metodologia a ser definida pela EPE.

Parágrafo único. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos, será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.

Art. 9º A EPE deverá realizar eventuais adequações às instruções de cadastramento e habilitação de modo a contemplar sistemas de armazenamento de energia em baterias, podendo estabelecer requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, vida útil, entre outros.



### CAPÍTULO III

#### DO EDITAL E DOS CONTRATOS

Art. 10. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP Armazenamento de 2025, além de prever os devidos ajustes na forma de contratação do uso do Sistema de Transmissão nas Regras de Transmissão para fins de apuração dos serviços e encargos do uso da transmissão.

§ 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos.

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029.

§ 3º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes Diretrizes:

I - os vendedores farão jus à remuneração resultante do Leilão após o início de suprimento e após a entrada em operação comercial do empreendimento;

II - o cálculo da Receita Fixa - RF será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:

a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno);

b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão e Distribuição;

c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição;

d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M;

e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor;

f) tributos e encargos diretos e indiretos;

g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS; e

h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos;

III - a Receita Fixa, terá como base de referência o mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa, e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA verificado entre o mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa e o mês de realização do Leilão.

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF; e

II - as Indisponibilidades Programadas - IP do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos Procedimentos de Rede.

§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP.

§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela ANEEL:

I - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2025; e

II - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.

§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à avaliação e concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e

II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.

§ 8º A Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:

I - o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano;

II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o período da recarga seja coordenado com o ONS; e

III - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.

Art. 12. Para fins de classificação dos lances do LRCAP Armazenamento de 2025, será considerada a Capacidade Remanescente do SIN para escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.

§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no art. 4º, § 3º, inciso V, da Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, para os empreendimentos cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se



enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão - DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada - ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

§ 2º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações do Ponto de Conexão do empreendimento ao SIN indicado no ato do Cadastramento para o LRCAP Armazenamento de 2025, não se aplicando o disposto no art. 3º, §§ 8º e 9º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.

§ 3º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações da Potência Injetável Total declarada no ato do Cadastramento para o LRCAP Armazenamento de 2025.

§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até , não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.

§ 5º Exclusivamente no LRCAP Armazenamento de 2025, não se aplica o disposto no art. 4º, §§ 1º e 2º, incisos I e II, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, devendo, na expansão da Rede Básica, DIT e ICG, serem consideradas:

I - as instalações homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento;

II - as instalações autorizadas pela Aneel, como reforços e melhorias, até a data de realização da Reunião Ordinária do CMSE a ser realizada no mês do término do Cadastramento; e

III - novas instalações de transmissão arrematadas nos Leilões de Transmissão realizados até o mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial seja anterior às datas do início do suprimento contratual, de que trata o art. 9º, § 2º.

§ 6º Exclusivamente para o Leilão de que trata o art. 1º, não se aplica o disposto no art. 6º, inciso III, alíneas "a" e "b", da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, devendo ser consideradas as Usinas para fins de atendimento ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, desde que o gerador tenha celebrado, até o prazo final de Cadastramento, um dos seguintes documentos:

a) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, para o acesso à Rede Básica; ou

b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, para o acesso aos Sistemas de Distribuição.

§ 7º Para o LRCAP Armazenamento de 2025, não se aplica o disposto no art. 6º, parágrafo único, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, devendo, para fins de configuração da geração utilizada na definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para os empreendimentos de que trata o art. 6º, inciso II, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, monitorados pelo CMSE, serem consideradas as datas de tendência homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento.

§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta.

§ 9º A Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG deverá conter o detalhamento do cenário de que trata o § 8º.

§ 10. Para cada Barramento Candidato será calculada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração considerando o cenário energético descrito no § 8º.

§ 11. As violações exclusivamente decorrentes de superação de nível de curto-circuito que podem ser solucionadas por meio da substituição de disjuntores, bem como as violações de capacidade de corrente nominal passíveis de solução pela substituição de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos de conexão e seções de barramento em subestações, poderão ser consideradas para acréscimo de oferta das margens de transmissão, excetuando-se os casos que serão explicitados, justificados e detalhados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.



§ 12. O ONS encaminhará ao Ministério de Minas e Energia, em até 30 (trinta) dias a contar da realização do LRCAP Armazenamento de 2025, relatório que detalhe a eventual necessidade de reforços causados exclusivamente por violações por superação de nível de curto-circuito decorrentes da contratação de novos empreendimentos no referido Certame, para fins de inclusão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE.

§ 13. O Edital deverá dispor expressamente acerca da alocação dos custos decorrentes dos reforços de que trata o § 12.

Art. 13 O Edital deverá conter os requisitos técnicos de conexão ao sistema de transmissão para os sistemas de armazenamento por baterias, conforme Nota Técnica a ser elaborada pelo ONS.

Art. 14. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria GM/MME nº 514, de 2 de setembro de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento.

Art. 15. Os empreendedores poderão modificar as características técnicas do empreendimento após a sua outorga, observadas as Diretrizes definidas pela Portaria GM/MME nº 481, de 26 de novembro de 2018, no que couber.

Parágrafo único. É vedada a alteração de características técnicas que comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.

#### CAPÍTULO IV

#### DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 16. A Sistemática a ser aplicada na realização do LRCAP Armazenamento de 2025 será disposta em Portaria específica a ser publicada pelo Ministério de Minas e Energia.

Art. 17. Aplica-se a Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP Armazenamento de 2025.

Art. 18. Esta Portaria Normativa entra em vigor e produz efeitos na data de sua publicação.

ALEXANDRE SILVEIRA

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.



# MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

## DESPACHO

**Processo nº:** 48300.001260/2025-19

**Assunto:** Requerimento de Informações nº 5.810/2025 da Câmara dos Deputados (SEI nº 1129304)

**Interessado:** ASPAR/MME

À Secretaria Nacional de Energia Elétrica

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 1129484, de 13/10/2025, que apresenta o Requerimento de Informações em epígrafe, encaminhamos o Ofício nº 65/2025-ASI/Aneel (SEI nº 1137824), o qual traz elementos para a resposta ao referido pedido da Câmara dos Deputados.
2. Ao entender que a correspondência da agência reguladora contém os dados necessários para resposta ao parlamentar, consideramos que, no âmbito das competências do Departamento de Políticas Setoriais, não há outras informações relevantes a serem acrescentadas.

Respeitosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 05/11/2025, às 08:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1139175** e o código CRC **DB9B0AE0**.

NOTA INFORMATIVA Nº 32/2025/DPOTI/SNTEP

1. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

1.1. O Despacho ASPAR (SEI nº 1108818), de 2 de setembro de 2025, encaminhou à Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP) o Requerimento de Informação (RIC) nº 5.810/2025 (SEI nº 1108816) de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto. A SNTEP, por sua vez, solicitou ao Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais (DPOTI) o envio de informações até 3 de novembro de 2025, conforme Despacho SNTEP (SEI nº 1129863).

1.2. O RIC em análise solicita informações acerca da bandeira tarifária de setembro. Entre as questões levantadas, a questão nº 2 se relaciona parcialmente às competências do Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais (DPOTI), requisitando informações que estão ligadas às suas ações.

2. **INFORMAÇÕES**

2.1. Seguem as contribuições do DPOTI/SNTEP à questão nº 2 do RIC nº 5.810/2025:

**2) Qual o cronograma e os investimentos previstos para ampliar a participação de fontes renováveis complementares (eólica e solar) na matriz energética nacional, de forma a reduzir o acionamento das termelétricas mais caras durante períodos de escassez hídrica?**

2.2. Em julho de 2021, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) emitiu estudo de diagnóstico das interligações regionais<sup>[1]</sup>, realizado a partir de análise multi-cenários, balizada pelas indicações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Como principal constatação do estudo, foi identificada a necessidade de expansão da capacidade das interligações regionais do sistema elétrico brasileiro, com foco específico nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, considerando a forte expansão da oferta de geração renovável prevista para ocorrer ao longo dos próximos anos, preponderantemente na região Nordeste.

2.3. Considerando a expressiva expansão prevista da geração de energia nas regiões Norte e Nordeste, incluindo fontes renováveis, termelétricas e novas tecnologias, tornou-se necessário elaborar uma estratégia coordenada para o planejamento da expansão da rede de transmissão. Entre 2021 e 2022, a EPE desenvolveu estudos integrados em duas frentes paralelas: reforços nos sistemas regionais e ampliação das interligações inter-regionais.

2.4. Esses estudos, organizados em seis relatórios complementares, visam aumentar a capacidade de intercâmbio de energia entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, eliminar gargalos locais que limitam a conexão de novos projetos de geração renovável (especialmente solar e eólica) no Nordeste, e melhorar a confiabilidade no atendimento à demanda. As recomendações propostas permitirão expandir a capacidade instalada de fontes renováveis nas regiões Norte e Nordeste de forma equilibrada com o crescimento da demanda e seguindo critérios de viabilidade econômica.

I - **Relatórios de interligações**, focados no desenvolvimento de corredores expressos de elevada capacidade de transmissão para viabilizar o escoamento dos excedentes de geração das regiões Norte e Nordeste para os demais subsistemas do país:

[1] [EPE-DEE-NT-072/2021-r0 - Expansão das Interligações Regionais - Diagnóstico Inicial](#), de julho de 2021.

[2] [EPE-DEE-RE-018/2022 - Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste](#), emissão original em março de 2022; e

[6] Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste (futuro).

II - **Relatórios regionais**, dedicados aos reforços da infraestrutura local, fundamentais para expandir a rede elétrica em áreas com elevada demanda por conexões, solucionar restrições elétricas internas aos subsistemas, assegurar o fornecimento confiável de energia à demanda regional e integrar os sistemas locais aos corredores expressos de transmissão entre regiões:

[3] [EPE-DEE-RE-148/2021-rev2 - Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 1](#), emissão original em dezembro de 2021.

[4] [EPE-DEE-RE-014/2022-rev2 - Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 2 – Área Norte](#), emissão original em março de 2022.

[5] [EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 - Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 3 – Área Leste](#), emissão original em março de 2022.

2.5. O resultado desses estudos culminou na recomendação de um robusto conjunto de empreendimentos, cujo investimento total perfaz mais de R\$ 50 bilhões em novas instalações de Rede Básica (linhas de transmissão e subestações), dentre os quais, um sistema de transmissão em corrente contínua, interligando a subestação de Graça Aranha (MA) à subestação de Silvânia (GO), com capacidade nominal de 5 GW, denominado Bipolo Nordeste 1.

2.6. As obras recomendadas nesses estudos da EPE foram ofertadas com sucesso nos Leilões de Transmissão nº 1/2023, nº 2/2023 e nº 1/2024, conforme detalhado na tabela 1. O conjunto de obras objeto desses leilões compreende mais de 14 mil km de novas linhas de transmissão em corrente alternada e 2.936 km de novas linhas de transmissão em corrente contínua (expansão de aproximadamente 10% da extensão total da Rede Básica de transmissão brasileira), 13 novas subestações e quase R\$ 56 bilhões de reais em investimentos previstos.

Tabela 1 - Leilões de Transmissão nº 1/2023, nº 2/2023 e nº 1/2024.

LEILÃO	LOTE	INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO	UF	EXTENSÃO (km)	DESÁGIO	CONCLUSÃO DO ATO LEGAL <sup>[2]</sup>
Leilão nº 1/2023	Lote 1	*LT 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II C1, CS; *LT 500 kV Campo Formoso II - Barra II C1, CS; *LT 500 kV Buritirama - Barra II C1, CS; *LT 500 kV Barra II - Correntina C1, CS; *LT 500 kV Correntina - Arinos 2 C1, CS; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Correntina e o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa - Rio das Éguas C1, CS; *SE 500 kV Campo Formoso II; *SE 500 kV Barra II e Compensação Síncrona; *SE 500 kV Correntina.	BA MG	1.116	66,18%	29/03/2029
Leilão nº 1/2023	Lote 2	*LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II C2 e C3, CS; *LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Jaíba C1 e C2, CS; *LT 500 kV Jaíba - Buritizeiro 3 C1 e C2, CS.	BA MG	1.614	51,00%	29/03/2029

Leilão nº 1/2023	Lote 3	*LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará C2, CS.	MG	349	52,13%	30/09/2028
Leilão nº 1/2023	Lote 4	*LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino, C1, CS.	MG	303	45,75%	03/07/2027
Leilão nº 1/2023	Lote 5	*LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C2, CS; *LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II C2, CS; *LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C2, CS; *LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C2.	BA MG ES	1.006	42,80%	29/03/2029
Leilão nº 1/2023	Lote 6	*LT 500 kV Xingó - Camaçari II C1 e C2, CD.	BA SE	714	48,23%	30/09/2028
Leilão nº 1/2023	Lote 7	*LT 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 , C1 e C2, CD, com 2 x 318 km; *LT 500 kV Leopoldina 2 - Terminal Rio C1 e C2, CD, com 2 x 191 km; *SE 500 kV Leopoldina 2 - novo pátio de 500 kV.	MG RJ	1.044	41,81%	29/03/2029
Leilão nº 1/2023	Lote 8	LT 230 kV Recife II - Bongí C1 e C2 (trechos aéreos e subterrâneos).	PE	38	55,35%	29/03/2029
Leilão nº 1/2023	Lote 9	SE 500/138 kV Água Vermelha - nova transformação 500/138 kV, incluindo a instalação do sistema de automatismo para o controle do fluxo de reativos.	SP	*	50,36%	30/09/2026
Leilão nº 2/2023	Lote 1	*SE ±800 kVcc/500 kVca Graça Aranha; *SE ±800 kVcc/500 kVca Silvânia; *LT 500 kV Presidente Dutra - Graça Aranha C3, CS; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Graça Aranha e o seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina 2 C1; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Graça Aranha e o seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina 2 C2; *LT ±800 kVcc Graça Aranha - Silvânia; *Compensação Síncrona 500 kV, 3x (-300/+300) Mvar, na SE Graça Aranha; *Compensação Síncrona 500 kV, 3x (-300/+300) Mvar, na SE Silvânia.	MA TO GO	45	39,90%	30/03/2030
Leilão nº 2/2023	Lote 2	*LT 500 kV Silvânia - Nova Ponte 3, C1 e C2, CD; *LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto, C1 e C2, CD;	GO MG SP	1.102	47,01%	30/09/2029
Leilão nº 2/2023	Lote 3	*LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1, CS.	SP	388	42,39%	30/09/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 1	*LT 500 kV Quixadá - Crateús C1, CS, com 211 km; *LT 500 kV Crateús - Teresina IV C1, CS, com 231 km; *LT 230 kV Ibiapina II - Piriapiri C3, com 88 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Teresina IV e o seccionamento da LT 500 kV Tianguá - Teresina II C1 e C2, CD, com 2,0 km cada; *SE 500 kV Teresina IV; *SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona (-200/+300) Mvar.	CE PI	538	42,93%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 2	*LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1, CS, com 220 km; *LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3, CS, com 309 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE São João do Piauí II e o seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C1 e C2, CD, com 2,0 km cada; *SE 500 kV São João do Piauí II.	PI	537	45,97%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 3	*LT 500 kV Morada Nova - Pacatuba C1, CS, com 146,7 km; *LT 230 kV Banabuiú - Morada Nova, C1, CS, com 55,9 km; *LT 230 kV Morada Nova - Russas II, C1, CS, com 57,9 km; *LT 230 kV Alex - Morada Nova, C1, CS, com 61,8 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Pacatuba e o seccionamento da LT 500 kV Pecém II - Fortaleza II 05C2, CS, com 2 x 1,8 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Pacatuba e o seccionamento da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II C1, CS, com 2 x 1,2 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Morada Nova e o seccionamento da LT 500 kV Açú III - Quixadá C1, CS, com 0,4 km cada; *Trechos de LT 230 kV entre a SE Morada Nova e o seccionamento da LT 230 kV Banabuiú - Russas II C2, com 2 x 1,0 km; *Trechos de LT 230 kV entre a SE Alex e o seccionamento da LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II C1, com 2 x 2,8 km; *SE 500/230 kV Morada Nova - (6+1R) x 300 MVA	CE	337	26,94%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 4	*LT 500 kV Ceará Mirim II - João Pessoa II C1, CS, com 198 km; *LT 500 kV João Pessoa II - Pau Ferro C1, CS, com 87 km; *LT 500 kV Garanhuns II - Messias C1 , CS, com 86 km; *Trechos de LT 230 kV entre a SE Pilões III e o seccionamento da LT 230 kV Extremoz II - Campina Grande III C2, com 2 x 20 km; *SE 230/69 kV Pilões III - 2 x 150 MVA.	RN PB PE AL	411	30,50%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 5	*LT 500 kV Bom Nome II - Campo Formoso II C1, CS, com 369 km; *LT 500 kV Bom Nome II - Zebu III C1, CS, com 183,7 km; *LT 500 kV Zebu III - Olindina C1, CS, com 227 km; *LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C1, CS, com 4,54 km; *LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C2, CS, com 4,23 km; *LT 230 kV Zebu III - Floresta II, C1, CS, com 91,9 km; *LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C1, CS, com 6,5 km; *LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C2, CS, com 6,5 km; *LT 230 kV Araticum - Milagres C2, CS, com 19,25 km; *LT 230 kV Abaiara - Milagres C2, CS, com 14,78 km; LT 230 kV Chapada III - Crato II C1, CS, com 168,92 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Bom Nome II e o seccionamento da LT 500 kV Milagres II - Luiz Gonzaga C1, CS, com 2 x 2,7 km; *Trecho de LT 230 kV entre a SE Abaiara e o seccionamento da LT 230 kV Milagres - Crato II, C1, CS, com 1 x 14,21 km. Desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento; *SE 500/230/138 kV Bom Nome II - 500/230 kV - (6+1Res x 300 MVA) e 230/138 kV - 2 x 150 MVA; *SE 500/230 kV Zebu III - 500/230 kV - (6+1Res x 300 MVA).	CE PB PE AL BA PI	1.116	31,14%	30/12/2029

Leilão nº 1/2024	Lote 6	*LT 500 kV Jussiape - São João do Paraíso C1 e C2, CS, com 225 km cada; *LT 500 kV São João do Paraíso - Capelinha 3 C1, CS, com 254 km; *LT 500 kV Capelinha 3 - Itabira 5 C1, CS, com 241 km; *Trechos de LT 500 kV entre a SE Jussiape e o seccionamento da LT 500 kV Igarorã III - Ibicoara C1, CS, com 2 x 3,0 km; *SE 500 kV Juassiapé; *SE 500 kV São João do Paraíso e Compensação Síncrona (-200/+300) Mvar.	BA MG	951	49,60%	30/12/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 7	LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués II, C1, CS, com 208 km; LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Dianópolis, C1, CS, com 182 km; SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto - (6+1Res) x 50 MVA e Compensação Síncrona (-48/+80)Mvar.	BA TO PI	390	41,05%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 8	SE 500/345 kV UTE GNA I e II - transformação 500/345 kV - (3+1Res) x 500 MVA, com a incorporação da subestação e das linhas de interesse restrito de 500 e de 345 kV	RJ	0	43,27%	30/06/2027
Leilão nº 1/2024	Lote 9	SE 230/138 kV Chapecoense - 2 x 150 MVA; Trechos de LT 230 kV entre a SE Chapecoense e os seccionamentos da LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C1 e C2, com 3 km;	SC	6	59,39%	30/12/2027
Leilão nº 1/2024	Lote 10	SE 230/138 kV GV do Brasil - transformação 230/138 kV (9+1Res) x 100 MVA e setor de 138 kV. LT 230 kV Itararé II - Capão Bonito, C1, com 104 km.	SP	104	43,49%	30/06/2028
Leilão nº 1/2024	Lote 11	LT 230 kV Inocência - Ilha Solteira 2, C4, CS, com 74,8 km; SE 230/138 kV Anastácio - substituição dos autotransformadores trifásicos TF1 e TF2 230/138 kV de 75 MVA por duas novas unidades 230/138 kV de 100 MVA; novo pátio 138 kV.	MS	75	42,42%	30/06/2028
Leilão nº 1/2024	Lote 12	*LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1, CS, com 205,13 km; *LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha C1, CS, com 188,4 km;	MA PI	394	29,99%	30/03/2030
Leilão nº 1/2024	Lote 13	*LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C3, CS, com 366 km; LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2, com 95 km.	PI MA TO	461	36,21%	30/06/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 14	*LT 500 kV Ourorândia II - Jussiape C1 e C2, CS, com 318 km cada.	BA	636	53,57%	30/12/2029
Leilão nº 1/2024	Lote 15	*LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2 C1, CS, com 175 km; *LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Mutum C1, CS, com 334 km;	MG	509	33,50%	30/12/2029

(\*) Obras recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [2][3][4][5]

2.7. Apesar dos significativos investimentos já contratados pelo poder concedente, serão necessárias expansões adicionais na capacidade de interligação entre os subsistemas Nordeste e Sudeste para viabilizar a integração segura dos novos projetos de geração renovável previstos pela EPE no horizonte de longo prazo. Essas ampliações futuras, que incluem um novo corredor expresso de transmissão ligando o Nordeste às regiões Sul/Sudeste, denominado Bipolo Nordeste 2, serão abordadas em estudo específico com publicação programada para o final de 2025.

2.8. Dentro desse contexto de alta penetração de renováveis no Nordeste brasileiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) publicou em janeiro de 2025 a Nota Técnica NT-ONS DPL 0008/2025, propondo a instalação de três compensadores síncronos no estado do Rio Grande do Norte: um na SE 500 kV João Câmara III e dois na SE 500 kV Açú III. Esta medida, integrada ao Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2024 (Ciclo 2025-2029), visa solucionar problemas identificados no planejamento operacional do Sistema Interligado Nacional.

2.9. O estudo avaliou os benefícios sistêmicos desses equipamentos para aumentar a segurança elétrica em uma região predominantemente alimentada por recursos conectados via inversores, caracterizada por baixos níveis de curto-circuito e severas restrições de escoamento de geração renovável variável. Segundo o ONS, a localização estratégica dos compensadores síncronos permite reforçar as subestações mais críticas e fornecer suporte dinâmico robusto de potência reativa ao sistema. Esses equipamentos foram ofertados no Leilão de Transmissão nº 04/2025, realizado em 31 de outubro de 2025.

2.10. Os empreendimentos viabilizados pelos Leilões de Transmissão realizados em 2023 e 2024, embora alinhados ao planejamento vigente à época, demandam expansões adicionais frente à crescente ocorrência de restrições operativas que impedem o pleno aproveitamento da geração disponível. O atual planejamento da expansão da transmissão já incorpora diretrizes mais estruturadas e abrangentes, com foco na ampliação da capacidade de escoamento e na otimização do aproveitamento dos recursos energéticos renováveis, notadamente solar e eólico, cuja participação na matriz tem se intensificado em diversas regiões do país. Dentre as iniciativas em desenvolvimento, destacam-se os projetos citados nesta Nota, especialmente aqueles voltados à estabilidade eletromecânica do sistema, como os compensadores síncronos licitados em 2025 e os estudos para a implantação do Bipolo Nordeste 2, dentre outros, que contribuirão para o aumento da confiabilidade operativa e a integração eficiente das fontes ao SIN.

Diante do exposto, sugiro o encaminhamento desta Nota Informativa à Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento.

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Zanetti Rosa, Diretor(a) do Dep. de Planejamento e Outorgas de Transmissão Distribuição e Int. Internacionais**, em 03/11/2025, às 20:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Maiara Guimaraes Rios, Chefe da Divisão de Estudos de Reforços, Melhorias e Modernização**, em 04/11/2025, às 10:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1138624** e o código CRC **4AAEC56D**.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900

Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 579/2025/GM-MME

Belém/PA, na data da assinatura eletrônica.

A Sua Excelência o Senhor  
Deputado Carlos Veras  
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados  
70160-900 Brasília/DF

**Assunto: Requerimento de Informação nº 5.810/2025, de autoria do deputado federal Capitão Alberto Neto (PL-AM).**

*Referência:* Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.001260/2025-19.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Reporto-me ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 368 (SEI nº 1129303), de 8 de outubro de 2025, da Câmara dos Deputados, o qual Vossa Excelência encaminha o **Requerimento de Informação nº 5.810/2025** (SEI nº 1129304), de autoria do **deputado federal Capitão Alberto Neto (PL-AM)**, por meio do qual *"Requer do Excelentíssimo Ministro de Minas e Energia, Senhor Alexandre Silveira, informações sobre a bandeira tarifária de setembro que permanecerá vermelha, no patamar 2, mantendo o mesmo nível de agosto, o que representa o grau máximo de cobrança adicional no sistema"*.

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência os seguintes documentos contendo esclarecimentos acerca do assunto:

I - Despacho SNTep (SEI nº 1139290), de 5 de novembro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento;

II - Nota Informativa nº 38/2025/DPOG/SNTep (SEI nº 1130870), de 3 de novembro de 2025, elaborado pelo Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento;

III - Anexo Portaria GM/MME nº 812 (SEI nº 0960312), de 26 de setembro de 2024;

IV - Nota Informativa nº 32/2025/DPOTI/SNTep (SEI nº 1138624), de 3 de novembro de 2025, elaborado pelo Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento;

V - Despacho SNEE (SEI nº 1140598), de 5 de novembro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

VI - Despacho CGAR (SEI nº 1139175), de 5 de novembro de 2025, elaborado pelo Departamento de Políticas Setoriais da Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

VII - Ofício nº 65/2025-ASI/ANEEL (SEI nº 1137824), de 30 de outubro de 2025, encaminhado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Atenciosamente,

**ALEXANDRE SILVEIRA**

Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 12/11/2025, às 15:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1144661** e o código CRC **00F3B513**.