



Consulta Pública nº 160/2024

Contribuições ISA CTEEP

26 de abril de 2024

SUMÁRIO

1.	Objetivo.....	3
2.	Contribuições da ISA CTEEP	4
2.1	LRCAP e a Transição Energética	4
2.2	LRCAP/2024 e os aprimoramentos técnicos propostos pela EPE.....	8
2.3	LRCAP/2024 e a possibilidade regulatória de inserção do BESS	13
3.	BESS – Aptidão para inclusão no LRCAP/2024	18
4.	Produto Potência Renovável no LRCAP/2024.....	20
5.	Conclusão	21

1. Objetivo

Este documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“ISA CTEEP”) relacionadas a Consulta Pública nº 160/2024 (“CP 160/24”), aberta pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) por meio da Portaria nº 774/GM/MME/2024¹ com o objetivo de obter contribuições para minuta de Portaria que contem diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, denominado Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024 (“LRCAP/2024” ou “Leilão”).

¹ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2024/portaria-n-774-gm-mme-2024.pdf>

2. Contribuições da ISA CTEEP

2.1 LRCAP e a Transição Energética

Desde 2016, a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) inclui no Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (“PDE 2026”),² a necessidade de contratação de potência no âmbito do Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

O PDE 2026 abordou alternativas para ampliação da capacidade de potência no SIN. Dentre as soluções propostas, foram citadas (a) usinas termelétricas (“UTE”) de partida rápida; (b) repotenciação de usinas hidrelétricas (“UHE”) existentes; (c) gerenciamento pelo lado da demanda (referindo-se à criação de *smart grids* e tarifação dinâmica); (d) UHEs reversíveis; e (e) **armazenamento de energia**.

Diante da necessidade sistêmica, o Leilão de Reserva de Capacidade (“LRCAP”) foi instituído pelo artigo 3º da Lei nº 10.848/2004 (alterado pela Lei nº 14.120/2021, conversão da Medida Provisória nº 998/2020), e regulamentado pelo Decreto nº 10.707/2021. A legislação aplicável, não estabelece uma restrição relacionada às fontes de energia que estariam aptas a participar dos LRCAPs, de forma que os leilões para contratação da reserva de capacidade são promovidos pela ANEEL, observadas diretrizes do MME, “*a partir de empreendimentos novos e existentes*”.

A contratação de reserva de capacidade na forma de potência é formalizada por Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (“CRCAP”) entre os agentes vendedores nos leilões e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). A CCEE atua como representante dos agentes de consumo, incluindo consumidores livres, geradores e autoprodutores, sendo os custos relacionados à contratação via LRCAP custeados pelos usuários finais do SIN, na forma do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (“ERCAP”).

Em 2021 foi realizado o primeiro Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (“LRCAP/2021”), tendo como objetivo a contratação de potência (demanda máxima

² Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>

instantânea) disponível ao SIN. As diretrizes para realização do LRCAP/2021 foram estabelecidas por meio da Portaria nº 20/GM/MME/2021,³ sendo ali previsto que o produto "Potência" poderia ser negociado apenas por UTEs.⁴ À época, o certame já havia sido alvo de críticas por não ter privilegiado a neutralidade tecnológica e transição energética, incluindo a possibilidade de participação das demais fontes de energia, caso estas atingissem os parâmetros técnicos necessários para participação no certame.

Após a realização do LRCAP/2021, houve inegável avanço com relação à regulação e aplicação de sistemas de armazenamento de energia ("SAE") em larga escala.

Nesse contexto, foi publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), a Resolução Normativa nº 954/2021 (cujas inclusões constam atualmente da Resolução Normativa nº 1.071/2023),⁵ que alterou dispositivos da regulação para estabelecer o tratamento regulatório aplicável para usinas híbridas, incluindo aquelas que envolvem tecnologia de geração que seja objeto de despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), possibilitando a combinação de tecnologia de geração, com a tecnologia de armazenamento.

³ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2021/portaria-normativa-n-20-gm-mme-2021.pdf/>

⁴ Art. 4º No Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, serão negociados os seguintes produtos:

(...)

II - Produto Potência, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar:

a) empreendimentos de geração, novos e existentes, com características de flexibilidade operacional nos termos do art. 10, sem inflexibilidade operativa, a partir de fontes termelétricas; e

b) novos empreendimentos de geração com características de flexibilidade operacional nos termos do art. 10, a partir de fontes termelétricas, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja de até 30% (trinta por cento), que se sagrem vencedores do Produto Energia.

⁵ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html>

Também foi aberta pela ANEEL a Consulta Pública nº 39/2023 (“CP 39/2023”), que nos termos do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL (“AIR”)⁶ teve como objetivo principal “*facilitar a inserção de novas soluções de SAE no SEB*”.

No AIR, são elencados pela ANEEL benefícios que podem ser atingidos mediante a utilização em larga escala dos SAE, tais quais:

- a. redução dos custos de operação: em virtude da maior eficiência na operação do sistema, dado as características de flexibilidade (possibilidade de atendimento a despachos do ONS) e capacidade (atendimento à demanda e aos despachos em todos os instantes) dos SAE;
- b. otimização do uso de redes existentes: dada a possibilidade da implantação pulverizada dos SAE em todo o território nacional, haveria uma redução de perdas técnicas e menor ociosidade dos recursos de transmissão;
- c. melhoria da qualidade de fornecimento de energia e otimização da geração de energia: a redução na ocorrência de intermitência de potência nas redes mediante o uso de SAEs necessariamente diminuiria o risco de falhas e eventos críticos, melhorando a qualidade da energia ao usuário final, sendo também útil aos geradores para otimização da energia gerada por suas usinas, considerando o aumento da energia disponível gerada por uma mesma fonte de geração – dado a possibilidade de armazenamento da energia e despacho futuro desta;

⁶ Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/pt/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=52097&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp

⁷ SEB: “Sistema Elétrico Brasileiro”

- d. aumento na flexibilidade do sistema: mediante a difusão de SAEs, haveria um aumento generalizado na flexibilidade do sistema, resultando em mais potência controlável e despachável pelo ONS e geradores;
- e. diminuição do uso de combustíveis fósseis: a utilização de SAEs como forma de garantir a segurança energética nacional ensejaria na diminuição do uso de fontes poluentes para o atendimento da “energia de base” necessária no SIN, estando alinhada com os objetivos nacionais no contexto da transição energética.

Veja-se que o próprio MME no âmbito da Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, tal qual a ANEEL no AIR, reconhecem que a utilização de sistemas de armazenamento tem 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 consequente 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”*.

Todavia, a despeito de todos os pontos positivos citados no AIR e na própria opinião do MME na Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP e, ainda, da expectativa generalizada do mercado de energia elétrica brasileiro, a minuta da Portaria contendo as diretrizes a serem adotadas no LRCAP/2024, publicada como anexo à Portaria nº 774/GM/MME/2024, permite a participação no certame apenas por UTEs e UHEs.⁸

⁸ 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

A ausência da inclusão dos SAE no âmbito do LRCAP/2024 é uma escolha que não está alinhada com a pretensão brasileira de estar na vanguarda da transição energética na América Latina e no mundo.⁹ Inclusive, a ausência de neutralidade tecnológica presente no LRCAP/2024 também não corrobora com as diretrizes do Plano de Trabalho Conjunto para a Aceleração da Transição Energética, firmado entre o MME e a *International Energy Agency* (“IEA”) em 31/01/2024, considerando os compromissos assumidos no tocante ao incentivo à inovação e desenho do mercado de eletricidade brasileiro – mediante a inclusão dos SAE.

Até mesmo no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, elaborado pela EPE, quando realizados comentários a respeito do LRCAP/2021, foi arguido que *“é fundamental a resolução de questões técnicas e regulatórias que hoje fizeram com que o primeiro LRC fosse restrito às usinas termelétricas. É importante que se avance para uma competição tecnologicamente neutra. Por exemplo, a ampliação/modernização das UHE existentes e a resposta pela demanda são alternativas tecnicamente viáveis e, como demonstrado desde o PDE 2029, podem ser economicamente atrativas. Além disso, as fontes renováveis, inclusive se combinadas com sistemas de armazenamento, também podem prestar o serviço de potência, como o PDE também evidencia”*.

2.2 LRCAP/2024 e os aprimoramentos técnicos propostos pela EPE

É importante ressaltar que tão logo findado o 1º LRCAP, a equipe da EPE, sob diretrizes do MME, seguiu trabalhando para que novos avanços pudessem ser incorporados no 2º LRCAP.

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.

⁹ Conforme reportagem: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-diz-nos-eua-que-brasil-e-exemplo-de-lideranca-para-acelerar-transicao-energetica>

Os resultados desse trabalho foram consolidados na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2030-r0 – “Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência Avaliação de Aprimoramentos para Contratação”, disponibilizada no âmbito da própria CP 160/24.

De acordo com a referida NT, “visando aprimorar a caracterização do serviço de atendimento de potência, além de compatibilizar as obrigações de entrega com a quantificação de requisito necessário e a métrica de competitividade do certame, propõe-se que, como aprimoramento, seja exigido dos vencedores a disponibilidade nas horas mais críticas para o atendimento de potência do sistema dentro de um determinado período de aferição. Essas horas mais críticas devem representar os momentos de maior necessidade de potência do sistema e podem ser definidas de diferentes formas, por meio de dados que indiquem as condições do sistema, conforme a experiência do Operador. É importante que fique transparente ao mercado a diferença entre o atendimento de energia e o atendimento de potência. O produto de atendimento de energia pode envolver longos despachos contínuos, eventualmente de meses, para, por exemplo, recomposição de reservatórios em períodos de estiagem. Já o produto de atendimento de potência foca em momentos específicos, menos frequentes e de menor duração, onde a disponibilidade e recurso suficiente para atender a carga instantânea é escassa.”

Complementando o trecho anterior, a EPE ainda informa que “com essa diferenciação na obrigação de entrega espera-se que fique claro ao mercado a finalidade da contratação específica deste LRCAP, deixando de ser um recurso que será obrigado a estar disponível a todo momento para um recurso que será obrigado a estar disponível para as necessidades de potência. Essa separação de finalidade, além de trazer clareza ao mercado, faz com que os projetos concorrentes, das diferentes tecnologias, sejam mais bem especificados, em linha com a aplicação em diversos mercados de adequabilidade implementados em sistemas de potência de outras jurisdições. É importante ressaltar que essa diferenciação de finalidade de contratação não impede que empreendimentos que venham a comercializar sua disponibilidade no LRCAP em formato de potência possam, posteriormente, firmar contratos de energia através do montante de Garantia Física que lhes será atribuído. Portanto, as obrigações com o sistema decorrentes dos eventuais diferentes contratos (de energia e potência) serão independentes e adicionais, e, em nenhuma hipótese, substitutivas.”

Por fim, o planejador destaca que o “principal aprimoramento proposto para o 2º LRCAP é a compatibilização das obrigações de entrega dos agentes vendedores com as premissas de necessidade de potência do sistema e de avaliação de competitividade. Diferentemente do que foi exigido no 1º LRCAP, essa compatibilização se dará considerando como obrigação contratual a disponibilidade de potência nas 120 horas mais críticas de cada ano”.

Diante do exposto, a ISA CTEEP destaca que o atendimento às recomendações da EPE é um importante avanço para que os empreendedores possam ter a previsibilidade dos momentos em que os seus empreendimentos deverão estar disponíveis para atender ao requisito de potência e os momentos em que estarão livres para prestar outros serviços ao SIN. Em outras palavras, o atendimento a essas recomendações permite que os empreendedores disponham de mais de uma fonte de receita para o mesmo empreendimento, sem comprometer a prestação do serviço de potência, otimizem o dimensionamento da solução para cada finalidade e mitiguem o risco de indisponibilidade. Dessa forma, o atendimento a este pleito permitirá uma redução nos valores médios dos lances do LRCAP, resultando em maior modicidade tarifária para a sociedade.

Outro tema relacionado ao anterior é a alocação da responsabilidade e risco da entrega do produto a ser contratado no LRCAP de 2024. De acordo com o planejador, isso pode ser realizado de 2 formas distintas, quais sejam: ex-ante e ex-post.

No trecho a seguir, a EPE detalha as duas modalidades supracitadas:

"Na modalidade ex-ante, ilustrada na Figura 6, as horas críticas nas quais serão aferidas as disponibilidades dos agentes são definidas pelo Operador do sistema antes de ocorrerem. O Operador informa ao mercado, por exemplo no dia anterior (day ahead), que determinadas horas futuras serão caracterizadas como críticas e os agentes vencedores deverão estar disponíveis para aferição.



Figura 6 – Definição de horas críticas ex-ante pelo Operador. Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, na modalidade ex-post, ilustrada na Figura 7, as horas críticas nas quais serão aferidas as disponibilidades dos agentes são definidas após todo o período de aferição, seguindo um critério pré-definido pelo Operador (de preferência junto com as diretrizes da contratação) de classificação de horas críticas, baseado em condições do sistema que estejam transparentes ao mercado”.

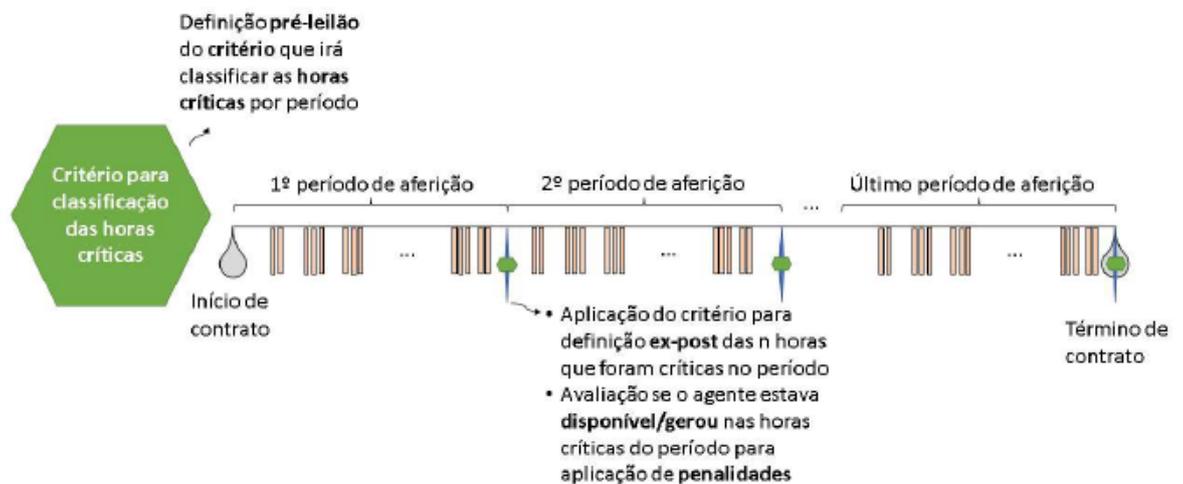


Figura 7 - Definição de horas críticas ex-post por critério pré-determinado. Fonte: Elaboração própria.

Diante do exposto, a ISA CTEEP destaca que, apesar do modelo “ex-ante” implicar menor risco para o empreendedor, o modelo “ex-post” valoriza uma das vantagens técnicas da tecnologia *Battery Energy Storage System* (BESS) em relação às usinas térmicas (UTES) e usinas hidrelétricas (UHEs), que é a rampa de tomada/saída de carga “mais rápida”. Desse modo, a contratação de BESS propiciaria maior flexibilidade e segurança operativa para o sistema em

relação à contratação apenas de UTEs e UHEs, possibilitando melhor aproveitamento de características complementares entre as tecnologias, priorizando as tecnologias de acordo com a criticidade dos atributos (por exemplo, velocidade de resposta e duração de fornecimento), otimização de custos variáveis, mitigação de externalidades negativas (como emissões de gases de efeito estufa) e outras condições circunstanciais (por exemplo, restrições hidrológicas).

Por fim, ainda conforme a Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2030-r0, o requisito de potência apresenta duração máxima de 4 horas, nos anos de 2026 a 2028, e em todos os demais anos do horizonte de estudo tal valor máximo é de 3 horas, conforme pode ser verificado na *Figura 1*. É importante destacar que, mesmo no período de 2026 a 2028, a maior parcela da necessidade sistêmica por potência apresenta duração igual ou inferior a 3 horas.

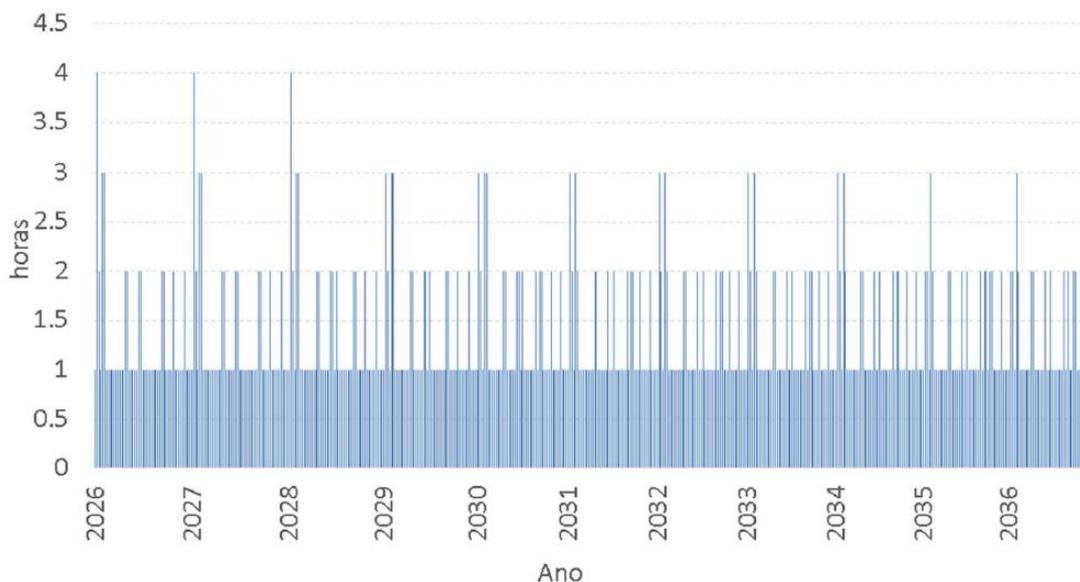


Figura 1 – Nº de horas de ponta (maior ou igual a 98% da demanda líquida máxima mensal) no mesmo dia, para cada mês e ano do horizonte de planejamento da expansão. Fonte: Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2030-r0

Embora as UTEs e UHEs, que já dispõem de produtos específicos na primeira versão da minuta de diretrizes para o LRCAP/2024, não tenham seus custos fixos significativamente impactados por maior ou menor duração da necessidade sistêmica de potência diária, a definição deste parâmetro é crucial para o correto dimensionamento de outras tecnologias inovadoras, como por exemplo o BESS associado ou não a fontes renováveis não controláveis.

Portanto, mais uma vez, torna-se evidente que as tecnologias BESS, UTE e UHE apresentam atributos técnicos complementares e a contratação de empreendimentos de todas essas naturezas no LRCAP de 2024 é a melhor alternativa, do ponto de vista de segurança operativa, flexibilidade operativa e modicidade tarifária.

2.3 LRCAP/2024 e a possibilidade regulatória de inserção do BESS

A ISA CTEEP reconhece que a inclusão da fonte hídrica (de características renovável e despachável) configura um avanço do LRCAP/2024 quando comparado ao LRCAP/2021. Todavia, é inegável que, ao limitar a participação no LRCAP/2024 às fontes termelétrica e hídrica, o MME caminha em direção contrária aos objetivos nacionais relacionados à transição energética e descarbonização da matriz energética brasileira.

Nesse sentido, importa ressaltar que a própria regulamentação dos LRCAPs, conforme consta do art. 3º do Decreto nº 10.707/2021,¹⁰ aduz apenas que a reserva de capacidade será contratada por meio de leilões, a partir de “*empreendimentos novos e existentes*”.

Nesse contexto, o Decreto nº 10.707/2021 sequer faz referência especificamente a “*empreendimentos de geração*” – assim, pela mera leitura do dispositivo, percebe-se que seria possível a participação no certame, por exemplo, de sistemas de armazenamento de energia dissociados de um ativo de geração específico, desde que (por óbvio) atendidos os critérios técnicos para participação no LRCAP.

¹⁰ Art. 3º A reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, direta ou indiretamente, observadas as diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, a partir de empreendimentos novos e existentes.

§ 1º O edital de licitação e o contrato de reserva de capacidade preverão penalidades aos agentes vendedores que não cumprirem os compromissos negociados nos leilões de reserva de capacidade de que trata o caput.

§ 2º Nos leilões de reserva de capacidade de que trata o caput, poderão ser considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos.

Isso significa dizer, desde que a tecnologia possua a capacidade de fornecer potência ao sistema quando esse demandar, a legislação atual não restringe a participação do BESS no LRCAP, bastando que a tecnologia atenda aos padrões da EPE e do ONS.

Neste sentido, a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP,¹¹ que subsidiou a Portaria nº 774/GM/MME/2024, destaca que “o recurso contratado deve ser capaz de prover disponibilidade de potência nos momentos de necessidade do sistema. Deve, portanto, ter capacidade de entrega de toda a potência contratada para despacho do Operador na programação diária ou na operação em tempo real”. Mais adiante, sobre as baterias, a própria Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP sinaliza que:

"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 [1], 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.” (sem grifos no original)

¹¹ Disponível em: [https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=701b303d-0511-ae95-d02f-9b2e7a0ab8db&groupId=436859#:~:text=Apresenta%20a%20minuta%20de%20portaria,Sistema%20Interligado%20Nacional%20\(SIN\).](https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=701b303d-0511-ae95-d02f-9b2e7a0ab8db&groupId=436859#:~:text=Apresenta%20a%20minuta%20de%20portaria,Sistema%20Interligado%20Nacional%20(SIN).)

Ou seja, apesar de reconhecer que “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 desse sistema”, o MME acaba por rechaçar a inclusão da tecnologia do Leilão por uma possível falta de regulação.

Ocorre que, em que pesem os argumentos utilizados pelo MME no âmbito da Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, é necessário esclarecer que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.071/2023¹² já estabelece as diretrizes necessárias para a emissão de outorgas de autorização de usinas híbridas, inclusive que “envolvam tecnologia de geração que seja objeto de despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico” – exatamente a prerrogativa dos LRCAPs.

Além disso, o Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica¹³ já dispõe dos procedimentos necessários para conexão de centrais geradoras híbridas, aduzindo no item 4.4 e subitens que, nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”), deverão constar separadamente para cada tecnologia: (i) o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (“MUST”); (ii) a potência instalada; (iii) a carga própria.¹⁴

¹² Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.html>

¹³ Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf

¹⁴ 4.4 Os CUST celebrados por CENTRAIS GERADORAS, inclusive por AUTOPRODUTORES com geração maior que a carga, CENTRAIS GERADORAS HÍBRIDAS ou CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS, trarão, separadamente, o MUST contratado e, para cada TECNOLOGIA DE GERAÇÃO, a potência instalada e a carga própria.

4.4.1 O MUST é dado pelo valor declarado pelo USUÁRIO da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ter valor no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria.

4.4.2 A carga própria é composta por demandas internas da CENTRAL GERADORA, por perdas elétricas em INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO e por demandas de AUTOPRODUTORES e PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA no mesmo local da produção, quando pertencentes à mesma pessoa jurídica da CENTRAL GERADORA outorgada.

Sendo assim, a regulação já prevê, para centrais geradoras híbridas, como devem ser (i) estruturados os CUST; (ii) fixados os MUST; (iii) cobrados os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (“EUST”) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”) aplicável.

Além da aplicabilidade da regulação no que tange às usinas híbridas para fins de inclusão do BESS no âmbito do LRCAP/2024, é necessário salientar que no Brasil também já é possível a utilização dos BESS por agentes de transmissão, sendo este classificado como uma Função Transmissão (“FT”). A adoção de BESS por agente de transmissão foi exitosa e pioneiramente exercida pela ISA CTEEP, a partir da autorização para implantação de BESS com baterias de lítio-íon, instaladas na SE Registro 138 kV, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 10.892/2021.¹⁵

A implantação do BESS na SE Registro 138 kV teve por contexto a necessidade de atender à demanda elétrica emergencial do litoral Sul do estado de São Paulo durante o verão de 2022/2023, 2023/2024 e permanece sendo utilizado. A sugestão de adoção de BESS à época se mostrou como uma solução inovadora e de rápida implantação, que visou reduzir os picos de demanda e manter o desempenho seguro do sistema em condição normal de operação – objetivos similares àqueles visados mediante a realização dos LRCAPs.

A autorização da instalação do BESS, com capacidade de 30 MW, se deu por meio de determinação do próprio MME, nos termos do Despacho Decisório nº 22/2021/SPE,¹⁶ por meio da terceira emissão do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (“POTEE”).

4.4.3 Para CENTRAL GERADORA HÍBRIDA e CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS, o MUST contratado deve ser único e é dado pelo valor declarado pelo USUÁRIO, que deverá estar dentro dos limites estabelecidos pela FAIXA DE POTÊNCIA, subtraídas as parcelas correspondentes às cargas próprias de cada TECNOLOGIA DE GERAÇÃO.

4.4.4 Para fins de cálculo tarifário, as CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS devem declarar no CUST as parcelas do MUST-G referentes a cada central de geração, de modo que o somatório dessas parcelas seja igual ao MUST contratado pela associação, sendo que a parcela referente à CENTRAL DE GERAÇÃO existente antes da associação deve ser no mínimo o MUST já contratado.

¹⁵ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202110892ti.pdf>

¹⁶ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-de-outorgas-de-transmissao-de-energia-eletrica-potee/documentos/2021/despacho-decisorio-22-2021.pdf/>

A época, o Diretor-Relator do processo na ANEEL expressou as vantagens da solução quando da autorização de implantação desse sistema, em consonância àqueles argumentos que também foram apresentados pela ANEEL no âmbito do AIR:

"11. Dentre as vantagens da solução, vale destacar que se trata de uma solução de rápida implantação, com baixo impacto socioambiental numa região de alta criticidade ambiental, com elevada modularidade e mobilidade. As baterias podem ser facilmente realocadas para outros pontos do sistema, tornando-se um recurso flexível para outros pontos do sistema, por exemplo, quando entrar em operação comercial a solução definitiva de planejamento do litoral paulista, com a Subestação Manuel da Nóbrega, o que permitirá a postergação de investimentos, e a redução do custo de geração para atendimento da ponta do sistema."

Além disso, após proferir Voto-Vista, o então Diretor-Geral também ratificou que a tecnologia de armazenamento também poderia ser utilizada para outras finalidades, como Armazenamento Sazonal, Arbitragem de Preços e Regulação de Frequência.

Ou seja, em contrassenso à argumentação do MME, a regulação e a experiência nacional já permitem a participação dos BESS em larga escala, em conjunto com a geração de energia elétrica ou mesmo como um ativo de transmissão, no LRCAP, bastando, para tanto, que as regras específicas relacionadas a forma de fornecimento de potência dos BESS sejam reguladas nos contratos provenientes do leilão.

Assim, tendo o empreendedor comprovado, mediante habilitação técnica a ser realizada pela EPE, que o BESS a ser por ele desenvolvido atende às características necessárias para participação no LRCAP/2024, é de sua responsabilidade cumprir com suas obrigações ao firmar o CRCAP, apresentando as características de flexibilidade operativas necessárias e atendendo aos despachos do ONS. Caso não as cumpra, sofrerá as penalidades editalícias e contratualmente previstas.

Além de tudo, a própria Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, relatório dos estudos que subsidiaram a minuta de Portaria com as diretrizes para realização do LRCAP/2024, informa que a quantificação do recurso a ser contratado considera uma média de 10 (dez) horas de

necessidade de atendimento de potência por mês, ou 120 (cento e vinte) horas por ano – podendo facilmente ser atendida por meio de sistemas de armazenamento de energia.

No mais, a argumentação de que a utilização de sistemas de armazenamento de energia para participação no LRCAP/2024 ainda não é viável economicamente também não pode ser utilizada para fins de exclusão da fonte do certame. Novamente, esta é uma equação que apenas o empreendedor, considerando os custos para desenvolvimento do projeto (*capex, opex, etc.*) pode realizar – sendo também um risco a ele imputado.

É imperioso também levar em consideração o quanto aduzido na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, sendo este o relatório dos estudos que subsidiaram a minuta de Portaria com as diretrizes para realização do LRCAP/2024. Ali, consta como um dos objetivos do LRCAP/2024 *“permitir também a participação de tecnologias não termelétricas, visando a ampliar a oferta nos leilões e reduzir as barreiras de entrada para soluções inovadoras no SIN, especialmente, aquelas que contribuam para a transição energética e para uma economia de baixo carbono”*. Todavia, referido objetivo foi limitado pela possibilidade de participação, no LRCAP/2024, apenas de empreendimentos hidráulicos e termelétricos.

Ademais, a inclusão de baterias no Leilão prestigiaria o conceito da neutralidade tecnológica, permitindo o desenvolvimento da tecnologia e isonomia para participação dos agentes interessados.

A seguir, passaremos a discutir os aspectos técnicos relacionados aos BESS, comprovando a viabilidade de sua inclusão no LRCAP/2024.

3. BESS – Aptidão para inclusão no LRCAP/2024

De acordo com a nota técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, assim precisam ser recarregadas, o que poderia impossibilitar, por vezes, seu acionamento em períodos em que o recurso precisa estar disponível para atender as necessidades de potência do sistema.

Entretanto, a mesma NT apresenta os requisitos mínimos de flexibilidade para as usinas termelétricas, quais sejam:

- i. Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) \leq 8 horas
- ii. Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) \leq 8 horas
- iii. R-up (tempo total de rampa de acionamento) \leq 1 hora e 30 minutos
- iv. R-dn (tempo total de rampa de desligamento) \leq 1 hora
- v. Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) \leq 70%

Ao analisar o valor de 8 horas do parâmetro "Ton" que já inclui os valores de 1h30 e 1h00 dos parâmetros "R-up" e "R-dn", respectivamente, nota-se que o tempo mínimo que os empreendimentos deverão permanecer ligados, com potência entre os seus valores de geração mínimo e máximo, é de até 5h30. Ou seja, de acordo com os cálculos do ONS, a duração mínima da necessidade sistêmica diária a ser atendida pelos empreendimentos contratados no LRCAP/2024 é menor ou igual à 5h30.

Somado a este fato, destaca-se a justificativa para o valor de 8 horas do "Toff" que ocorre na carta CTA – ONS DGL 0275/2024: "Com relação à flexibilidade necessária para redução nos períodos de carga leve, identificou-se que valores de Toff de no máximo 8 horas permitem o desligamento da usina durante o patamar de carga leve. Sendo assim, fica preservada a flexibilidade operativa, sendo possível desligar a usina nesse patamar de carga leve e religá-la no patamar de carga média ou pesada, conforme a necessidade do SIN".

Além disso, conforme exposto no item 2.2 dessa contribuição, a EPE identificou que o requisito de potência demandado pelo SIN apresentará duração diária máxima de 4 horas no horizonte 2026 – 2028 e de 3 horas no horizonte 2029-2036.

Desse modo, fica evidente que a necessidade sistêmica a ser atendida pelos empreendimentos contratados no âmbito do LRCAP poderá ocorrer apenas durante os patamares de carga média e pesada, sendo que ao longo do patamar de carga leve tais empreendimentos deverão permanecer desligados. Ou seja, ao considerar uma necessidade de fornecimento de potência diária por um intervalo máximo de 3 horas ou 4 horas, o período de 8 horas (patamar de carga

leve) seria mais do que o suficiente para realizar a completa recarga dos dispositivos de armazenamento de energia.

Adicionalmente, conforme relatório de Acompanhamento das Restrições de Geração – dezembro/2023 apresentado pelo ONS, ao longo de 2023 foram verificados cortes de geração no montante total de 6.555.162 GWh em função de razões energéticas, quando há ausência de carga para absorver a energia produzida, sendo que a maior parte dessa restrição ocorreu durante o patamar de carga leve. Ou seja, durante a carga leve, não é verificada necessidade de potência adicional ao SIN, ocorrendo inclusive o vertimento de parcela significativa da energia produzida durante este período.

Isto posto, a tecnologia BESS poderia ser recarregada com essa energia atualmente vertida, sendo que parte dela apresenta “custo nulo”, e durante os patamares de carga média e pesada ser descarregada, prescindindo do acionamento de uma energia mais cara para o consumidor, oriunda de usinas térmicas (ou hidrelétricas, a depender da expectativa do custo futuro do valor da água).

Ademais, mesmo considerando que em seu estado de recarga o BESS possa estar indisponível temporariamente para fornecer potência ao SIN, destaca-se que é possível programar este equipamento para que tal recarga ocorra apenas ao longo do patamar de carga leve, o que não prejudicaria o uso do BESS para atender as necessidades sistêmicas associadas ao LRCAP/2024, que conforme indicado pelo ONS, ocorrem apenas durante os patamares de carga média ou pesada.

Em suma, o uso do BESS no LRCAP/2024 propiciaria a otimização do uso da energia atualmente vertida durante o patamar de carga leve, em função da ausência de carga para absorvê-la.

4. Produto Potência Renovável no LRCAP/2024

Primeiramente, vale a pena destacar a rapidez da implantação de dispositivos de armazenamento eletroquímico. Por exemplo, o BESS da subestação de Registro foi

implementado em 12 meses, decorridos da autorização regulatória até sua entrada em operação comercial.

Diante do exposto, a ISA CTEEP recomenda a inclusão de um novo produto no LRCAP/2024, que poderia ser intitulado “Produto Potência Renovável”. Os empreendimentos elegíveis para este produto seriam exclusivamente caracterizados por usinas renováveis não despacháveis associadas a unidades de armazenamento de energia eletroquímico e/ou por unidades de armazenamento eletroquímico associadas ao segmento de transmissão.

A ISA CTEEP recomenda que os empreendimentos contratados nessa modalidade tenham como data de início de suprimento o dia 1º de janeiro de 2027 e seus contratos (CRCAPs) tenham prazo de suprimento de 15 anos.

Além disso, essa transmissora também recomenda que, apesar dos dispositivos de armazenamento serem tecnicamente capazes de fornecer potência por um período de 4 horas, em prol da modicidade tarifária e da complementaridade dos atributos técnicos de diferentes tecnologias, este novo produto demande uma autonomia de até 3 horas.

5. Conclusão

Como demonstrado, a inclusão da tecnologia de BESS nos Leilões de Reserva de Capacidade já vem sendo objeto de estudo e discussão no Brasil desde, pelo menos, o ano de 2016.

Os atributos sistêmicos e as funções de um sistema de armazenamento de energia são amplamente reconhecidas pelo MME e pela ANEEL e, em que pese a minuta inicial de Portaria com as diretrizes do LRCAP/2024 ter direcionado a realização do Leilão para usinas hidrelétricas e termelétricas, em recente fala, o Ilmo. Ministro de Minas e Energia entendeu pela necessidade da inclusão das baterias no referido certame *“Inclusive no leilão deste ano, para demonstrar a clareza com que o Brasil avança na transição energética, vamos contemplar baterias para poder impulsionar o investimento, para que as baterias possam se viabilizar e fazer com que as energias intermitentes se tornem energias estáveis”*.

Sendo assim: (i) em havendo regulação que permita a inclusão do BESS no LRCAP/2024; (ii) reconhecidos os benefícios da tecnologia para o SIN; e (iii) havendo possibilidade de a tecnologia atender aos parâmetros do Leilão, a ISA CTEEP entende pela necessidade de confirmação da fala do Ilmo. Ministro, com a **inclusão da tecnologia de baterias, por meio de geração híbrida e por meio da transmissão de energia elétrica, no LRCAP/2024.**

Essas são, em síntese, as contribuições.

Sendo o que tínhamos para o momento, renovamos nossos votos de estima e consideração e nos colocamos à disposição.



Alexandre Reinig
Gerente de Regulação Técnica