

Contribuição da ABEEólica na Consulta Pública do MME nº 160 sobre a Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024

1. A Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEÓLICA), instituição que congrega e representa empresas da cadeia produtiva de energia eólica e sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias no País, e que têm como principal objetivo trabalhar em prol da inserção de fontes renováveis e a consolidação e sustentabilidade do setor elétrico brasileiro, vem, respeitosamente, nesta oportunidade auxiliada pelo suporte técnico da Consultoria RegE, expor considerações a respeito da Consulta Pública (CP) MME nº 160 instaurada 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 de 2024 (LRCAP 2024).
2. Inicialmente, cabe pontuar que o mercado brasileiro de energia elétrica foi desenhado com base no binômio segurança energética e modicidade de tarifas e preços.
3. A modicidade de tarifas e preços tem sido assegurada por meio (i) do emprego de regulação por incentivo para os serviços de distribuição e de transmissão de energia elétrica; (ii) pela competição no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e nos leilões regulados de energia e de reserva de capacidade de potência; e (iii) pelo fomento de uma matriz de geração diversa, flexível e complementar, que permita a operação eficiente do sistema nos diversos cenários de oferta e de demanda por energia e potência.
4. A segurança energética tem sido obtida por meio da manutenção de capacidade de reserva de energia e de potência e de sistema de transmissão de energia elétrica redundante (critério N-1).
5. O despacho ótimo e conjunto de energia e potência, usando os recursos disponíveis para geração e armazenamento, como é o caso das hidrelétricas com reservatório de acumulação, é essencial no fomento concomitante da modicidade de tarifas e da segurança energética.

6. Todavia, (i) os efeitos das mudanças climáticas, diretos e indiretos, na indústria e na questão da segurança energética, bem como (ii) o comportamento e preferências dos agentes de mercado, tem tornado a regulação mais complexa e sutil. Dentre os efeitos das mudanças climáticas com impacto na segurança sistêmica destaca-se:

- a. A perda de valor explicativo de séries históricas de precipitação para a previsão de geração hidrelétrica, em especial, do passado distante, pretéritos aos impactos mais acentuado das mudanças climáticas observado no passado recente;
- b. O aumento da percepção de risco associado com eventos climáticos extremos;
- c. A elevação da participação de fontes de Geração Renovável Variável (GRV), como energia eólica e fotovoltaica, inclusive no âmbito da micro e mini geração distribuída;
- d. A redução da capacidade das usinas hidrelétricas existentes proverem adequadamente os requisitos de flexibilidade.

7. Sendo assim, 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); e

- 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);
 - 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).
8. Nesse sentido, os instantes de interesse para o suprimento de potência relacionados com os eventos da Razão 1 possuem baixa probabilidade de ocorrência, mas podem ser previstos com algumas semanas (ou meses) de antecedência e, uma vez materializados, tendem a ter longa duração, de modo que os “instantes de interesse” para esse serviço englobam todas as horas do dia e todos os dias do ano, sendo que a energia média suprida ao longo de todo o período de necessidade é mais relevante do que a potência instantânea em algum instante de interesse.
9. No caso dos eventos da Razão 2, as pontas de demanda por potência tendem a ser sazonais, sendo mais comuns no verão, e a ocorrer em horários específicos. A probabilidade de ocorrência é elevada, a capacidade de previsão limitada à alguns dias de antecedência e a duração a alguns minutos ou poucas horas. Assim, possuem probabilidade elevada de ocorrência em qualquer horário entre às 11h e às 19h nos meses de novembro a março, por razão energética, ou entre às 18h e às 21h59 por razão elétrica. Um importante atributo para prestação de serviço de potência em eventos da Razão 2 é a flexibilidade para acompanhar a inclinação da rampa, ou velocidade de acionamento de geração para atendimento de ponta, as baterias podem contribuir significativamente neste atributo, operando complementar as rampas térmicas e hidrelétrica.
10. Quanto à Razão 3, a probabilidade de ocorrência é muito elevada (quase certa) e o período do instante de necessidade previsível, concentrando-se entre às 15h e às 18h.

11. As Razões 4 e 7 também possui probabilidade de ocorrência muito elevada, todavia, o período do instante de necessidade se estende por todo o espectro de horas, podendo ocorrer, inclusive em momentos de patamar de carga leve. Ademais, a capacidade de previsão da necessidade de complementação de GRV e de prestação de serviços ancilares é limitada a alguns minutos ou horas de antecedência.

12. Finalmente as Razões 5 e 6 possuem probabilidade de ocorrência (de algum recurso energético ou função de transmissão ficar indisponível) elevada para o caso de indisponibilidades programadas e moderada no caso de eventos fortuitos e paradas forçadas, sendo as paradas programadas determinísticas e as forçadas estocásticas e com baixa previsibilidade. Os eventos da Hipóteses 5 e 6 são particularmente relevantes quando ocorrem cumulativamente com os de outras hipóteses, especialmente as Razões 1 e 2.

13. Pelo exposto, verifica-se que as diferentes hipóteses de eventos de risco, que justificam a contratação de reserva de capacidade, possuem necessidades de requisitos sistêmicos de capacidade de potência, capacidade de flexibilidade e autonomia distintos e se beneficiam de forma diversa de recursos energéticos de maiores custos de capital ou de menor Custo Variável Unitário, como é ilustrado pela Tabela 1.

Tabela 1: Atributos sistêmicos e econômicos dos diferentes recursos energéticos

Fonte ou tecnologia	Capacidade de Potência	Capacidade de Flexibilidade	Autonomia	Estrutura de custos	Impacto ambiental	Indicação
Hidrelétrica com reservatório de acumulação	MÉDIA A capacidade de potência é limitada pelo nível do reservatório e pelas restrições operativas de vazões	ELEVADA Tempo de resposta de alguns milissegundos A capacidade de potência é limitada pelo nível do reservatório e pelas restrições operativas de vazões e de geração mínima (risco de cavitação)	ELEVADA	CUSTO FIXO ELEVADO CUSTO VARIÁVEL MÉDIO Possui custo de oportunidade associado ao vertimento turbinável	ELEVADO Especialmente impacto local decorrente do barramento do curso d'água, construção de reservatório e de infraestrutura de acesso, e mobilização de trabalhadores para a construção	Razões de 2 a 7

Termelétrica a gás natural em ciclo combinado	ELEVADA	BAIXA A capacidade de flexibilidade é limitada pelo tempo de rampa e pelo TON e TOFF – tempo de resposta de algumas horas	ELEVADA	CUSTO FIXO MÉDIO E CUSTO VARIÁVEL ELEVADO Possui custo de oportunidade associado ao <i>unit commitment</i> e à geração mínima	ELEVADO Especialmente impacto global por emissão de gases de efeito estufa	Razões 1, 2, e 7
Termelétrica a gás natural em ciclo aberto	ELEVADA	ELEVADA Tempo de resposta de alguns minutos	ELEVADA Os recursos energéticos devem ser capazes de prover potência por minutos ou poucas horas	CUSTO FIXO BAIXO E CUSTO VARIÁVEL ELEVADO O custo fixo inferior ao das termelétricas a gás natural em ciclo combinado e custo variável superior Possui custo de oportunidade associado ao <i>unit commitment</i> e à geração mínima	ELEVADO Especialmente impacto global por emissão de gases de efeito estufa	Razões 1, 2, 5 e 7
Termelétrica a óleo diesel ou óleo combustível	ELEVADA	ELEVADA Tempo de resposta de alguns minutos	ELEVADA	CUSTO FIXO BAIXO E CUSTO VARIÁVEL MUITO ELEVADO Possui custo de oportunidade associado ao <i>unit commitment</i> e à geração mínima	ELEVADO Especialmente impacto global por emissão de gases de efeito estufa	Razões 1, 2, 5 e 7
Geração renovável com armazenamento	ELEVADA	MUITO ELEVADA Tempo de resposta de alguns milissegundos	MÉDIA A autonomia de uma descarga completa é tipicamente de algumas horas	CUSTO FIXO ELEVADO E CUSTO VARIÁVEL MUITO BAIXO	REDUZIDO Especialmente associado ao descarte adequado ou reciclagem das células de baterias	Razões de 2 a 7

14. 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, a participação de centrais de geração renovável com unidades de armazenamento no LRCAP de 2024 deve ser autorizada.

15. A contratação de reserva de capacidade na forma de potência foi regulamentada por meio do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, tendo o

primeiro leilão desta modalidade sido realizado em 21 de dezembro de 2021, com base nas diretrizes aprovadas pela Portaria nº 20/GM/MME, de 16 de agosto de 2021, para negociação dos seguintes produtos:

- a. Produto Energia, em que o compromisso de entrega consiste em energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos termelétricos, na modalidade por quantidade, em MW médio, associada à geração inflexível; e
- b. Produto Potência, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos termelétricos, novos e existentes.

16. Sendo assim, o 1º LRCAP foi exclusivo para empreendimentos termelétricos e a participação de fontes renováveis e de sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias foi afastada com o argumento da incipiência da base regulatória, conforme se extrai do seguinte trecho da Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE¹:

3.42. Quanto à participação de tecnologias inovadoras como usinas reversíveis, armazenamento e resposta da demanda, resgatamos trecho da Nota Técnica N° EPE-DEE-011/2020-r0, de 14 de fevereiro de 2020, intitulada "MEDIDAS DE TRANSIÇÃO Comitê de Implementação da Modernização (CIM)", por meio da qual aborda-se a dificuldade em adotar tais tecnologias a luz das normas vigentes:

*Apesar das tecnologias de armazenamento, como baterias e usinas reversíveis, possuírem atributos, em geral, relacionados à flexibilidade, essas alternativas também podem contribuir para o aumento da capacidade do sistema. **É importante salientar, todavia, que esses recursos não produzem energia nem possuem garantia física pela metodologia atual, mas podem aumentar a oferta disponível em momentos de maior necessidade.***

Entretanto, para que estejam disponíveis ao sistema, faz-se necessário o consumo de energia nos momentos de menor carga, resultando em um balanço energético total negativo, potencializado em função das ineficiências dos processos de carregamento e descarregamento. Uma vez consideradas na avaliação de capacidade, após a identificação da disponibilidade de recursos, essas fontes assumem características controláveis, cujo despacho pode ser feito no momento de maior necessidade.

*Especificamente com relação às baterias, possíveis aplicações desses recursos e as questões mais relevantes para o planejamento foram objeto de detalhamento e discussão na Nota Técnica n°EPEDEE-NT-098/2019-r0. **O documento destaca que para permitir que as baterias possam ser utilizadas de forma mais efetiva no setor elétrico é necessário que algumas barreiras sejam transpostas por meio do aperfeiçoamento da regulação e dos***

¹ SEI/MME nº 0502098

mecanismos de contratação. As propostas de modernização do setor elétrico que estão em discussão, incluindo preço horário, separação de lastro e energia e mercados de serviços ancilares, podem contribuir na retirada dessas barreiras, permitindo que as tecnologias de armazenamento compitam com as soluções tradicionais no fornecimento de serviços, especialmente com relação ao atendimento de requisitos de potência, possibilitando sua inserção caso sejam viáveis técnica e economicamente.

(...)

Em razão dessas dificuldades, e por se buscar uma solução transitória de curto prazo **que não demandem grandes esforços legislativos e regulatórios**, entende-se que ainda não é possível a participação de fontes de armazenamento no Leilão de Reserva para contratação de Capacidade.

3.43. Nesse sentido, cabe registrar os avanços realizados pela EPE quanto a outras soluções para atendimento de potência: Nota Técnica n° EPE-DEE-NT-022/2019-r0 (Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético), Nota Técnica n° EPE-DEE-NT-098/2019-r0 (Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento) e Nota Técnica n° EPE-DEE-NT-006/2019-r0 (Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) – Metodologia e resultados preliminares para o estado do Rio de Janeiro), em relação à soluções de armazenamento, resposta da demanda e usinas hidrelétricas reversíveis, alternativas, essas, que buscam atender os requisitos de potência do sistema.

3.44. **Contudo, avalia-se que arcabouço regulatório incipiente relacionado a tais matérias, aliado à incerteza de uma contratação de capacidade ainda pioneira, não poderia prescindir de uma abordagem mais conservadora, admitindo, em um primeiro momento, tecnologias mais consolidadas no País.**
(grifos nossos)

17. Evidentemente o processo de armazenamento em baterias apresenta um balanço energético negativo, tendo uma eficiência abaixo da unitária, mas superior a 85% a depender da topologia de conexão. Porém, os reservatórios de acumulação de grandes aproveitamentos hidrelétricos também apresentam perdas relevantes pela evaporação no espelho d'água do lago, por exemplo. No caso da UHE de Sobradinho, a perda por evaporação equivale a um rio de vazão média. Nesta mesma linha, outros equipamentos e instalações do sistema elétrico apresentam balanço energético negativo, tais como transformadores de potência e linhas de transmissão.

18. Adicionalmente, a operação de usinas termelétricas e hidrelétricas despachadas para atendimento de ponta é delimitada em pontos de rendimentos de máquina aquém do ótimo, o que significa que usam mais combustível (ou água) para atender rampas e operar para requisitos de ponta,

neste sentido podem apresentar eficiência negativa em relação ao seu dimensionamento energético (como no cálculo de suas garantias físicas).

19. No entanto, todos eles produzem benefícios econômicos: as linhas de transmissão ao possibilitar arbitragens espaciais, transportando energia entre localidades diferentes; os sistemas de armazenamento ao possibilitar arbitragens temporais, “transportando” energia entre instantes de tempo distintos. Como benefício colateral, o aumento dos recursos de baterias no sistema reduz a volatilidade do preço da energia, bem como diminuem e postergam a necessidade de investimentos em reforços de rede.

20. Adicionalmente, a discussão sobre a conveniência e oportunidade de inserção de recursos de armazenamento no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e sobre os requisitos e ajustes regulatórios necessários evoluiu bastante desde o LRCAP de 2021:

- a. O DESSEM, Modelo de Programação Diária da Operação e Formação de Preço Horário utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é capaz de representar unidades de armazenamento na otimização do despacho centralizado dos recursos energéticos;
- b. Fechamento da Tomada de Subsídios nº 11/2020, sobre adequações regulatórias necessárias para inserção de BESS no SIN, aberta por meio da Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, de 10 de setembro de 2020, e com contribuições consolidadas por meio da Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL, de 29 de novembro de 2022. Como resultado desta Tomada de Subsídios, a ANEEL estabeleceu o *roadmap* da regulação de sistemas de armazenamento no Brasil, com conclusão do primeiro ciclo em 2024;
- c. Webinar “Caminhos para regulamentação do armazenamento de energia elétrica no Brasil” organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 14 de junho de 2023, com a participação de representantes do MME, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da sociedade;
- d. Consulta Pública ANEEL nº 39, de 19 de outubro de 2023, instaurada para receber contribuições para o aprimoramento do

Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 1/2023-SGM-SCE-STD/ANEEL sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis.

21. Culminando este processo de amadurecimento, a AIR nº 1/2023-SGM-SCE-STD/ANEEL demonstrou a necessidade de ajustes regulatórios mínimos para a inserção de sistemas de armazenamento autônomos e **a possibilidade de associação de baterias a centrais geradoras por meio de simples alteração de características técnicas com base, apenas, na regulação existente.**

22. Ademais, a experiência internacional com o emprego de BESS como reserva de capacidade está consolidada em diversos países como, por exemplo²:

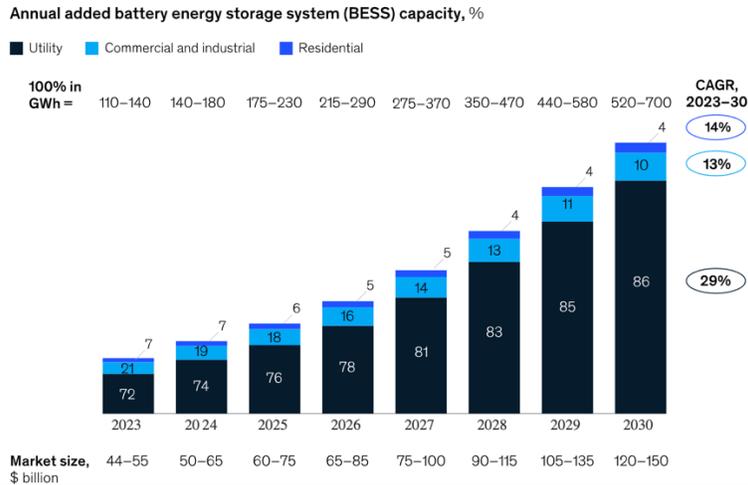
- a. Estados Unidos, onde ocorreu a entrada em operação comercial de 7,9 GW/24GWh de BESS *grid scale* em 2023, elevando a capacidade instalada em 93%;
- b. Reino Unido, onde BESS tem sido agregado a rede como reserva de capacidade desde 2014, totalizando uma capacidade instalada de 4GW/4,9GWh em dezembro de 2023, sendo 1,3GW/1,9GWh implantados em 2023;
- c. Itália, onde cerca de 2,6GW/8,9GWh devem entrar em operação comercial em 2024 e o operador de sistema de transmissão (TSO) Terna anunciou o interesse de agregar 9GW/71GWh de BESS em sua rede até 2030;
- d. Alemanha, que possuía em dezembro de 2023 937MW/1.322 MWh de BESS em operação comercial;
- e. Espanha, com capacidade contratada em dezembro de 2023 de 880MW/1.809MWh no âmbito do *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia* do governo da Espanha;
- f. Polônia, onde ocorreu a contratação de 6 projetos com capacidade instalada de 1,5 GW em dezembro de 2023.

23. Nesta linha, a McKinsey & Company, por meio do relatório *Enabling renewable energy with battery energy storage systems*, de 2 de agosto de

² Fonte: Energy Storage News. Disponível em <https://www.energy-storage.news/>

2023³, aponta a realização de investimentos globais da ordem de USD 5 bilhões apenas em 2022 e a expectativa de valores entre USD 120 bilhões e USD 150 bilhões até 2030, o que permitiria quintuplicar a capacidade de BESS instalada globalmente.

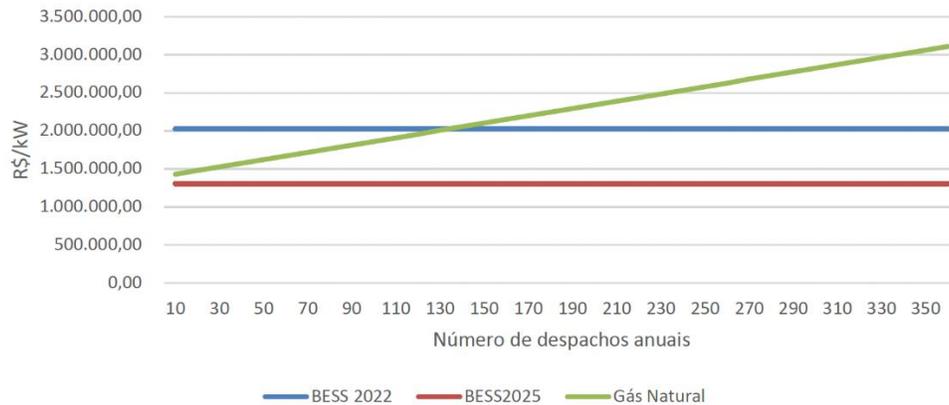
Battery energy storage system capacity is likely to quintuple between now and 2030.



Fonte: McKinsey & Company (2023) *Enabling renewable energy with battery energy storage systems*

24. Estudos comissionados pela ABEEÓLICA e realizados pela RegE Barros Correia Consultoria em outubro de 2022 indicam que a implantação de BESS associado às centrais de geração possuem viabilidade econômica e são bastante competitivos, quando comparados com usinas termelétricas à gás natural, conforme ilustrado pela figura abaixo, para preços de 2022 e estimativas de 2025.

³ Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/enabling-renewable-energy-with-battery-energy-storage-systems>



Fonte: RegE Barros Correia Consultoria (2022)

25. No caso brasileiro, o SEB já conta com tais sistemas de armazenamento operacionais, implantados sob a Chamada Pública Estratégica “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, e principalmente, viabilizados em lógica de mercado, com competitividade comprovada, na hibridização de centrais termelétricas de sistemas isolados e como ativo de transmissão, dos quais destaca-se:

- a. Instalação de BESS com capacidade de 30 MW e 60 MWh no setor de 138kV da Subestação Registro autorizada como reforço pela Resolução Autorizativa (REA) n° 10.892, de 16 de novembro de 2021;
- b. Instalação de BESS com capacidade de 500 kW e 622 kWh na Usina Termelétrica UTX Amajari Xavantes (CEG UTE.PE.RR.051424-1.01) autorizada como alteração de características técnicas pela REA n° 14.194, de 4 de abril de 2023;
- c. Instalação de BESS com capacidade de 500kW e 622 kWh na Usina Termelétrica UTX Pacaraima (CEG UTE.PE.RR.051456-0.01) autorizada como alteração de características técnicas pela REA n° 14.195 de 4 de abril de 2023;
- d. Instalação de um BESS com capacidade de 1 MW e 1 MWh na UFV Nova Aurora (CEG UFV.RS.SC.031430-7) de 4,5MW e EOL Tubarão P&D (CEG UFV.RS.SC.050783-0) de 4,2 MW, no regime de P&D ANEEL; e

- e. Instalação de um BESS com capacidade de 1,3 MWh no Complexo Eólico Campo dos Ventos, no regime de P&D ANEEL.

26. Deste modo, é possível afirmar que a autorização, implantação e operação do BESS na Subestação Registro demonstra que não existe controvérsia sobre a segurança operacional de BESS de grande escala; e que a implantação de BESS como equipamento de centrais de geração por meio de alteração de características técnicas é possível e não demanda ajustes normativos.

27. Ainda assim, a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP⁴, que instruiu a instauração da Consulta Pública MME nº 160, manteve o entendimento de 2021 e recomendou a não inclusão de sistemas de armazenamento no LRCAP de 2024:

3.32. Os sistemas de armazenamento em baterias, embora também capazes de atender a esses requisitos sob certas condições, não foram incluídos no LRCAP de 2024 por ainda carecerem de melhor suporte normativo. Destaca-se que as adequações regulatórias para inserção no SIN de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, constam na Agenda Regulatória da ANEEL 2024-2025, com previsão de conclusão em 2024.

3.33. A inserção de sistemas de armazenamento na matriz elétrica brasileira tem ocupado um espaço importante nas discussões do Planejamento do Setor Elétrico nos últimos anos, devido à capacidade de resposta instantânea e à flexibilidade operativa e locacional desses sistemas, candidatos potenciais a diversas aplicações no setor elétrico brasileiro, inclusive no atendimento à ponta do sistema. Ademais, o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias é uma solução adotada mundialmente para diversas finalidades, como, por exemplo, serviços ancilares.

3.34. Por outro lado, ainda não se tem uma regulamentação devidamente madura que permita a inclusão de tais sistemas em escala, dando-lhes tratamento adequado conforme suas especificidades.

3.35. Os desafios que se apresentam envolvem o estabelecimento de requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, precificação da energia disponibilizada, comando de despacho, definição do modelo dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e de Distribuição (CUSD), bem como da definição do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e de Distribuição (MUSD) a serem contratados e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) a ser paga no carregamento e

⁴ SEI/MME nº 0868826

fornecimento de potência, limites e restrições operativos, alocação dos riscos etc.

3.36. Além disso, as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, precisando ser recarregadas e, portanto, impossibilitando, por vezes, seu acionamento em períodos em que o recurso precisa estar disponível para atender as necessidades de potência do sistema.

3.37. Dadas essas particularidades que exigem considerável inovação para a formatação do produto a ser contratado e operado, bem como a iminência da regulamentação pela ANEEL, entende-se a necessidade de postergar a possibilidade de participação de sistemas de armazenamento sob a forma de baterias no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência.

3.38. Entretanto, considerando os atributos positivos para a segurança e garantia do suprimento elétrico, como a rapidez e versatilidade de instalação, flexibilidade de acionamento e de funcionamento, capacidade de disponibilidade instantânea de potência e possibilidade de localização próxima à carga, com conseqüente redução de custos em transmissão e de perdas, torna de grande vantagem a introdução deste recurso ao sistema, uma vez que sejam ultrapassados os desafios de operação e de regulação, equacionando de maneira adequada os dilemas e riscos envolvidos.

3.39. Assim, espera-se que esse recurso seja considerado em certames futuros, seja nos leilões de contratação de reserva de capacidade na forma de potência seja nos leilões de transmissão ou de prestação de serviços ancilares. (grifos nossos)

28. Com a máxima vênia, a ABEEÓLICA entende que os desafios apresentados pela Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, no estágio atual do debate sobre a inserção de recursos de armazenamento no Brasil, já foram elucidados e não demandam “considerável inovação para a formatação do produto a ser contratado e operado”, senão, vejamos:

- a. **Regime Jurídico:** o novo produto seria destinado a centrais geradoras de fontes renováveis, como eólicas e fotovoltaicas, com unidades de armazenamento despacháveis. Deste modo, seria adotado o regime jurídico de Produção Independente de Energia (PIE) para efeitos de outorga, fiscalização, acesso às redes de distribuição e transmissão e para a adesão à CCEE. A regulação dos requisitos e procedimentos para obtenção de outorga e alteração de características técnicas de centrais de fontes renováveis é provido pela Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023. O conceito jurídico para centrais de geração despachável de

fontes renováveis⁵ foi inclusive introduzido pelo art. 1º, inciso IX, da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída.

- b. **Programação e Operação:** conforme descrito no manual do usuário disponibilizado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)⁶, o DESSEM é capaz de realizar a programação e operação do BESS por unidade de armazenamento, o que significa que as regras e ferramentas atuais asseguram a utilização das baterias nos momentos de maior interesse público, ajudando a minimizar o custo médio e o custo marginal de operação. Ademais, nos cenários em que a unidade de armazenamento não for indicada na programação diária, o ONS poderá alocá-la na reserva operativa do sistema, assegurando que o recurso esteja disponível em caso de necessidade, como uma contingência na rede de transmissão ou uma demanda acima da esperada, além de minimizar o risco de vertimento turbinável e de pagamento de Encargo de Serviço de Sistema (ESS) por *unit commitment* termelétrico.
- c. **Garantia Física:** a associação de BESS à central geradora implica a majoração de seu consumo interno e perdas elétricas e deve, portanto, ser refletida na garantia física do empreendimento, conforme metodologia já estabelecida na Portaria nº 101, de 22 de março de 2016, que, como regra geral subtrai o valor estimado do consumo interno e perdas elétricas, definido como Δ_p , do valor da garantia física obtida a partir da aplicação dos índices de indisponibilidade programada e forçada sobre a produção anual de energia certificada;
- d. **Acesso às redes elétricas:** para contratação da conexão e do uso das redes de distribuição aplica-se os procedimentos atuais

⁵ IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, **com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias**, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

⁶ Disponível em: https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/DESSEM_ManualUsuario_v19.0.24.3.pdf

definidos para centrais geradoras na REN nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e no Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, sendo o montante de uso no mínimo igual a diferença entre a potência instalada da central geradora e sua carga própria considerando o BESS, podendo ser maior, a critério do gerador;

- e. **Requisitos técnicos de eficiência, autonomia e flexibilidade:** os requisitos de autonomia e flexibilidade do BESS podem ser definidos com base no estudo realizado pela Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0 – “Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência Avaliação de Aprimoramentos para Contratação”, disponibilizada no âmbito da CP nº 160, que demonstra que o requisito de potência apresenta duração menor ou igual a 4 horas por dia, conforme ilustrado pela Figura 8 reproduzida abaixo.

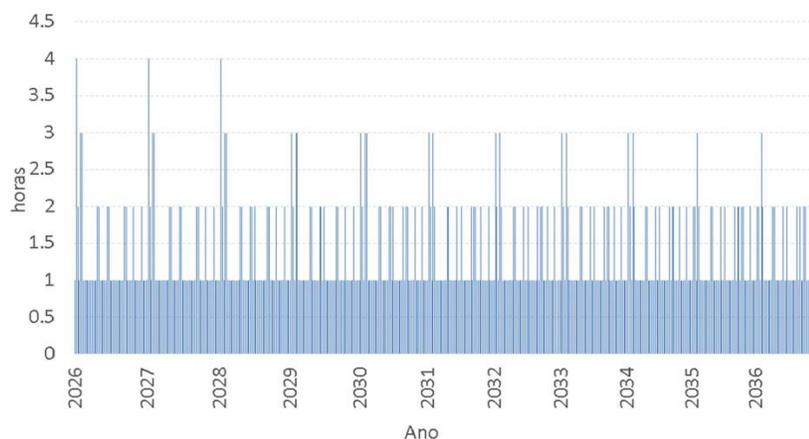


Figura 8 – Nº de horas de ponta (maior ou igual a 98% da demanda líquida máxima mensal) no mesmo dia, para cada mês e ano do horizonte de planejamento da expansão. Fonte: Elaboração própria.

Neste ponto, a ABEEÓLICA sustenta que as tecnologias e soluções energéticas de armazenamento disponíveis permitem a oferta de serviços com diversas autonomies, inclusive em patamar superior aos requisitos estimados pela EPE. Todavia, considerando o interesse público na otimização do binômio risco e custo econômico, recomendamos a utilização da referência do período de 3 (três) ou 4 (quatro) horas para a autonomia mínima para descarga em potência máxima das unidades de armazenamento que serão contratadas pelo LRCAP de 2024. Estes valores

permitem a redução significativa da solução de armazenamento e assegura uma autonomia suficiente para atender a maioria dos eventos previstos, sem a necessidade de outros recursos, e, nos demais casos, para assegurar o tempo de adequação da vazão dos rios ou de rampa de acionamento de termelétricas.

Raciocínio semelhante pode ser aplicado ao requisito de ciclos completos a ser disponibilizado por ano, variável fundamental para precificação da solução de armazenamento e estimativa das necessidades de reinvestimento ou *retrofit* para garantia do serviço ao longo de todo o prazo contratual. Mais uma vez, os agentes possuem disponibilidade para atender a qualquer requisito sistêmico demandado pelo MME ou ONS, mas, do ponto de vista do interesse público na otimização do binômio risco e oportunidade, pode ser interessante a fixação deste parâmetro com base somente nos dias úteis, quando a probabilidade de necessidade de despacho de reserva de potência é maior. Assim, a ABEEÓLICA recomenda que o parâmetro de ciclos completos anuais seja definido com base nos dias úteis ou em todos os dias do ano.

Além disso, é importante que seja estabelecido um intervalo de tempo mínimo de recarga entre acionamentos sucessivos de ciclo completo, em filosofia similar ao *toff* das usinas termelétricas, mas com um período menor, da mesma ordem que o tempo de autonomia para o ciclo completo de descarga em potência máxima.

Finalmente, os requisitos de eficiência mínima do BESS podem ser abordados como risco do empreendedor, visto onerarem o projeto com a perda de garantia física, ou serem obtidos por meio de consulta aos principais fabricantes nacionais: MOURA, WEG e UCB, entre outros.

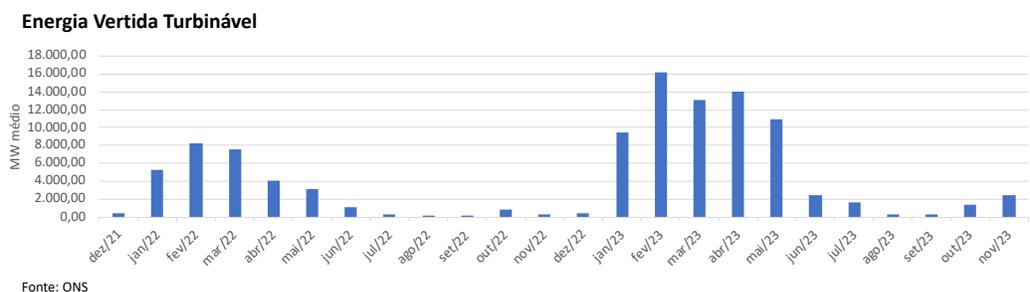
- f. **Segurança da Disponibilidade de Reserva:** muito embora a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP afirme que “as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, precisando ser recarregadas” a EPE reconhece na NT 050/2023 que sistemas de baterias com quatro horas de autonomia são o suficiente para atender as necessidades do LRCAP de 2024. Além disso, o mesmo também é verdade para as fontes termelétricas e

hidrelétricas que podem estar indisponíveis em cenários de restrições operativas causados pelos requisitos de rampa de acionamento (R-up) e de desligamento (R-dn), de tempo mínimo de permanência na condição de desligado (T-off), para termelétrica, de restrições ambientais de vazão hidrológica para hidrelétricas, ou da razão de geração mínima e máxima para ambas as fontes.

Deste modo, não existe uma panaceia e nenhum empreendimento, qualquer que seja a tecnologia ou fonte energética empregada, que seja capaz de sozinho assegurar a segurança requerida pelo sistema, o que só pode ser alcançado com um conjunto ou portfólio de projetos, sendo que a diversidade da matriz reduz o risco e a complementaridade das fontes minimiza o custo de médio prazo e o custo marginal de operação.

Sendo assim, a questão da adequação de reserva de capacidade deve ser considerada também sob a dimensão econômica, de modo a se buscar um conjunto de recursos que reduza o custo de manutenção e de operação da potência disponibilizada e o risco de arrependimento da sociedade.

A título de ilustração, o sistema elétrico brasileiro desperdiçou, por meio de vertimento turbinável, o equivalente a 4% da demanda anual de energia em 2022 e a 8% em 2023. Ao todo, o desperdício, valorado pelo custo de oportunidade do preço da energia no mercado de curto prazo, foi equivalente R\$ 4,95 bilhões.



O Custo de Oportunidade da EVT , valorado com base no PLD médio mensal, totalizou R\$ 4.950 milhões em dois anos

Em fevereiro de 2023, a EVT correspondeu a 21% de toda a energia consumida no SIN

O despacho termelétrico é menos frequente, mas, mesmo assim, considerando os dados de novembro de 2023, em um único mês, o custo associado com a inflexibilidade operativa (*unit commitment*) foi de R\$ 587 milhões.

Despacho termelétrico por razão de mérito, restrição elétrica, *unit commitment* e fora da ordem de mérito



Em novembro de 2023, houve significativo despacho termelétrico no mérito devido à forte onda de calor – requisito de potência

O Custo da geração termelétrica em novembro, valorada ao CVU das usinas, totalizou R\$ 587 milhões

- g. **Adequações Contratuais:** tendo como referência o Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP) utilizado no Leilão de 2021, haveria a necessidade dos seguintes ajustes pontuais para a contratação de centrais geradoras com unidades de armazenamento despachável:
- i. Substituição do termo “unidades geradoras” nas Cláusulas 5ª – DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA PELO VENDEDOR; 6ª – DA RECEITA FIXA; 8ª – DAS PENALIDADES e no APÊNDICE II – PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS por “unidades geradoras e unidades de armazenamento”, visto que a potência pode ser disponibilizada por central geradora e por unidades de armazenamento; e
 - ii. Adequação da Cláusulas 5ª – DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA PELO VENDEDOR para substituição dos requisitos de flexibilidade operativa das termelétricas pelos parâmetros requeridos pelo DESSEM para programação das unidades de armazenamento, quais sejam: Capacidade de armazenamento (MWh); Taxa de carregamento (MW); Taxa de descarregamento (MW); e Taxa de eficiência para o descarregamento (%).

- h. **Iminência da regulamentação pela ANEEL:** a iminência da conclusão da CP ANEEL nº 39/2023 e a regulação dos sistemas de armazenamento autônomos não deve ser utilizado como argumento para não possibilitar a contratação de sistemas de armazenamentos associados a centrais geradoras de fontes renováveis, visto que esta estratégia implica elevado risco de atendimento de toda a demanda existente por meio das fontes termelétricas e hidrelétricas, em regime de menor competição, impedindo o atendimento do interesse público em dispor de uma matriz de reserva de capacidade diversa e de menor custo de disponibilidade e de operação.

Neste ponto, cabe destacar que muitas vezes a finalização da regulação setorial para inserção de novas tecnologias foi realizada pela ANEEL após a publicação de diretrizes de leilões pelo MME, isto porque, a regulação deve se adequar ao modelo de negócio definido pelo MME. Este foi o caso das fontes eólica e solar fotovoltaica e da tecnologia de transmissão em corrente contínua.

29. Por todo o exposto, a ABEEÓLICA acredita que não existem argumentos técnicos que justifiquem a realização do LRCAP de 2024 sem a participação de centrais geradoras de fontes renováveis com unidades de armazenamento despacháveis, visto que o interesse público seria mais bem atendido, em todas as suas dimensões, pela contratação de uma matriz de reserva de capacidade diversa e de menores custos operativos de disponibilidade e de operação.

30. Adicionalmente, salientamos que, a exemplo do que já ocorre em países como Austrália e França, a associação de sistemas de armazenamento a fontes renováveis variáveis viabiliza sua aplicação como reserva de capacidade e evita ocorrências de *curtailment*. Tal associação também contribui para o contínuo desenvolvimento de uma matriz que, essencialmente, em todos os seus elos, caracterize-se por soluções de baixa emissão de carbono. Este esforço é de grande relevância dados: (i) o comprometimento do Brasil com a transição energética e com as metas de descarbonização estabelecidas no Acordo de Paris (e recentemente reiteradas na COP28); (ii) a instauração de mecanismos de monitoramento de emissões de fronteira, como o CBAM, que potencialmente estabelecem condições restritivas às exportações nacionais e consideram emissões de escopo 2; além de (iii) contribuir com a garantia de que a classificação do hidrogênio verde, energético produzido a partir da eletrólise da água com energia elétrica oriunda do SIN, não seja questionada

em função da dependência de usinas térmicas, eventualmente, quando da hidrologia desfavorável.

31. Em suma, restringir o portfólio dos recursos elegíveis para o leilão de Contratação de Reserva de Capacidade na forma de Potência corresponde a contrair desnecessariamente o espaço de busca da solução ótima no despacho centralizado, o que pode degradar a modicidade de tarifas, a segurança energética na solução advinda, e um genuíno processo de transição da matriz energética nacional.

32. Neste sentido, para contribuir com o debate público e possibilitar a participação de centrais geradoras de fontes renováveis com unidades de armazenamento despacháveis, e não ficar refém de dúvidas já superadas, detalhamos na tabela “de-para” abaixo as nossas contribuições para ajuste da Portaria de Diretrizes do LRCAP 2024 disponibilizada no âmbito da CP nº 160.

33. Vale destacar a importância de buscar equilíbrio concorrencial para as soluções ofertadas no certame, de maneira que faz-se oportuno manter apenas um único produto para cada tipo de solução tecnológica:

Texto original	Texto contribuição
<p>(...) Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos: I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.</p>	<p>(...) Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos: I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e II - Produto Potência Renovável 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração renovável, novos e existentes, com unidades de armazenamento de energia despachável; e III - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.</p>

	<p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.</p> <p>§ 2º Os empreendimentos de geração renovável com unidades de armazenamento de energia despachável somente poderão contratar montante de potência igual ou inferior à potência instalada de suas unidades de armazenamento de energia, sem prejuízo da possibilidade de atendimento indistintamente dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real, por meio de suas unidades de geração e de armazenamento.</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, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p> <p>(...)</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:</p> <p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e</p> <p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p> <p>(...)</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, para empreendimentos termelétricos e empreendimentos de geração renovável com unidades de armazenamento de energia despachável, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata os incisos V e XI do art. 9º desta Portaria Normativa.</p> <p>(...)</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:</p> <p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico ou de geração renovável com unidades de armazenamento de energia despachável implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e</p> <p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p> <p>(...)</p>
<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 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</p>	<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 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</p>

<p>disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>(...)</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p>	<p>disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>(...)</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p> <p>§ 5º A EPE publicará e disponibilizará em seu sítio eletrônico instruções para cadastramento e habilitação técnica de empreendimento de geração renovável com armazenamento e realizará os ajustes pertinentes no AEGE para que a ficha de dados dos projetos de geração renovável com armazenamento traga as seguintes informações:</p> <p>I - Potência nominal bruta do sistema de armazenamento;</p> <p>II - <i>Round-trip-efficiency</i> do sistema de armazenamento considerando a realização de um ciclo completo por dia;</p> <p>III - Autonomia do ciclo completo de descarga das unidades de armazenamento;</p> <p>IV - Tempo máximo de recarga para recomposição da carga máxima do ciclo completo;</p> <p>V - Disponibilidade de ciclos completos por ano; e</p> <p>VI - Profundidade de descarga (<i>Depth of Discharge - DoD</i>) do sistema de armazenamento.</p> <p>§ 6º Excepcionalmente para habilitação de empreendimentos de geração renovável com armazenamento as licenças ambientais e os estudos e relatórios de impacto ambiental de que tratam a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, não precisarão contemplar os sistemas de armazenamento.</p>
<p>Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:</p> <p>I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero;</p> <p>II - empreendimentos termelétricos, cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº 46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$,00/MWh (Reais por megawatt-hora);</p> <p>III - empreendimentos termelétricos cujo valor da inflexibilidade de geração anual seja superior a zero;</p> <p>IV - empreendimentos termelétricos com despacho antecipado;</p> <p>V - empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:</p>	<p>Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:</p> <p>I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero;</p> <p>II - empreendimentos termelétricos, cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº 46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$,00/MWh (Reais por megawatt-hora);</p> <p>III - empreendimentos termelétricos cujo valor da inflexibilidade de geração anual seja superior a zero;</p> <p>IV - empreendimentos termelétricos com despacho antecipado;</p> <p>V - empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:</p>

<p>a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d";</p> <p>b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;</p> <p>c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos; d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e</p> <p>e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento;</p> <p>(...)</p> <p>XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa.</p> <p>(...)</p> <p>Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.</p>	<p>a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d";</p> <p>b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;</p> <p>c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos; d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e</p> <p>e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento;</p> <p>(...)</p> <p>XI - empreendimentos de geração renovável com unidade de armazenamento de energia despachável que apresentam as seguintes características ou requisitos de flexibilidade operativa:</p> <p>a) autonomia do ciclo completo de descarga das unidades de armazenamento inferior a [número de horas definido pelo MME] horas ao longo de toda a vigência contratual;</p> <p>b) tempo mínimo de recarga para recomposição da carga máxima do ciclo completo superior a [número de horas definido pelo MME] horas ao longo de toda a vigência contratual;</p> <p>c) número mínimo de ciclos completos de descarga anual inferior a [número definido pelo MME];</p> <p>XII - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa.</p> <p>(...)</p> <p>Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de geração renovável com nova unidade de armazenamento de energia despachável e de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.</p>
<p>Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p>	<p>Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p> <p>Art. 12. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de geração renovável com unidade de armazenamento de energia despachável candidatos, será considerada a potência instalada dos sistemas de armazenamento, sem prejuízo da possibilidade de atendimento indistintamente dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a</p>

	<p>operação em tempo real, por meio de suas unidades de geração e de armazenamento.</p>
<p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024. § 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de: I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. (...)</p>	<p>Art. 13. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024. § 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de: I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - quinze anos para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso II do art. 4º; III - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º; e III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso II do art. 4º; III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º; e IV - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. (...)</p>

34. Finalmente, quanto a outras oportunidades de aprimoramento da minuta de Portaria de Diretrizes disponibilizada no âmbito da consulta pública nº 160, a ABEEÓLICA entende necessária a supressão ou adequação do § 5º do art. 8º, que, em sua redação original, estabelece que todos em projetos de empreendimentos devem dispor de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrados em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de habilitação técnica.

35. Tais contratos são muito onerosos e uma vez celebrados não poderiam ser repactuados no caso de não o empreendimento não se sagrar vencedor do leilão. Ademais, considerando que projetos hidrelétricos e de geração renovável com armazenamento implicam necessariamente adequação do CUSD ou CUST, a exigência de tais documentos em prazo exíguo implica a inviabilidade destas alternativas.

36. Deste modo, a imposição da referida condição para habilitação técnica restringiria a oferta somente a empreendimentos termelétricos existentes ou em construção, restringido o nível de concorrência do leilão e a expectativa de

redução do custo da reserva de capacidade a ser contratada. Assim, o dispositivo deve ser suprimido, sem prejuízo de tratamento específico aos empreendedores apresentarem contrato, CUSD ou CUST, em momento anterior ao certame, a fim de dispensar os mesmos de concorrer por margem para conexão em etapa inicial do LRCAP de 2024, conforme sistemática ainda a ser definida. Na mesma linha, para viabilizar a máxima competição no produto Potência Renovável 2027, é importante assegurar a participação de projetos com Licenças Prévias emitidas para a atividade de geração, sem a obrigação de que estas já contemplem a implantação dos sistemas de armazenamento. Esta medida é importante pelo fato de o sistema de armazenamento será composto por equipamentos e instalações integrantes da atividade de geração cujo risco sócio-ambiental é notoriamente reduzido e pode ser avaliado em cada caso concreto no âmbito da emissão da Licença de Instalação.

37. Outro ponto de atenção é o dispositivo do § 5º do art. 12, que estabelece que o edital e contratos do LRCAP de 2024 devem estabelecer que os custos de geração decorrentes de restrições operativas de *unit commitment* serão remuneradas pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e não gozarão de cobertura do Encargo de Serviço de Sistemas (ESS).

38. A medida é adequada e necessária para assegurar a correta precificação dos serviços prestados pelas usinas termelétricas, evitando-se a existência de externalidades cobertas por encargos, mas implica a assunção de riscos relevantes e, portanto, será combatida pelos geradores termelétricos. Sendo assim, contribuímos para que o referido dispositivo seja mantido com sua redação original, mas, caso o MME resolva aceitar contribuições para retirá-lo ou alterá-lo, é importante que o preço de potência a ser definido pela portaria de sistemática capture integralmente todo o custo da disponibilidade de potência termelétrica, inclusive os associados com as restrições operativas de *unit commitment*.

39. Apenas a título de exemplo, a representação do custo de *unit commitment* no preço de potência de usinas termelétricas pode ser realizada por meio de ajuste da equação utilizada no certame de 2021 para inclusão do T-on conforme proposta abaixo:

$$P_{pot} = \frac{RF_{pot}}{Disp_{pot}} + f \times Ton \times CVU$$

Onde:

P_{pot} : PREÇO DO PRODUTO POTÊNCIA, expresso em R\$/ (MW.ano);

RF_{pot} : RECEITA FIXA DO PRODUTO POTÊNCIA requerida pelo empreendedor, expressa em Reais por ano (R\$/ano);

$Disp_{pot}$: DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA do EMPREENDIMENTO ofertada pelo empreendedor, expressa em MW;

f : parâmetro definido pelo MME na Portaria de Sistemática para fins exclusivos de competitividade e seleção de propostas no LRCAP 2024, expresso em horas;

T_{on} : valor do tempo mínimo de permanência na condição de ligado (“ T_{on} ”) declarado pelo empreendedor na habilitação do projeto, o qual deve incluir o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamentos de suas unidades geradoras, expresso em horas.

40. Neste ponto, destaca-se que a ABEEÓLICA corrobora o entendimento da EPE, manifestado na Nota Técnica EPE-DEE-NT050/2023-R0, de que a receita advinda desse certame se refere exclusivamente ao produto capacidade de potência provida pela central geradora e suas unidades de armazenamento. Dessa forma, os agentes poderão fazer jus a receita adicional de arbitragem de preços e de fornecimento para o sistema de novos produtos, mesmo se comercializados ao longo da vigência contratual do 2º LRCAP.

Dada a finalidade do 2º LRCAP, cabe reforçar que a receita advinda desse certame se refere exclusivamente ao produto capacidade de potência. Dessa forma, uma vez identificada, futuramente, a necessidade sistêmica de outros serviços que possam ser providos pelas tecnologias de armazenamento, estas poderão fazer jus a receita adicional em caso de fornecimento para o sistema desses novos produtos, mesmo se comercializados ao longo da vigência contratual do 2º LRCAP. É sabido que, a depender da discretização temporal considerada, distintos serviços ancilares podem ser fornecidos ao operador da rede elétrica pelas tecnologias de armazenamento, como regulação de tensão e frequência, inércia sintética, entre outros. Isso reforça a importância da caracterização das necessidades e dos produtos a serem comercializados, como o que está sendo proposto nesta Nota Técnica. Cabe ressaltar, entretanto, que os avanços sugeridos devem ser complementados por critérios de quantificação das necessidades e tratamentos regulatórios, conforme tomada de subsídios para a inserção desses sistemas no SIN publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – nota técnica N° 137/2022.

Como o custo da energia para o carregamento será atribuído aos agentes vendedores, entende-se adequado que a receita pela venda da energia também seja do empreendimento. Ou seja, o agente deverá ser responsável pelo seu consumo (recarga) e pela sua geração (descarga) no mercado de curto prazo, podendo inclusive registrar contratos de energia com outros agentes que cubram as eventuais exposições e necessidades de comprovação de lastro, conforme regulação vigente. A eventual receita adicional obtida nesse processo de compra e venda de energia, caracterizada como arbitragem de preço, poderá ser considerada no momento do leilão, de acordo com a estratégia de cada ofertante, sendo mais uma possibilidade que leve a redução da receita fixa exigida.

41. Quanto à necessidade de ajustes contratuais, encaminhamos as seguintes contribuições baseadas na minuta aprovada pela ANEEL para o LRCAP de 2021:

Texto original	Texto contribuição (Produto Potência Renovável 2027)
CONTRATO DE POTÊNCIA DE RESERVA DE CAPACIDADE – CRCAP, NA MODALIDADE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, QUE ENTRE SI FAZEM A _____ E A CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE.	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 1ª – DO OBJETO E ANEXOS DO CONTRATO	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 2ª – DAS DEFINIÇÕES E PREMISSAS	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 3ª – DA VIGÊNCIA DO CONTRATO E DO PERÍODO DE SUPRIMENTO	Ajustes mínimos, para considerar o período de suprimento definido pelo MME em sua portaria de diretrizes
CLÁUSULA 4ª – DAS OBRIGAÇÕES DAS PARTES	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 5ª – DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA PELO VENDEDOR 5.1. O VENDEDOR se compromete a atender à totalidade dos despachos estabelecidos na programação diária e tempo real estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para o dia programado, sem prejuízo para o atendimento do dia seguinte. 5.1.1. O VENDEDOR tem conhecimento que para cumprir o disposto na subcláusula 5.1 o empreendimento deve possuir características de flexibilidade operacional, cujos parâmetros de referência, definidos pelo ONS, conforme termos e conceitos definidos no Procedimento de Rede Módulo 4, Submódulo 5, tipo Procedimental, são os seguintes: (i) Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) <= 12 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras; (ii) Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) <= 4 horas; (iii) R-up (tempo total de rampa de acionamento) <= 7 horas; (iv) R-dn (tempo total de rampa de desligamento) <= 1 hora; (v) Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades	CLÁUSULA 5ª – DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA PELO VENDEDOR 5.1. O VENDEDOR se compromete a atender à totalidade dos despachos estabelecidos na programação diária e tempo real estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para o dia programado, sem prejuízo para o atendimento do dia seguinte. 5.1.1. O VENDEDOR tem conhecimento que para cumprir o disposto na subcláusula 5.1 o empreendimento deve possuir características de flexibilidade operacional: (i) energia armazenada e disponível para o ciclo completo de descarga de _____MWh; (ii) autonomia do ciclo completo de descarga das unidades de armazenamento >= [valor definido pelo MME] horas; (iii) tempo mínimo de recarga para recomposição da carga máxima do ciclo completo <= [valor definido pelo MME] horas; (iv) número mínimo de ciclos completos de descarga por ano >= [valor definido pelo MME] 5.2. O VENDEDOR se compromete a declarar a disponibilidade de potência efetiva e de energia armazenada para a programação diária do ONS, se sujeitando à penalidade disposta na subcláusula 8.4. 5.3. O VENDEDOR se compromete a declarar ao ONS os parâmetros operativos da USINA para programação

<p>geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) <= 80%.</p> <p>5.2. O VENDEDOR se compromete a declarar a disponibilidade de potência efetiva para a programação diária do ONS, se sujeitando à penalidade disposta na subcláusula 8.4.</p> <p>5.3. O VENDEDOR se compromete a declarar ao ONS os parâmetros operativos da USINA para programação diária da operação com valores que atendam às condições de flexibilidade operacional.</p> <p>5.4. O VENDEDOR se compromete a entregar a DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, em MW, no barramento da subestação de conexão da usina, dada por:</p> $DISP_{POT} = (POT \times FC_{max} - \Delta P) \times (1 - IP) \times (1 - TEIF)$ <p>Onde: $DISP_{POT}$ = DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, expressa em MW; POT = POTÊNCIA INSTALADA da USINA, conforme descrito no APÊNDICE II deste CONTRATO, expresso em MW; FC_{max} = Fator de Capacidade Máxima, conforme valor declarado pelo VENDEDOR para o cálculo da POTÊNCIA DO EMPREENDIMENTO, nos termos do APÊNDICE II deste CONTRATO; IP = INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; $TEIF$ = INDISPONIBILIDADE FORÇADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; e ΔP = consumo interno e perdas da usina até o barramento da subestação de conexão do empreendimento.</p> <p>5.5. O descumprimento das obrigações previstas nesta Cláusula ensejará a aplicação de penalidades estabelecidas na Cláusula 8ª.</p> <p>5.6. O atraso da entrada em operação das instalações de transmissão e/ou distribuição necessárias para o escoamento da potência a ser produzida pela(s) USINA(S), que não estejam sob responsabilidade do VENDEDOR, não exime o VENDEDOR das obrigações estabelecidas no CONTRATO.</p> <p>5.7. O Custo Variável de Unitário - CVU de operação da USINA não será remunerado por este CONTRATO, e sua alteração obedecerá aos critérios de reajuste previstos no art. 3º da Portaria 42/GM/MME, de 1º de março de 2007.</p> <p>5.8. A liquidação da energia gerada pela USINA será realizada conforme disposto nas REGRAS e nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO.</p>	<p>diária da operação com valores que atendam às condições de flexibilidade operacional.</p> <p>5.4. O VENDEDOR se compromete a entregar a DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, em MW, no barramento da subestação de conexão da usina, dada por:</p> $DISP_{POT} = (POT \times FC_{max} - \Delta P) \times (1 - IP) \times (1 - TEIF)$ <p>Onde: $DISP_{POT}$ = DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, expressa em MW; POT = POTÊNCIA INSTALADA das unidades de armazenamento, conforme descrito no APÊNDICE II deste CONTRATO, expresso em MW; FC_{max} = Fator de Capacidade Máxima, conforme valor declarado pelo VENDEDOR para o cálculo da POTÊNCIA DO EMPREENDIMENTO, nos termos do APÊNDICE II deste CONTRATO; IP = INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; $TEIF$ = INDISPONIBILIDADE FORÇADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; e ΔP = consumo interno e perdas das unidades de armazenamento até o barramento da subestação de conexão do empreendimento.</p> <p>5.5. O descumprimento das obrigações previstas nesta Cláusula ensejará a aplicação de penalidades estabelecidas na Cláusula 8ª.</p> <p>5.6. O atraso da entrada em operação das instalações de transmissão e/ou distribuição necessárias para o escoamento da potência a ser produzida pela(s) USINA(S), que não estejam sob responsabilidade do VENDEDOR, não exime o VENDEDOR das obrigações estabelecidas no CONTRATO.</p> <p>5.7. O Custo Variável de Unitário - CVU de operação da USINA não será remunerado por este CONTRATO, e sua alteração obedecerá aos critérios de reajuste previstos no art. 3º da Portaria 42/GM/MME, de 1º de março de 2007.</p> <p>5.7. A liquidação da energia gerada pela USINA e suas unidades de armazenamento será realizada conforme disposto nas REGRAS e nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO.</p>
<p>CLÁUSULA 6ª – DA RECEITA FIXA</p> <p>6.1. O VENDEDOR fará jus ao recebimento da RECEITA FIXA, desde que a USINA esteja em operação comercial, durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO, conforme estabelecido nesta Cláusula. (...)</p> <p>6.3. O VENDEDOR terá direito a receber, a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, em relação a cada mês desse período, observada a Subcláusula 6.1, uma receita fixa mensal que corresponde a:</p>	<p>CLÁUSULA 6ª – DA RECEITA FIXA</p> <p>6.1. O VENDEDOR fará jus ao recebimento da RECEITA FIXA, desde que a USINA e suas unidades de armazenamento estejam em operação comercial, durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO, conforme estabelecido nesta Cláusula. (...)</p> <p>6.3. O VENDEDOR terá direito a receber, a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, em relação a cada mês desse período, observada a Subcláusula 6.1, uma receita fixa mensal que corresponde a:</p>

$PRF_m = \left(\sum_i^N RFU_m \times N_Horas_OPC_{i,m} \times \frac{POT_OC_{i,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right) - 0,1 \times \left(\sum_k^N RFU_m \times N_Horas_SUSP_{k,m} \times \frac{POT_SUSP_{k,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right)$ <p>Onde: <i>PRF_m</i>: Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R\$, referente ao mês “m”; <i>RFU_m</i>: RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, da USINA, no mês “m”; <i>N_Horas_OPC_{i,m}</i>: número de horas em operação comercial da unidade geradora “i”, no mês “m”; <i>N_Horas_SUSP_{k,m}</i>: número de horas com operação comercial suspensa da unidade geradora “k”, no mês “m”; <i>POT_OC_{i,m}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente à unidade geradora “i” comprometida com o CONTRATO e em operação comercial da USINA, expressa em MW, apurada no mês “m”; <i>POT_SUSP_{k,m}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente à unidade geradora “k” comprometida com o CONTRATO e com operação comercial suspensa da USINA, expressa em MW, apurada no mês “m”; <i>POT_{total}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente à completa motorização da USINA, comprometida com o CONTRATO, expressa em MW. (...) </p> <p>6.5. O pagamento da RECEITA FIXA estará condicionado à entrada em operação comercial da USINA.</p> <p>6.5.1. O pagamento da RECEITA FIXA se dará na proporção da potência da(s) unidade(s) geradora(s) em operação comercial em relação à potência da USINA. (...)</p> <p>6.8. O atraso na entrada em operação comercial da USINA sujeitará o VENDEDOR ao não recebimento de parcela mensal da RECEITA FIXA e à aplicação de penalidade por atraso, por unidade geradora em atraso, apurada uma única vez no mês em que se encerrar totalmente a condição de atraso, por unidade, obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:</p> $PAT_{UG} = 0,15 \times n^{\circ} \text{ de dias de atraso}_{UG} \times 24 \times RFU_m \times \left(\frac{Pot_{UGAT}}{Pot_{total}} \right) \times DISP_{POT}$ <p>Onde: <i>PAT_{UG}</i>: Penalidade por atraso, expressa em Reais (R\$), de cada unidade geradora; <i>nº de dias de atraso_{UG}</i>: Número de dias de atraso da unidade geradora; <i>Pot_{UGAT}</i> = POTÊNCIA INSTALADA referente à unidade geradora em atraso comprometida com o CONTRATO, expressa em MW;</p> <p>CLÁUSULA 7ª – DOS VALORES DOS PARÂMETROS DA RECEITA FIXA</p>	$PRF_m = \left(\sum_i^N RFU_m \times N_Horas_OPC_{i,m} \times \frac{POT_OC_{i,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right) - 0,1 \times \left(\sum_k^N RFU_m \times N_Horas_SUSP_{k,m} \times \frac{POT_SUSP_{k,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right)$ <p>Onde: <i>PRF_m</i>: Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R\$, referente ao mês “m”; <i>RFU_m</i>: RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, da USINA, no mês “m”; <i>N_Horas_OPC_{i,m}</i>: número de horas em operação comercial da unidade de armazenamento “i”, no mês “m”; <i>N_Horas_SUSP_{k,m}</i>: número de horas com operação comercial suspensa da unidade de armazenamento “k”, no mês “m”; <i>POT_OC_{i,m}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente à da unidade de armazenamento “i” comprometida com o CONTRATO e em operação comercial da USINA, expressa em MW, apurada no mês “m”; <i>POT_SUSP_{k,m}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente à da unidade de armazenamento “k” comprometida com o CONTRATO e com operação comercial suspensa da USINA, expressa em MW, apurada no mês “m”; <i>POT_{total}</i>: POTÊNCIA INSTALADA referente ao arranjo completo de unidades de armazenamento da USINA, comprometida com o CONTRATO, expressa em MW. (...) </p> <p>6.5. O pagamento da RECEITA FIXA estará condicionado à entrada em operação comercial das unidades de armazenamento da USINA.</p> <p>6.5.1. O pagamento da RECEITA FIXA se dará na proporção da potência da(s) unidade(s) geradora(s) em operação comercial em relação à potência da USINA. (...)</p> <p>6.8. O atraso na entrada em operação comercial da USINA sujeitará o VENDEDOR ao não recebimento de parcela mensal da RECEITA FIXA e à aplicação de penalidade por atraso, por unidade geradora em atraso, apurada uma única vez no mês em que se encerrar totalmente a condição de atraso, por unidade, obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:</p> $PAT_{UG} = 0,15 \times n^{\circ} \text{ de dias de atraso}_{UG} \times 24 \times RFU_m \times \left(\frac{Pot_{UGAT}}{Pot_{total}} \right) \times DISP_{POT}$ <p>Onde: <i>PAT_{UG}</i>: Penalidade por atraso, expressa em Reais (R\$), de cada unidade geradora; <i>nº de dias de atraso_{UG}</i>: Número de dias de atraso da unidade geradora; <i>Pot_{UGAT}</i> = POTÊNCIA INSTALADA referente à unidade geradora em atraso comprometida com o CONTRATO, expressa em MW;</p> <p>Não precisa de ajuste</p>
---	--

<p>CLÁUSULA 8ª – DAS PENALIDADES (...) 8.2 A penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS terá periodicidade mensal, a partir do mês de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da USINA, e será realizado por meio de pagamento promovido pelo VENDEDOR em favor da CONCAP, cujo valor será obtido mediante a aplicação da seguinte equação algébrica:</p> $PEN_NDESP_m = \sum_h^{mês} 1,15 \times \max \left[0; \min \left(OBRIG_h; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1hora \right) - VERIF_h \right] \times RFU_m$ <p>Onde: PEN_NDESP_m: valor da penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS, expresso em R\$, referente ao mês “m”; OBRIG_h: obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao barramento da subestação de conexão da usina com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh; VERIF_h: ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no barramento da subestação de conexão da usina, expresso em MWh; Pot_{total}: POTÊNCIA INSTALADA referente às unidades geradoras comprometidas com o CONTRATO e em operação comercial da USINA, expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”; (...)</p>	<p>CLÁUSULA 8ª – DAS PENALIDADES (...) 8.2 A penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS terá periodicidade mensal, a partir do mês de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da USINA, e será realizado por meio de pagamento promovido pelo VENDEDOR em favor da CONCAP, cujo valor será obtido mediante a aplicação da seguinte equação algébrica:</p> $PEN_NDESP_m = \sum_h^{mês} 1,15 \times \max \left[0; \min \left(OBRIG_h; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1hora \right) - VERIF_h \right] \times RFU_m$ <p>Onde: PEN_NDESP_m: valor da penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS, expresso em R\$, referente ao mês “m”; OBRIG_h: obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao barramento da subestação de conexão da usina com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh; VERIF_h: ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no barramento da subestação de conexão da usina, expresso em MWh; Pot_{total}: POTÊNCIA INSTALADA referente às unidades de armazenamento comprometidas com o CONTRATO e em operação comercial da USINA, expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”; (...)</p>
CLÁUSULA 9ª – DA FORMA DE PAGAMENTO	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 10ª – DA MORA NO PAGAMENTO E SEUS EFEITOS	Não precisa de ajuste
<p>CLÁUSULA 11ª – DA RESOLUÇÃO (...) 11.1 O CONTRATO poderá ser resolvido pela ANEEL nas seguintes hipóteses: (...) III. atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias para entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora; (...)</p>	<p>CLÁUSULA 11ª – DA RESOLUÇÃO (...) 11.1 O CONTRATO poderá ser resolvido pela ANEEL nas seguintes hipóteses: (...) III. atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias para entrada em operação comercial da 1ª unidade de armazenamento; (...)</p>
CLÁUSULA 12ª – DA RESPONSABILIDADE E INDENIZAÇÃO	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 13ª – DA SOLUÇÃO DE CONTROVÉRSIAS	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 14ª – CASO FORTUITO OU FORÇA MAIOR	Não precisa de ajuste
CLÁUSULA 15ª – DISPOSIÇÕES GERAIS	Não precisa de ajuste

APÊNDICE I QUADRO RESUMO	Não precisa de ajuste
<p>APÊNDICE II PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS (...)</p> <p>5. POTÊNCIA INSTALADA da USINA: MW</p> <p>a) POTÊNCIA da unidade geradora 01: MW</p> <p>b) POTÊNCIA da unidade geradora 02: MW</p> <p>...</p> <p>n) POTÊNCIA da unidade geradora n: MW</p> <p>6. Data prevista para a entrada em operação comercial das unidades geradoras:</p> <p>a) Unidade geradora 01:/...../.....</p> <p>b) Unidade geradora 02:/...../.....</p> <p>...</p> <p>n) Unidade geradora n:/...../.....</p> <p>(...)</p>	<p>APÊNDICE II PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS (...)</p> <p>5. POTÊNCIA INSTALADA da USINA: MW</p> <p>a) POTÊNCIA da unidade de armazenamento 01: MW</p> <p>b) POTÊNCIA da unidade de armazenamento 02: MW</p> <p>...</p> <p>n) POTÊNCIA da unidade de armazenamento n: MW</p> <p>6. Energia armazenável da USINA: MWh</p> <p>a) Energia armazenável da unidade de armazenamento 01: MWh</p> <p>b) Energia armazenável da unidade de armazenamento 02: MWh</p> <p>n) Energia armazenável da unidade de armazenamento n: MWh</p> <p>7. Data prevista para a entrada em operação comercial das da unidade de armazenamento:</p> <p>a) Unidade de armazenamento 01:/...../.....</p> <p>b) Unidade de armazenamento:/...../.....</p> <p>...</p> <p>n) Unidade de armazenamento n:/...../.....</p> <p>(...)</p>
<p>APÊNDICE III DEFINIÇÕES (...)</p> <p>USINA: instalação industrial destinada à produção de ENERGIA ELÉTRICA, proveniente de fonte térmica a gás natural;</p>	<p>APÊNDICE III DEFINIÇÕES (...)</p> <p>USINA: instalação industrial destinada à produção de ENERGIA ELÉTRICA, proveniente de fontes renováveis;</p>

42. Certos de contarmos com a habitual atenção deste Ministério, agradecemos de antemão a disponibilidade e nos colocamos à disposição para maiores esclarecimentos das nossas contribuições.

Atenciosamente,

ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias