

Ofício n. 45/2024-ABSÆ

Brasília, 25 de outubro de 2024

Ao Sr. ALEXANDRE SILVEIRA DE OLIVEIRA

Ministro de Minas e Energia

C/C Ao Sr. ARTHUR CERQUEIRA VALERIO

Secretário Executivo

Ao Sr. THIAGO BARRAL FERREIRA

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Ao Sr. GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JUNIOR

Secretário Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Consulta Pública MME nº 176, de 27 de setembro de 2024

1. A Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia - ABSÆ, instituição que representa empresas de toda a cadeia de armazenamento, entre nacionais e internacionais, incluindo fabricantes e distribuidores de baterias e sistemas de armazenamento de energia, desenvolvedores de projetos, integradores de sistemas e agentes do setor elétrico, vem, respeitosamente, parabenizar o Ministério de Minas e Energia (MME) pela iniciativa de instaurar a **Consulta Pública MME nº 176, de 27 de setembro de 2024**, com o objetivo de receber contribuições para o aprimoramento da Portaria de Diretrizes do Leilão de Contratação de Reserva de Capacidade na forma de Potência por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 (LRCAP Armazenamento 2025), e encaminhar sua contribuição à referida Consulta Pública.

2. Inicialmente, cabe pontuar que a Associação participou da Consulta Pública MME nº 160, de 8 de março de 2024, que tratou das diretrizes do Leilão de Contratação de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (LRCAP 2024), tendo demonstrado, por meio de suas contribuições, que (i) os efeitos das mudanças climáticas, diretos e indiretos, na indústria; (ii) a elevação da participação de fontes de Geração Renovável Variável (GRV), como eólica e fotovoltaica, inclusive no âmbito da micro e mini geração distribuída; (iii) a redução da capacidade relativa de armazenamento das usinas hidrelétricas; e (iv) a alteração do comportamento e preferências dos agentes de mercado, tem tornado a garantia da segurança de suprimento com modicidade de preços e tarifas cada vez mais complexa e desafiadora.

3. De fato, a segurança sistêmica não pode mais ser obtida pela simples existência de excesso de capacidade instalada, visto que os atributos (capacidade

de potência, de energia e flexibilidade) das diferentes fontes e tecnologias não são equivalentes e que existem diversas razões para o acionamento da reserva operativa:

- a. Razão 1: Séries hidrológicas com baixos volumes de Energia Natural Afluente (ENA) que façam com que o volume e a altura de queda dos reservatórios se reduzam, tornando necessária a geração complementar na base por períodos longos (semanas ou meses);
- b. Razão 2: Requisito de potência por demanda da carga na ponta, que demande geração por períodos curtos (minutos ou horas);
- c. Razão 3: Compensação da rampa de geração solar-fotovoltaica por meio de geração ou carga despacháveis e flexíveis por períodos curtos (minutos ou horas);
- d. Razão 4: Complementação de GRV, em caso de desvio entre a geração programada e a realizada que demande geração por períodos curtos (minutos ou horas);
- e. Razão 5: Compensação de desligamentos programados de instalações de transmissão e de geração de grande porte por períodos médios (horas ou dias);
- f. Razão 6: Compensação de eventos fortuitos na rede de transmissão ou em recursos energéticos, podendo ser de períodos de geração curtos ou médios (minutos, horas ou dias); e
- g. Razão 7: Prestação de serviços ancilares de controle de frequência e tensão e suporte de potência ativa e reativa por períodos muito curtos (milissegundos, minutos ou horas).

4. Pelo exposto, a constituição de reserva de capacidade de sistemas elétricos deve ser realizada com base em portfólios de diferentes fontes e tecnologias de geração e de armazenamento. Neste sentido, verifica-se que a contratação de sistemas de armazenamento de energia, especialmente por meio de baterias eletroquímicas, como reserva de capacidade de potência é essencial para atendimento ao interesse público de segurança de suprimento e modicidade de preços e tarifas, tendo em vista que, por suas características técnicas e funcionalidades:

- a. Agrega potência despachável ao sistema elétrico com elevada flexibilidade e confiabilidade, permitindo o corte de demanda nos horários de ponta (*peak shaving*);

- b. Complementa a reserva operativa provida pelas fontes hidrelétrica e termelétrica, permitindo a minimização de vertimento turbinável e de despachos termelétricos por inflexibilidades de *unit commitment*;
 - c. Agrega carga despachável ao sistema elétrico, permitindo a redução da rampa de tomada de carga e a mitigação dos efeitos adversos da integração de grandes volumes de geração solar fotovoltaica, especialmente Micro e Minigeração Distribuída (MMGD);
 - d. Eleva a eficiência na utilização e operação das redes elétricas, permitindo inclusive a liberação de margem de escoamento, a redução de *curtailment* e *constrained-off* de GRV e a postergação de investimentos em ampliações e reforços de transmissão e distribuição; e
 - e. Amplia a oferta de serviços ancilares de controle de frequência, tensão, reativos e auto restabelecimento.
5. Sendo assim, apresentamos a seguir o resumo das nossas principais contribuições, as quais serão devidamente justificadas e detalhadas nos capítulos a seguir:
- a. **Objeto e produtos a serem contratados:** necessidade de especificar na Portaria de Diretrizes quais modelos de negócios poderão participar do leilão: (i) sistemas autônomos ou (ii) sistemas integrantes de centrais de geração, ou (iii) ambos, sendo imperioso, neste caso a contratação de dois produtos distintos (*veja item 9 para um comparativo de receita requerida*);
 - b. **Regime de outorga:** outorga de sistemas autônomos por meio de autorização de geração, e sistemas integrantes de geração por meio de alteração de característica técnica;
 - c. **Obrigações e direitos a serem pactuados mediante os CRCAPs:**
 - i. Antecipação da data de início de suprimento para julho 2027, com possibilidade de maior antecipação;
 - ii. Alteração da vigência contratual de 10 anos para 15 anos, de modo a ser mais compatível com a vida útil econômica dos sistemas de armazenamento e favorecer a modicidade de preços e encargos no setor elétrico;
 - iii. Ajuste nas diretrizes para aplicação de penalidade: (i) possibilidade de ocorrência de caso-fortuito, força maior e excludentes de responsabilidade reconhecidos pelo ONS, (ii)

reconhecimento de situações de não-entrega em decorrência de indisponibilidade de instalações de transmissão e/ou distribuição externas ao empreendimento;

- iv. Esclarecimento na Portaria de Diretrizes sobre possibilidade de empilhamento de receitas;
- v. Diretriz para assegurar que metodologia de cálculo de disponibilidade de potência, a ser definida pela EPE, não considere a TEIF como redutor, de modo a se evitar dupla oneração pela mesma causa;

d. Requisitos para habilitação:

- i. Aferição da eficiência global dos sistemas (*round-trip efficiency*) com base na norma NBR IEC 62933-2-1 de 07/2023,
- ii. Excepcionalmente para este primeiro leilão dispensa da apresentação da Licença Prévia no ato de cadastramento, com base em precedentes nos estados de SP e RS, e levando em consideração o baixo impacto ambiental desses sistemas;
- iii. Esclarecimento na Portaria de Diretrizes se existe a possibilidade de implantação de projetos nos limites das áreas de desenvolvimento de subestações (ADS), e se será admitida a conexão de sistemas na rede de distribuição;
- iv. Diretriz para possibilitar o requerimento de Declaração de Utilidade Pública (DUP) pelos empreendimentos, de modo a mitigar o risco fundiário especialmente na implantação das redes de interesse restrito para conexão dos projetos;

e. Recomendação do volume de contratação:

- i. recomendamos que este primeiro leilão contrate 2 GW de projetos de armazenamento;

f. Tributação:

- i. Diretriz para prover segurança jurídica para que projetos vencedores do leilão possam ser habilitados ao REIDI, na forma da Portaria 318/GM/MME, por previsão expressa na Portaria de Diretrizes.

6. **Sobre o objeto do leilão e produtos a serem contratados**, é interessante notar que existem dois principais modelos de negócios possíveis para a implantação de sistemas de armazenamento como reserva de capacidade de potência: (i) sistemas autônomos (*stand-alone*) conectados diretamente a rede elétrica sem uma fonte de geração própria; ou (ii) sistemas integrantes de centrais de geração que aproveitam geração própria para o carregamento de baterias.

7. A primeira modalidade de modelo de negócio provê a possibilidade de despacho de carga e de potência com flexibilidade total, prestando um serviço mais abrangente, mas implica custos mais elevados de equipamentos, instalações e estruturas¹ (CAPEX) e de pagamento pelo uso do sistema de transmissão ou distribuição (OPEX), além de poder demandar investimentos em ampliações e reforços nas redes de transmissão e distribuição.

8. Sistemas integrantes de geração, por sua vez, muito embora possam se apropriar de economias de escala e de benefícios tributários conferidos a geradores eólicos e solar fotovoltaico, oferecem um serviço de disponibilidade de potência mais restrito, considerando que não haveria injeção simultânea de potência da central de geração e do sistema de armazenamento, que compartilhariam o mesmo Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), a exemplo do que ocorre com usinas híbridas. Por outro lado, este modelo de negócios possibilita algumas externalidades positivas de grande interesse público como a liberação de margem de escoamento, a redução de *curtailment* e *constrained-off* de GRV e a postergação de investimentos em ampliações e reforços de transmissão e distribuição.

9. A Tabela a seguir resume o *trade-off* dos dois modelos de negócios:

Cenário	SE dedicada	Tributos	TUST/D	Empilhamento	Receita (R\$/MW.ano)
BESS autônomo 1	230 kV	Com Reidi	TUSTg	Não	Referência
BESS autônomo 2	69 kV	Com Reidi	TUSDg	Não	Redução de R\$ 170/MW.ano
BESS acoplado	Não	Com Reidi	Pago pela usina	COFF*	Redução de R\$ 370/MW.ano

Observação: valores calculados para um bloco de 30 MW / 120 MWh

*Com externalidade positiva de redução de *constrained-off*

10. Sendo assim, a ABSÆ entende que as diretrizes do MME devem especificar expressamente quais modelos de negócios poderão participar do LRCAP

¹ Sistemas autônomos não se apropriam de benefícios tributários conferidos às fontes de geração e devem arcar com os custos de implantação das instalações de conexão de interesse restrito.

Armazenamento 2025: (i) somente sistemas autônomos, (ii) somente sistemas integrantes de centrais de geração ou (iii) ambos, sendo imperioso, neste caso, que sejam contratados dois produtos distintos, de modo que o menor custo dos sistemas integrantes de centrais de geração não iniba a contratação de sistemas autônomos.

11. Entendemos que a contratação de sistemas autônomos resultaria em duas vantagens fundamentais para a prestação do produto potência: (i) possibilidade de despacho em qualquer momento do dia, respeitados os momentos de recarga e períodos de indisponibilidade programada, e (ii) maior flexibilidade locacional permitindo a instalação de sistemas mais próximo aos grandes centros de consumo. Caberá ao Poder Concedente realizar a avaliação destes benefícios, levando em consideração o acréscimo de receita requerida por este tipo de sistemas. Desde já a associação coloca-se à disposição para prestar maiores esclarecimentos sobre este assunto.

12. Sobre critérios locacionais, lembramos que a minuta da portaria de diretrizes estabelece como principal critério a existência de margem de escoamento no barramento onde o BESS irá se conectar. Possivelmente, esta diretriz motivará a prospecção por locais de instalação para subestações nos interiores dos estados do Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil, proporcionando aos agentes, além da existência de margens de escoamento, menores custos fundiários. Caso o Ministério considere relevante a implantação de sistemas autônomos em locais específicos, mais próximo aos grandes centros de consumo, recomendamos que sejam formulados critérios locacionais para este propósito. Ademais recomendamos que os sistemas integrantes de geração apenas sejam implantados em centrais geradoras com Contratos de Uso do Sistema (CUST/CUSD) existentes, de modo a maximizar as externalidades positivas apontadas acima.

13. **Sobre o regime de outorga dos sistemas de armazenamento**, destaca-se que não existe definição do MME ou da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre qual regime jurídico deve ser aplicado para a autorização de sistemas de armazenamento de energia. Todavia, considerando as características dos modelos de negócios descritos anteriormente, a ABSÆ defende que os sistemas autônomos sejam outorgados pelo MME por meio de autorização de geração e que os sistemas integrantes de geração sejam autorizados por meio de alteração de características técnicas.

14. Em nosso entendimento, esta abordagem permite: (i) a adoção de procedimentos já bem definidos de acesso à rede de transmissão e de distribuição, que contam inclusive com a obrigação de aportes de garantias financeiras para solicitação do Parecer de Acesso e para celebração do CUST; (ii) a aplicação do sinal locacional da TUST para incentivar a implantação de sistemas autônomos junto a carga; e (iii) a mitigação do risco regulatório sobre o acesso aos benefícios

conferidos pelo § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, (Fundo de Investimentos em Participações em Infraestrutura – FIP IE) e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, (Regime Especial de Incentivo para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI) e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011 (debêntures de infraestrutura incentivadas).

15. Seria essencial que esta interpretação fosse estabelecida na portaria de diretrizes do leilão, e posteriormente fosse incorporada nos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), oferecendo a necessária clareza regulatória e segurança jurídica aos agentes participantes do leilão.

16. **Em relação às obrigações e direitos que serão pactuadas por meio do Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP)**, a ABSÆ destaca que a minuta da portaria de diretrizes, objeto da presente consulta pública, estabelece como data de início de suprimento o mês de julho de 2029. Neste contexto é importante observar que o prazo de implantação de sistemas de armazenamento, mesmo no caso de projetos de grande porte, costuma ser inferior a 24 meses. No caso do BESS implementado na subestação Registro (SP), com potência de 30 MW e capacidade de 60 MWh era de apenas 12 meses, contados a partir da data de autorização pela ANEEL até o início de operação comercial. Esta celeridade é resultado da existência de uma ampla cadeia de suprimento nacional e internacional e da relativa simplicidade das obras civis e elétricas associadas à implantação de um sistema de armazenamento de grande porte. Sendo assim, solicitamos que para o leilão a ser celebrado em **junho de 2025 a data de início de suprimento seja antecipada para julho de 2027**. Importante observar que a antecipação do prazo de início do CRCAP reduz a exposição a risco cambial dos projetos e inibe a participação de empreendedores, que devido a uma maior propensão ao risco, apostem na redução do preço de CAPEX futura e participem da licitação sem a estruturação de pré-contratos com fornecedores.

17. Na mesma linha, entendemos que as condições e procedimentos para autorização da antecipação do início da entrada em operação comercial podem ser simplificados, de modo a haver uma única instância decisora, bem como a possibilidade de prévio estabelecimento de datas de necessidade pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para redução do risco do investidor na adoção de medidas e no desembolso de investimentos necessários à eventual antecipação.

18. Com relação à vigência do contrato, inicialmente definido em 10 (dez) anos, é importante observar que a vida útil de sistemas de armazenamento com baterias de lítio é de pelo menos 7.380 ciclos completos. Sendo assim, a vigência de contrato por 10 anos, com base na expectativa de 365 ciclos completos anuais, parece curta, resultando no aproveitamento de apenas 60% da vida útil dos equipamentos. Tendo em vista que os participantes do leilão ainda não teriam nenhuma expectativa concreta do reaproveitamento dos seus sistemas após o

encerramento dos seus CRCAPs, toda a amortização do investimento teria que acontecer durante a vigência dos referidos contratos, resultando em um aumento da receita fixa necessária para viabilizar os projetos. Diante do exposto sugerimos que o prazo de vigência dos CRCAPs para o leilão em questão seja estendido para 15 (quinze) anos², permitindo um melhor aproveitamento dos investimentos a serem realizados e nivelando a vigência do CRCAPs para sistemas de armazenamento com aqueles para usinas termoeletricas.

19. Ainda sobre as obrigações do CRCAP, a ABSÆ também defende haver conveniência e oportunidade na definição dos critérios para despacho dos sistemas como carga e como geração: (i) disponibilidade de potência máxima; (ii) autonomia máxima do ciclo completo diário com potência máxima; (iii) disponibilidade de potência mínima para despacho com maior duração, de modo a se evitar perdas excessivas e restrições técnicas na transformação de tensão do sistema para a rede elétrica; e (iv) a taxa mínima de recarga que deve ser observada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A definição de tais critérios, visa possibilitar a correta precificação do risco de operação, manutenção e reinvestimentos (*augmentation*) que devem ser assumidos pelos investidores.

20. Ainda sobre o CRCAP, a ABSÆ entende que as diretrizes para aplicação penalidade de redução de receita fixa por indisponibilidade deve ser ajustada de modo a contemplar expressamente: (i) a possibilidade de ocorrência de caso-fortuito, força-maior e excludentes de responsabilidade reconhecidos pelo ONS e de aplicação de um limite superior para a penalidade de 12,5% (doze e meio por cento) a exemplo do que ocorre com a Parcela Variável por Indisponibilidade aplicada às concessionárias de transmissão; (ii) a possibilidade de potência não entregue em decorrência de indisponibilidades de instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica externas ao empreendimento; e (iii) a possibilidade de suprimento de potência por meio da central de geração do empreendimento, no caso de sistemas de armazenamento integrantes de geração.

21. A ABSÆ também entende haver necessidade de aprimoramento da redação do art. 11 da minuta de Portaria, de modo a dar maior clareza para o fato de que o CRCAP possibilita a hipótese de empilhamento de receitas decorrentes de outros serviços e atividades, inclusive a prestação futura de serviços ancilares, desde que não haja qualquer prejuízo às obrigações assumidas no âmbito do CRCAP.

22. Considerando que o CRCAP estabelece a obrigação de disponibilidade de potência e a aplicação de penalidades mesmo na ocorrência de evento fortuito interno relacionados com a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), é preciso esclarecer que a metodologia de cálculo de disponibilidade de potência, a ser definida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) conforme indicado no art.

² Considerando um ciclo completo de carga e descarga em todos os dias do horizonte contratual.

8º da minuta de Portaria, não deve considerar a TEIF como redutor, de modo a se evitar dupla oneração do projeto pela mesma causa.

23. Finalmente, para questões de operacionalização dos despachos para carregamento e descarregamento dos sistemas gostaríamos de ressaltar os seguintes pontos:

- a. *Despacho para descarga via programação diário ou em tempo real* – ambos procedimentos seriam adequados. Caso o ONS opte por operação em tempo real, sugerimos que na programação mensal ou semanal sejam estabelecidas janelas horárias para operação em tempo real, permitindo desta forma a futura utilização dos sistemas para prestação de outros serviços, sem comprometer as obrigações a serem assumidas no âmbito dos CRCAPs.
- b. *Coordenação dos períodos de recarga via ONS* – sugerimos que o ONS informe os horários de recarga através da programação diária, utilizando períodos de recarga igual ou superior a 4 (quatro) horas.
- c. *Despachos com duração superior a 4 horas com potência proporcionalmente inferior à disponibilidade máxima* – do ponto de vista técnico e operacional não identificamos nenhum empecilho, ressalvado o fato de que as perdas elétricas de *round-trip-efficiency* seriam mais elevadas neste cenário e que este risco deve ser alocado à CONCAP.
- d. *Previsão de 1 ciclo completo por dia e máximo de 365 ciclos completos por ano* – trata-se requisito perfeitamente factível, podendo ser realizados ciclos parciais à critério do ONS, somando os 365 ciclos completos/ano.

24. **Sobre os requisitos para cadastramento e habilitação de projetos para o LRCAP Armazenamento 2025**, considerando que o risco de aquisição de energia foi alocado à Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), entendemos que o MME deva estabelecer critérios objetivos para a verificação do requisito da eficiência dos sistemas de armazenamento (*round-trip-efficiency* - RTE) no âmbito das diretrizes do certame.

25. Na visão da Associação, o RTE, representa o principal parâmetro para mensurar a eficiência global do sistema de armazenamento em seu ponto de conexão, e para tal mensuração deve contemplar os seguintes itens:

- a. Eficiência de descarga e recarga dos bancos de bateria;
- b. Perdas em cabos CC, CA-BT e CA-MT;

- c. Eficiência do inversor bidirecional;
- d. Perdas de transformação;
- e. Consumo de sistemas auxiliares, incluindo o sistema de gerenciamento térmico das baterias;

26. Com base em consultas realizadas junto aos associados, fabricantes e desenvolvedores de projetos, e visando garantir a adequada performance dos sistemas ao longo de sua vida útil, sugerimos que os empreendedores sejam obrigados a:

- a. Declarar o RTE do projeto no ato da habilitação, conforme metodologia estabelecida na NBR IEC 62933-2-1 de 07/2023 - Sistema de armazenamento de energia elétrica (EESS) - Parte 2-1: Parâmetros da unidade e métodos de ensaio — Especificação geral;
- b. Submeter os dados de aferição à EPE, seguindo protocolo específico a ser definido;
- c. Manter registro atualizado da configuração final do empreendimento no Sistema AEGE quando do início da operação;

27. Dessa forma, a ABSÆ se coloca à disposição para realizar reunião técnica com o MME, onde será possível contribuir na definição desses parâmetros e na metodologia para sua aferição, garantindo a habilitação somente de projetos com comprovada eficiência, contribuindo para a redução dos custos da CONCAP

28. Com relação aos demais critérios para identificação do empreendimento, conforme descrito na nota técnica da EPE-DEE-RE-079/2024-R0, a ABSÆ apresenta as seguintes considerações:

- a. *Simulação do perfil anual do estado de carga da bateria:* importante observar que os comandos para o descarregamento e carregamento seguirão as orientações do ONS, podendo, no caso do descarregamento, inclusive serem solicitados em tempo real. Sendo assim, as informações a serem apresentadas pelo solicitante, teriam caráter meramente informativo;
- b. *Estimativa de degradação da bateria em função do número de ciclos:* importante observar que o agente terá que garantir, ao longo da vigência do contrato, a plena autonomia dos seus sistemas, compensando a degradação inerente das baterias com sobredimensionamento inicial e/ou incrementos posterior a data de início de operação ('augmentation').

29. Considerando que os empreendimentos de armazenamento de energia provavelmente serão enquadrados como de baixo impacto, podendo até mesmo serem dispensados em determinadas condições da exigência do licenciamento ambiental, conforme precedentes já conhecidos nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul, recomenda-se que, excepcionalmente, seja dispensada, por conta e risco do empreendedor, a apresentação de Licença Prévia no ato de cadastramento.

30. Ademais, caso esta contribuição não seja aceita, considerando que a Resolução CONAMA 462/2014 trata de procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre para os quais são identificados impactos ambientais geralmente mais significativos que os devidos a unidades de armazenamento, sugere-se avaliar a possibilidade de não inclusão da citada Resolução CONAMA 462/2014 como referência para a observação de conformidade das licenças ambientais dos empreendimentos de armazenamento de energia.

31. Ainda sobre o tópico cadastramento, a ABSÆ solicita que a Portaria de Diretrizes esclareça expressamente se será admitida a conexão de sistemas de armazenamento na rede de distribuição de energia elétrica, considerando que:

- a. o Submódulo 26.2 dos Procedimentos de Redes estabelece que o ONS despachará centralizadamente somente as centrais de geração conectadas à rede básica de transmissão ou que impactem a segurança da rede de operação³;
- b. a Resolução Normativa ANEEL nº 1.040, de 30 de agosto de 2022, autoriza a participação de consumidores conectados fora da rede de supervisão do ONS no programa de Resposta da Demanda;
- c. a possibilidade de conexão de sistemas de armazenamento autônomos à rede de distribuição possibilita a redução de custos com instalações de interesse restrito e contribui para uma maior competição no LRCAP Armazenamento 2025.

32. Na mesma linha, a ABSÆ solicita que a Portaria de Diretrizes esclareça expressamente se existe possibilidade de implantação de sistemas de armazenamento nos limites da Área de Desenvolvimento de Subestações (ADS) da rede de transmissão, considerando que tal medida também possibilita a redução

³ A análise do impacto na rede de operação será específica para cada caso adotando como critério referencial a variação no carregamento de qualquer transformador de fronteira com a rede básica, superiores a 10% de sua potência nominal, nas configurações de rede completa ou rede alterada, em regime normal e com contingência N-1, em decorrência da potência injetada pela usina (ou conjunto de usinas).

de custos com instalações de interesse restrito e contribui para uma maior competição no LRCAP Armazenamento 2025.

33. Em relação a aplicação de margem de escoamento como critério de classificação, a ABSAE solicita que a Portaria de Diretrizes esclareça expressamente como serão modelados os sistemas de armazenamento autônomos e integrantes de geração: (i) indicando os cenários e horários que devem ser observados para simulação como carga e como geração; e (ii) afastando a análise de margem para os projetos conectados na rede de distribuição (que não são dispensados da apresentação de Parecer de Acesso ou documento equivalente) e de sistemas de armazenamento integrantes de geração que não solicitem ampliação de MUST contratado.

34. Finalmente, manifestamos nossa concordância com os demais critérios de cadastramento estabelecidos na Portaria GM/MME Nº 812, ressaltando os seguintes pontos –

- a. *CVU zero* – adequado;
- b. *Autonomia mínima de 4 horas* – este requisito não representa nenhuma dificuldade técnica e está alinhada com valores de autonomia de sistemas de armazenamento em mercados internacionais. Portanto, gostaríamos de lembrar que a nota técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, publicada na ocasião da CP 160 apresenta uma análise da duração de ponta no mesmo dia, adotando como critério uma demanda maior ou igual a 98% da demanda líquida máxima mensal. Com base nesta definição, a análise mostra ocorrências isoladas de pontas de 4 (quatro) horas ao longo dos anos de 2026 até 2027. Nos anos seguintes a duração máxima fica em 3 (três) horas. Importante lembrar que a autonomia desejada representa o principal determinante para o custo de implantação de um sistema de armazenamento. Quanto maior a autonomia desejada, para um determinado patamar de potência, maior será o investimento, e, conseqüentemente, a receita requerida pelos agentes. Sendo assim, recomendamos que seja realizada uma avaliação da real necessidade de autonomia, visando a maximização do benefício público do leilão.

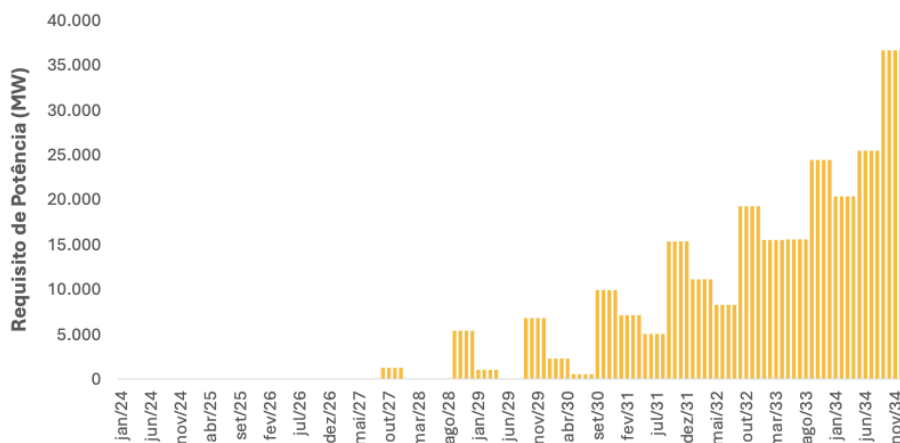
35. **Sobre o montante a ser contratado** a ABSAE gostaria de apresentar as seguintes considerações –

- a. Com base nas análises realizadas pelo Caderno de Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento do PDE 2034, entendemos que o Sistema Elétrico Interligado requer a contratação adicional de 5,5 GW em 2028 e 35 GW em 2034, podendo este valor

se aumentado diante a expansão das fontes não-despacháveis e da micro e mini geração de energia, e da revisão das metodologias de cálculo para o risco de déficit de potência;

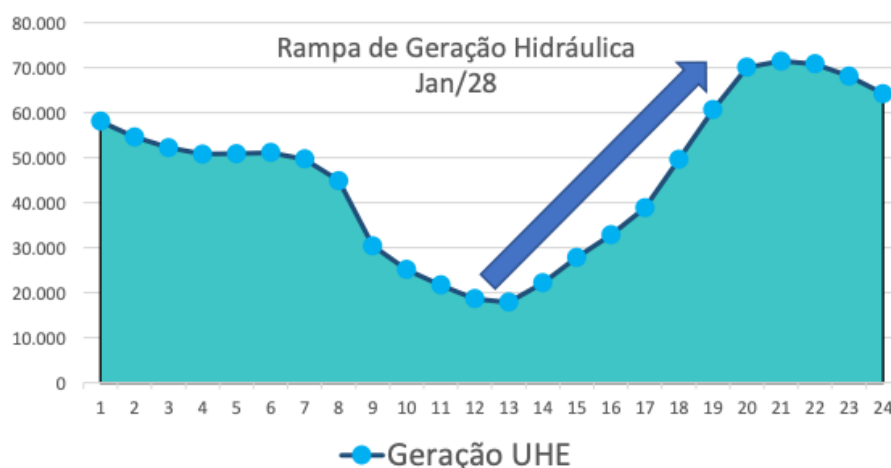
Requisitos de potência calculados para métricas CVAR5%(PNS) e LOLP

Base Quadrimestral



Fonte: Caderno de Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento do PDE 2034

- b. O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional PAR-PEL 2024-2028, elaborado pelo ONS, aponta o forte agravamento do fenômeno denominado curva do pato e a necessidade de atendimento de rampas de carga de aproximadamente 50GW em janeiro de 2028;



Fonte: PAR/PEL 2024-2028

- c. Reconhecemos a importância da contratação de um diversificado portfólio de tecnologias, compostos por sistemas de armazenamento, além de diferentes tecnologias de geração, cada com suas características tecnológicas distintas e complementares;

d. Ressaltamos que o mercado global de armazenamento está em fase de expansão acelerada, atingindo patamares significativos. Ao longo do ano de 2023, a nível global, 44 GW de novos projetos de armazenamento com baterias foram implementados, com capacidade próximos aos 100 GWh⁴. No primeiro semestre de 2024 65 GWh de novos projetos foram implementados⁵, e há expectativas que até dezembro as novas instalações globais superem 150 GWh;

36. Diante o exposto, sugerimos um montante de contratação de 2 GW / 8 GWh para o leilão a ser realizado em 2025, com prazo para entrega em julho 2027.

37. Sobre a tributação incidente em sistemas de armazenamento importante ressaltar que a carga tributária aplicável é significativamente maior que os valores praticados para outros bens de capital do setor de energia elétrica.

38. Conforme orientação da Receita Federal⁶, sistemas de armazenamento são enquadrados no NCM 8504.40.40. (Equipamento de alimentação ininterrupta de energia (UPS ou no break)) com incidência dos seguintes tributos – (i) imposto de importação (II): 16%, (ii) imposto sobre produtos industrializados (IPI): 9,75%, (iii) contribuição social (PIS/COFINS): 12,75%, e (iv) ICMS: 18%. Levando em consideração as metodologias de cálculo aplicáveis a carga tributária total soma 70% para sistemas importados e 50,4% para sistemas industrializados no Brasil. Importante observar também que, com execução do II, não há tratamento tributário diferente de sistemas nacionais vs. importados.

39. Diante do exposto, consideramos oportuno oferecer segurança jurídica da habilitação dos projetos vencedores ao REIDI, na forma da Portaria 318/GM/MME, de 1º de agosto de 2018, por previsão expressa nesta Portaria de Diretrizes.

40. Sendo assim, apresentamos abaixo uma tabela “de-para” de nossas contribuições para ajuste da Portaria de Diretrizes do LRCAP Armazenamento 2025:

Texto original	Texto contribuição
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.	Parágrafo único. § 1º 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

⁴ Segundo dados da BloombergNEF.

⁵ Pesquisa da InfoLink, publicado em PV Magazine, agosto 2024.

⁶ Solução de Consulta COSIT 98.013, de 30/01/2023.

	<p>contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias.</p> <p>§ 2º Os sistemas de armazenamento de energia contratados na forma dos produtos estabelecidos no art. 4º, prestam serviços de atividade considerada prioritária e de grande relevância ao interesse público por seus benefícios ambientais e sociais e os empreendimentos contratados serão considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, inclusive para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.</p>
	<p>§ 3º Os sistemas de armazenamento de energia contratados no Leilão poderão requerer Declaração de Utilidade Pública – DUP de áreas de terra e benfeitorias para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, a ANEEL examinará o requerimento, nos termos da legislação e das normas aplicáveis e, se atendidas, deferirá a solicitação, cabendo ao agente as providências necessárias para efetivar as servidões administrativas e/ou a desapropriação, com o consequente pagamento das indenizações.</p>
<p>CAPÍTULO I DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2025 - LRCAPARMAZENAMENTO DE 2025</p>	
<p>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.</p>	
<p>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.</p>	
<p>Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em junho de 2025.</p>	
<p>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.</p>	<p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados os seguintes produtos de 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:</p> <p>I – Sistemas de Armazenamento Autônomos, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias conectados diretamente à rede elétrica; e</p> <p>II – Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias implantados em centrais de geração de energia elétrica existentes.</p>

	<p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia mediante:</p> <p>I - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento Autônomo; e</p> <p>II - alteração de características técnicas de outorga de geração, no caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração existente.</p>
<p>§ 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.</p>	<p>§ 1º 2º 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, tanto por meio das baterias quanto da central geradora local, no caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração.</p>
<p>§ 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.</p>	<p>§ 2º 3º 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.</p>
<p>§ 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.</p>	<p>§ 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:</p> <p>§ 4º Os despachos para atendimento às necessidades de potência do ONS deverão considerar:</p> <p>I - a disponibilidade máxima de potência contratada (MW);</p> <p>II - a potência mínima de despacho de XX% (valor por extenso) da disponibilidade máxima de potência contratada (MW);</p> <p>III - a disponibilidade máxima de energia armazenada diária (MWh), de modo que, por conveniência operativa, o ONS possa despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima; e</p> <p>IV - a taxa mínima de recarga de XX% (valor por extenso).</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 5º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.</p>
<p>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.</p>	
<p>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade, e será regulamentada pela Aneel.</p>	
<p>§ 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.</p>	<p>§ 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,</p>

	ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.
§ 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.	§ 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 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 e a 12,5% (doze e meio por cento) da receita fixa anual.
§ 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.	§ 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.	§ 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. § 4º Não estarão sujeitas à redução de receita de que tratam os §§ 3º e 4º: I - Os desligamentos programados realizados em períodos previamente aprovados pelo ONS; II - A potência não entregue em decorrência de indisponibilidades de instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica externas ao empreendimento; III - A potência não entregue em decorrência de caso-fortuito, força-maior e excludentes de responsabilidade reconhecidos pelo ONS; IV - A potência suprida exclusivamente pela central de geração do empreendimento, no caso de "Sistemas Integrantes de Geração".
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 , 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 2024.	
§ 2º Para fins de cadastramento das informações e documentos dos sistemas de armazenamento, deverão serem observadas instruções complementares a serem publicadas pela EPE, e o disposto na Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016.	
Nova inserção	§ 3º Fica dispensada a obrigação de apresentação de licenças ambientais e de relatórios e estudos de

	impactos ambientais, por conta e risco do empreendedor.
Nova inserção	§ 4º Não se aplica a restrição de implantação de centrais de geração na área de Desenvolvimento de Subestações – ADS a Sistema Armazenamento Autônomo.
Nova inserção	§ 5º Poderão ser cadastrados e habilitados projetos de sistemas de armazenamento conectados a instalações não integrantes da rede de supervisão do ONS, inclusive da rede de distribuição.
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.	
Nova inserção	VI – Cujas eficiência do ciclo completo de carga e descarga (<i>round-trip-efficiency</i>), considerando a totalidade de perdas e de consumo interno até o ponto de conexão com a rede elétrica, seja inferior a XX% (texto por extenso).
Nova inserção	Parágrafo único. No caso de “Sistemas Integrantes de Geração”, a margem de escoamento será apurada considerando o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição – MUST/MUSD contratado pelo empreendimento, observada a possibilidade de não obrigação do despacho simultâneo da central geradora e do sistema de armazenamento.
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.	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, observado o disposto no § 4º do art. 10 sobre a alocação do risco de indisponibilidades ao empreendedor.
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.	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.	§ 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) 15 (quinze) anos.
§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029.	§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029 1º de julho de 2027.
§ 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 de para despacho a critério do ONS; e	g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS, exceto o custo de que trata o § 5º; 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	I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF, ressalvadas as hipóteses de caso fortuito, força maior e excludente de responsabilidade; 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.	§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para atendimento do CRCAP 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 anova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:	§ 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 anova 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.	
Nova inserção	III – a indicação prévia de data de necessidade sistêmica pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE
§ 8º A Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.	
Nova inserção	§ 9º Os ajustes a serem promovidos pela ANEEL 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 deverão: I – Incentivar a implantação de Sistemas de Armazenamento Autônomos junto a carga de energia elétrica; II – Assegurar que não haja tarifação em duplicidade pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição; e III – Possibilitar a otimização do MUST, a exemplo do que ocorre com usinas de geração híbridas e associadas no caso de Sistema de Armazenamento Integrantes de Geração.
Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:	Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam, assegurado o empilhamento de receitas, realizar a prestação de serviços ancilares ou comercializar energia elétrica por sua conta e risco, 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;	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;

	I – Não haja qualquer prejuízo às obrigações assumidas no âmbito do CRCAP;
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	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 II - Os despachos e carregamentos associados às atividades de serviços ancilares e comercialização de energia elétrica sejam coordenados com o ONS;
III - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.	III - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off. III - Sejam instalados sistemas de medição e faturamento independentes para as atividades de serviços ancilares e de comercialização de energia elétrica.
Nova inserção	§ 1º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para prestação de serviços ancilares será liquidada no MCP ao PLD, e a diferença será destinada ou custeada Encargo de Serviço de Sistemas - ESS.
Nova inserção	§ 2º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para comercialização de energia será contrata e liquidada no MCP ao PLD, por conta e risco do vendedor.
Nova inserção	§ 3º - Na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por <i>constrained-off</i> para a atividade de comercialização de energia.
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.	

<p>§ 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.</p>	
<p>§ 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.</p>	<p>§ 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 60 (sessenta) dias, não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p>
<p>§ 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:</p>	
<p>I - as instalações homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento;</p>	
<p>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</p>	
<p>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.</p>	
<p>§ 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:</p>	
<p>a) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, para o acesso à Rede Básica; ou</p>	
<p>b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, para o acesso aos Sistemas de Distribuição.</p>	
<p>§ 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.</p>	
<p>§ 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.</p>	<p>§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando:</p>

	<p>I - os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta.</p> <p>II – a simulação dos Sistemas de Armazenamento Autônomo como carga, nos horários de maior geração solar fotovoltaica, e como geração nos horários de ponta;</p> <p>III – a simulação dos Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração como consumo interno de carga própria da central de geração.</p>
§ 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. 13 O Edital deverá conter os requisitos técnicos de conexão ao sistema de transmissão e de distribuição 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.	
Nova inserção	Art. 18. Os empreendimentos contratados neste LRCAP são consideradas prioritárias e de grande relevância ao interesse público por seus benefícios ambientais e sociais, os empreendimentos contratados serão considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, inclusive para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.
Art. 18. Esta Portaria Normativa entra em vigor e produz efeitos na data de sua publicação.	

41. Sendo o que tínhamos para contribuir no momento, reservando a possibilidade de ajustes e complementação na contribuição no prazo regulamentar, nos colocamos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Markus Vlasits

Presidente do Conselho da ABSÆ