

São Paulo, 28 de outubro de 2024.

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Contribuição à Consulta Pública nº 176/2024 – Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento de 2025 – LRCAP Armazenamento 2025.

A **2C ENERGIA S.A.**, inscrita no CNPJ sob o nº 44.473.995/0001-83, com sede na Avenida Juscelino Kubitschek, 2041, 11º andar, bloco D, sala 07, neste ato, representada na forma de seu Estatuto Social ("**2C ENERGIA**"), vem à presença do Ministério de Minas e Energia ("**MME**"), apresentar sua **Contribuição à Consulta Pública nº 176/2024, cujo objeto é obter contribuições dos interessados à minuta de Portaria Normativa que contém as diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentam potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento de 2025 – LRCAP Armazenamento 2025"**.

I. PREMISSAS

Como é sabido, a utilização de sistemas de armazenamento por meio de baterias tem emergido como uma solução atraente e promissora para a expansão e operação do sistema elétrico brasileiro, devido à sua capacidade de resposta quase instantânea, possibilitando incrementar a flexibilidade operativa.

Nesse contexto, o MME, em uma importante iniciativa, apresentou, através da Nota Técnica nº 125/2024, uma proposta de Portaria Normativa com diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, utilizando novos sistemas de armazenamento para 2025 ("**LRCAP 2025**").

Essa iniciativa reforça o comprometimento do MME com a modernização do setor elétrico, atuando para apresentar medidas que visam endereçar atuais questões operativas do sistema, sobretudo aquelas decorrentes da forte expansão das fontes renováveis, que exigem um esforço crescente de atendimento ao desequilíbrio instantâneo entra a demanda e a geração dessas fontes, tornando imperioso dotar o Operador de recursos que proporcionem flexibilidade operativa.

Assim, por meio da Portaria GM/MME nº 812/2024, o MME submeteu à Consulta Pública, a proposta de Portaria Normativa das diretrizes e a referida Nota Técnica.

Por meio da presente contribuição, a 2C ENERGIA apresenta seus apontamentos e considerações à minuta da Portaria Normativa contendo as diretrizes para realização do LRCAP 2025, de modo a colaborar com sua expertise para o desenvolvimento bem-sucedido do certame.

A 2C ENERGIA é uma empresa líder no setor de desenvolvimento de projetos de energia elétrica, com uma sólida experiência no mercado, que conta com um portfólio robusto de mais de 450 MW de projetos instalados e em desenvolvimento, se destacando pela qualidade, inovação e compromisso com a sustentabilidade.

A empresa atua em todas as etapas do desenvolvimento de projetos, desde a concepção inicial e estudos de viabilidade, até a implantação, operação e manutenção dos empreendimentos, proporcionando soluções energéticas que promovem eficiência, redução de custos e impactos ambientais positivos.

II. MÚLTIPLAS APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE BATERIAS

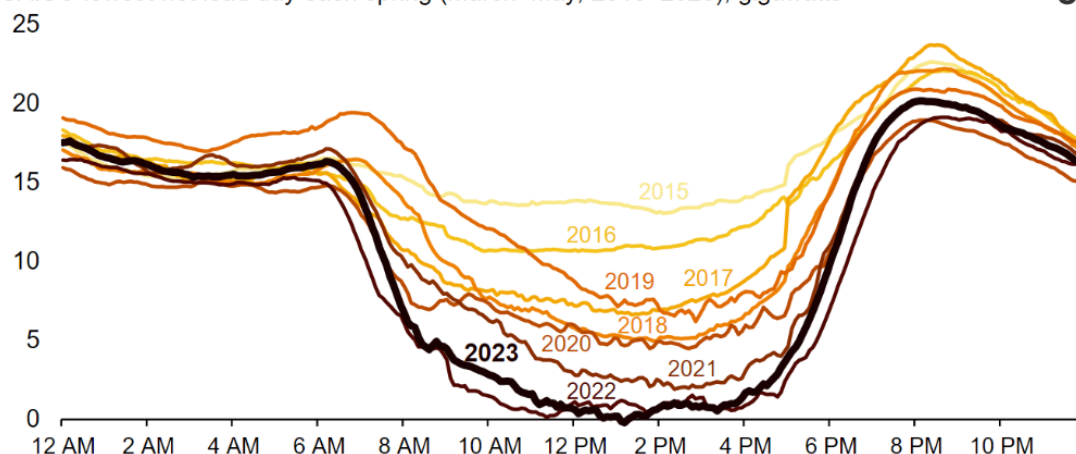
Como pode ser verificado nos boletins de operação do ONS, o atual panorama de operação do sistema elétrico apresenta desafios em manter a segurança e a estabilidade do sistema elétrico, em um cenário de aumento da participação de geração renovável não despachável.

Esses eventos estão associados à defasagem da expansão da rede elétrica, principalmente de transmissão, em relação ao aumento na implantação e operação de centrais de geração no período, principalmente de fontes renováveis e intercâmbios inter-regionais transitando por áreas de atendimento primordialmente regional, bem como às limitações existentes em relação à operação flexível da rede elétrica. Em todos os casos, os dispositivos de armazenamento podem ter um papel importante para auxílio do sistema.

Atualmente, o ONS é instado a lidar com o problema da Curva do Pato, segundo o qual a produção de energia proveniente das centrais de geração solar fotovoltaica está alocada entre o período horário de 06:00 h às 18:00 h, em face de sua dependência da irradiação solar, fato que ocasiona a saída dessa geração a partir das 14:00 h aproximadamente (“Rampa de Saída do Sol”), fato que ocasiona uma curva de carga líquida para o Sistema Interligado que assume o perfil de um pato estilizado, conhecida como “Curva do Pato”. Esse fenômeno, popularizado por estudos na Califórnia, é exemplificado pela figura a seguir, que ilustra a menor demanda líquida diária identificada pelo CAISO durante a primavera, entre 2015 e 2023.

California's duck curve is getting deeper

CAISO lowest net load day each spring (March–May, 2015–2023), gigawatts



Data source: California Independent System Operator (CAISO)

Figura 1 - Curva do Pato para o dia de menor carga líquida na primavera na Califórnia (2015 a 2023)

Reconhecendo esse desafio, o ONS destacou no relatório operativo para o Ciclo 2024-2028¹ a necessidade crescente de flexibilidade. O relatório mostra a evolução esperada da rampa de geração hidráulica do SIN entre janeiro de 2024 e janeiro de 2028, conforme figura abaixo, evidenciando a demanda por maior geração hidrelétrica durante a rampa de saída da geração solar. Como a expansão da geração hidráulica não acompanhará a das fontes renováveis, torna-se essencial adotar soluções complementares para garantir flexibilidade com baixa emissão de GEE, papel que os sistemas de armazenamento por baterias podem atuar.

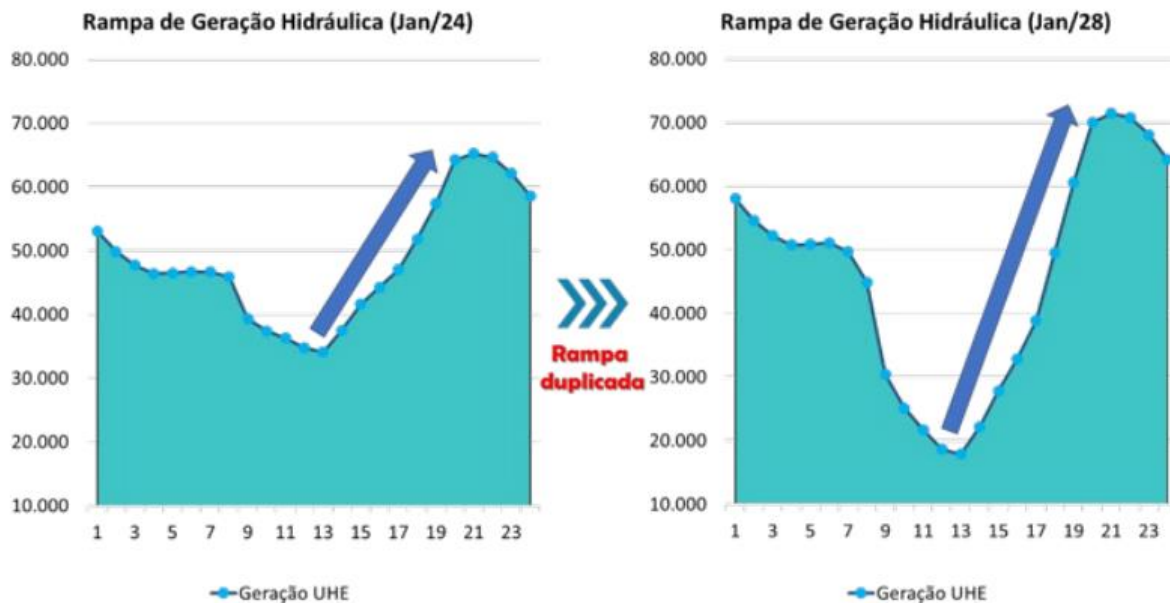


Figura 2 - Evolução esperada da Rampa de Geração Hidráulica devido à Curva do Pato (ONS, 2023)

Para impedir a saída abrupta desse volume de geração, o ONS tem tomado duas condutas associadas. Além de restringir a geração das fontes renováveis não despacháveis, com o objetivo de manter uma operação segura, controlando tensão e frequência, o Operador tem praticado limitações adicionais pela impossibilidade de destinação da geração às cargas de consumo.

Com isso, as gerações renováveis não controláveis têm sido frequentemente restritas em suas operações para permitir a entrada de fontes despacháveis, a exemplo das térmicas e das hidrelétricas, que podem ser despachadas para manejar os impactos da “Rampa de Saída do Sol”.

Nos termos conceituados pela ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1.030/2022, esses eventos de restrição (constrained-off) provados às gerações renováveis são classificados como: 1) razão de indisponibilidade externa, motivados por indisponibilidade em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas; 2) razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas centrais geradoras; e 3) razão energética, motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Dentre as várias medidas que podem ser tomadas para a mitigação dessas ocorrências, consta a adoção de soluções de armazenamento, notadamente com tecnologia de bateria.

¹ Sumário Executivo PAR/PEL 2023 – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN CICLO 2024-2028

Em termos de aplicação, os sistemas de bateria podem ser implantados, de modo complementar, (i) tanto como atributo da rede de transmissão, hipótese na qual seriam modelados como ativos de transmissão, dentro da prestação de serviço pelas transmissoras, sendo despachados pelo Operador de acordo com as necessidades do Sistema, (ii) quanto como atributo de geração, hipótese em que poderiam, da mesma forma, ser despachados centralizadamente por comando do ONS, à semelhança das demais usinas despacháveis.

Nos termos apresentados pelo MME na Consulta Pública nº 176/2024, entende-se que os sistemas de armazenamento poderiam ser, como uma das alternativas viáveis de implementação, incorporados à rede elétrica como um ativo de armazenamento específico (ainda a ser regulamentado pela ANEEL), sendo despachado pelo Operador para atendimento de requisitos de potência do Sistema Interligado, com previsão de que esses empreendimentos possam prestar serviços ancilares, desde que atendidos uma série de quesitos operacionais.

Em síntese, a minuta da Portaria Normativa previu que os empreendimentos poderão prestar serviços ancilares, desde que cumpram os seguintes requisitos: (i) sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano; (ii) despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e, o período da recarga seja coordenado com o ONS e; (iii) na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por *constrained-off*.

Para a efetividade desta previsão contida no Artigo 11 da Minuta de Portaria, ressalta-se a importância do estabelecimento do tratamento regulatório para o provimento de serviços ancilares por sistemas de armazenamento por baterias, conforme extensamente debatido em consultas públicas e tomadas de subsídios, bem como sugere-se ajuste na redação do inciso III para melhor clareza sobre as condições apresentadas quanto ao *constrained-off* e a prestação de serviços ancilares.

Especificamente no tocante aos serviços ancilares, oportuno se faz a observação de que o tema já foi abordado em consultas públicas anteriores e que os sistemas de armazenamento podem prestar serviços de naturezas distintas, tais como: regulação primária, reserva de potência ativa e reativa, black-start, e controle de tensão, porém o atual arcabouço regulatório fundamentado pela REN 1030/2022 necessita ser revisitado. Destaca-se como possibilidade a participação de sistemas de armazenamento na regulação primária, por meio de sistemas baseados em *fast frequency response*, um novo produto criteriosamente desenhado para remunerar a provisão de resposta rápida. As baterias são grandes fornecedores desses serviços, criando a possibilidade de fontes de receita adicionais para operadores / proprietários de baterias, mas há a necessidade de alteração da regulação vigente de forma a possibilitar sua remuneração.

Quanto à forma de remuneração, destaca-se que há registros de que a estruturação de remuneração em parcelas fixa e variável apresenta-se como mais transparente e permite a negociação de produtos diferenciados quanto à disponibilidade, utilização e, eventualmente, por acionamento devido à frequência de uso. Esse tema, cumpre frisar, já foi objeto de discussão regulatória no âmbito da Audiência Pública nº 33/2015. Na ocasião foi destacado que a operação como compensador síncrono agrega outros benefícios sistêmicos, além do suporte de reativos em regime permanente, razão pela qual a apuração deve incluir como base a disponibilidade (em MVA) da unidade geradora.

Para além disso, ainda que o tema perpassasse pelo juízo de conveniência e oportunidade do planejamento setorial, é possível a concepção da adoção de sistemas de armazenamento como ativos de transmissão, conforme citado anteriormente.

Nesse caso, objetiva-se a equalização de quesitos de confiabilidade elétrica em regiões elétricas que atualmente apresentam restrição ao escoamento de energia elétrica, reduzindo o custo de expansão

da rede de transmissão no médio prazo, tal como foi autorizado no projeto-piloto desenvolvido pela concessionária de transmissão Isa CTEEP.

III. MÚLTIPLAS APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE BATERIAS: SINAL LOCACIONAL E PREFERÊNCIA AO DESPACHO

Como antes mencionado, um dos pontos centrais na discussão em relação à escolha do modelo de implementação dos sistemas de armazenamento por baterias no SEB está intimamente vinculado ao mapeamento de quais regiões geográficas e/ou elétricas que demandariam, de modo mais eficiente, a utilização das baterias. Em outras palavras, a melhor contribuição dos dispositivos de armazenamento ao sistema advém de sua correta alocação na rede elétrica, com a definição das regiões geográficas e/ou elétricas que seriam de fato prioritárias em relação à implantação de facilidades de armazenamento, em primazia ao seu sinal locacional. Pode-se destacar que dispositivos de armazenamento por meio de baterias podem prover:

- i. Flexibilidade operativa da rede elétrica em locais que esta tenha alcançado suas limitações e/ou esteja condicionada às obras de expansão da rede elétrica, cujo horizonte de realização ainda não possua previsibilidade de realização; e
- ii. Alocação aprimorada da geração, com a mitigação dos problemas afetos à alocação de geração de energia junto à carga.

No quesito locacional, entende-se que não há metodologia direcionada ao assunto, portanto, há a necessidade de explorar o tema com intuito de se estabelecer um procedimento eficaz na determinação de localidades propícias ao recebimento de sistemas de armazenamento. Nesse contexto, considera-se que as particularidades provenientes de estudos de Margem de Transmissão possam, de alguma forma, oferecer elementos para localização inicial de barras candidatas.

Posteriormente essas localidades podem ser submetidas a análises de fluxo de potência ótimo, juntamente com métricas de confiabilidade, como forma de avaliação dos montantes demandados pelo sistema, em termos de ganhos à operação interligada. Entende-se que a definição dos Barramentos Candidatos mencionado na minuta, definidos a partir de metodologia desenvolvida pela EPE, leva em conta a proximidade que o dispositivo vai estar em relação à carga a ser atendida no horário de ponta. Não obstante, é importante que esta metodologia seja compartilhada com os agentes para permitir uma melhor assimilação dos riscos locacionais envolvidos.

É preciso lembrar que a Portaria divulgada pelo MME prevê que o agente detentor do sistema de armazenamento deverá garantir a sua implantação em uma região para a qual haja margem de escoamento de energia elétrica, dado o cenário atual de constrição da margem remanescente. Contudo, ao agente estaria alocado o risco por eventos de restrição à geração, tanto por eventos de razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica quanto por eventos de razão energética.

Para tanto, a proposta do MME previu que, sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela ANEEL, seja estabelecido que a não entrega da potência requerida pelos sistemas de armazenamento implicará a redução mínima de 1% da parcela mensal para cada hora de potência não entregue, com a redução total limitada a 30% para cada mês de apuração.

A previsão de penalidade cumulativa até 30% é uma medida passível de ser assimilada pelos Agentes, posto que visa assegurar ao operador o cumprimento da cláusula de disponibilidade por parte dos agentes. De fato, esta penalidade é financeiramente impactante caso ocorra em plenitude, pelo que se sugere que na consolidação dessa CP o Poder Concedente ofereça um maior esclarecimento sobre o regramento a ser aplicado quanto à consideração de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), dos dispositivos de armazenamento por baterias, para efeito de aplicação de penalidades sobre

disponibilidade. Vale enfatizar que a promoção da elegibilidade de empreendimentos teria ganhos se fossem observados quesitos que pudessem maximizar a potencialidade da oferta de serviços ancilares.

Para apoiar a estruturação e realização do LRCAP 2025, seria interessante explorar o aprimoramento dos Procedimentos de Rede, revisando critérios de preferência no despacho de sistemas de armazenamento e definindo uma modelagem de preços de energia para esses sistemas. Além disso, pode ser oportuno considerar a precificação dos serviços ancilares, priorizando esse critério na seleção de empreendimentos em leilão.

A demanda por mecanismos de remuneração dos serviços auxiliares prestados por diferentes fontes de energia é recorrente nas discussões com a ANEEL. Este tema ganha destaque diante da crescente necessidade de flexibilidade operativa. A precificação desses serviços pode alinhar o setor elétrico brasileiro aos mercados mais avançados neste quesito, onde as baterias já fornecem controle de frequência, controle de tensão, serviços de reserva, deslocamento de carga e podem praticar arbitragem de preços, entre outras possibilidades.

IV. CONSIDERAÇÕES ACERCA DA REMUNERAÇÃO FIXA PROPOSTA

Conforme se pode verificar na minuta de Portaria proposta, 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. A apuração do desempenho operativo será realizada, portanto, em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade, sendo os termos exatos um objeto de futura regulamentação da ANEEL.

A definição da Receita Fixa, que será atualizada anualmente pelo IPCA, é de responsabilidade do vendedor e deverá abranger: (i) o custo e a remuneração de investimento; (ii) o custo de conexão ao sistema de transmissão; (iii) o custo de uso do sistema de transmissão/distribuição; (iv) os custos fixos de O&M; (v) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor; (vi) tributos e encargos diretos e indiretos; (vii) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS; e (viii) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos.

A energia injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP, ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, e os recursos serão destinados para a Conta de Potência para Reserva de Capacidade.

Assim, considerando que o proposto pelo MME na minuta de Portaria Normativa, apresenta-se, a seguir, considerações acerca da necessidade de regulamentação, por parte da ANEEL, da tarifa aplicável pelo uso da rede aos sistemas de armazenamento.

Em outubro de 2023, no âmbito da Consulta Pública nº 39/2023, as áreas técnicas da ANEEL identificaram que o atual arcabouço normativo é insuficiente para valorar adequadamente os benefícios dos sistemas de armazenamento. Por essa razão, foi aberta a mencionada Consulta Pública, com o objetivo de receber contribuições dos agentes sobre a regulamentação dos sistemas de armazenamento.

Na Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 01/2023 que acompanhou a abertura da Consulta Pública, foram apresentados aspectos relevantes da metodologia tarifária a ser aplicada ao pagamento do uso da rede pelos sistemas de armazenamento.

Na ocasião, verificou-se que as Regras de Transmissão e os Procedimentos de Rede não concedem tratamento ao sistema de armazenamento para fins de definição da precificação do uso da rede.

Sobre a questão, foi ponderado que o sistema de armazenamento possui um caráter híbrido, pois tanto haveria o perfil de consumo, com a absorção de potência nos momentos de armazenagem da energia, quanto haveria o perfil de geração, com a injeção da energia armazenada na rede elétrica.

Dessa forma, com a regulamentação existente, há fundado receio de que as usinas de geração com sistemas de armazenamento sejam sujeitas a dupla cobrança, devido à inadequação dos instrumentos contratuais aos ciclos de carregamento e descarregamento desses sistemas. Com efeito, foram analisadas duas alternativas, a saber: (i) a eleição da aplicação da TUSD/T Consumo ou da TUSD/T Geração para todo o montante contratado; ou (ii) a aplicação da tarifa correspondente ao desempenho do sistema de armazenamento, ou seja, seria aplicada a TUSD/T Consumo para a parcela de absorção de potência e a TUSD/T Geração para a parcela de geração.

Uma possibilidade regulatória seria a adoção de uma tarifa baseada no perfil dominante de operação do empreendimento, sendo apenas os eventuais excedentes aplicados à tarifa do perfil menos representativo. Por exemplo, caso o empreendimento absorva mais potência do que gere, se aplicaria tarifa do consumo e apenas os eventuais excedentes de geração seriam tarifados sob tarifa de geração. Esta alternativa foi externalizada pela ANEEL no Relatório de AIR emitido na CP 39/2023. Um aspecto importante para essa solução é evitar que o recurso de armazenamento sofra uma “dupla cobrança” pelo uso da rede. Na experiência internacional, esse é um ponto crítico na viabilização dos dispositivos e objeto de intensas discussões regulatórias.

Dessa forma, a indefinição acerca da precificação pelo uso da rede dos sistemas de armazenamento por meio de bateria pode gerar prejuízos à definição da receita fixa no âmbito do LRCAP 2025. Isso porque, a diferença entre a TUSD/T consumo e a TUSD/T geração impacta a formação do preço para o lance do valor da receita fixa pelos proponentes, o que pode ocasionar uma distorção econômico-financeira aos contratos que serão celebrados.

Para endereçar essa situação, uma sugestão seria considerar a aplicação de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição ao perfil mais significativo do dispositivo para efeito de Leilão apenas, de modo a permitir uma comparação justa de custo entre dispositivos em diferentes localidades. Não obstante, uma vez decidido o vencedor do Certame a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição seria alocada na Conta de Potência para Reserva de Capacidade, não constituindo custo para o Empreendedor, que não teria esse fator de incerteza na formação de sua oferta de preço para a Receita Fixa, entendendo-se que essa definição reverteria em vantagem para o Consumidor.

Dessa forma, sugere-se que o MME considere esses pontos na Portaria Normativa definitiva das diretrizes do LRCAP 2025.

V. CONSIDERAÇÕES ACERCA DA ADAPTAÇÃO DA TECNOLOGIA À REALIDADE DO MERCADO BRASILEIRO

Conforme mencionado acima, a minuta da Portaria Normativa submetida à Consulta Pública estabelece que a remuneração dos empreendimentos no LRCAP 2025 será realizada a partir de uma receita fixa, a qual abrangeria os custos com operação e manutenção (“O&M”). No entanto, é importante ressaltar que, atualmente, não há no mercado nacional uma testagem adequada dos

sistemas de armazenamento em uma escala que possibilite a precificação correta dos custos com O&M desses empreendimentos.

Esse cenário se deve à falta de testagem suficiente da adaptação tecnológica dos bancos de bateria à realidade do mercado brasileiro. Além disso, é sabido que esses sistemas podem ser sensíveis a diferenças regionais, considerando fatores como controle de temperatura e funcionamento do equipamento.

Como exemplo, na Chamada Estratégica nº 21/2016, realizada pela ANEEL com o objetivo de antecipar os movimentos do mercado e evitar riscos relacionados à adoção inadequada de tecnologias e sistemas de armazenamento de energia, os agentes destacaram que um dos maiores desafios para a implantação desses sistemas no Brasil é, precisamente, representado pelos custos com operação e manutenção, além da necessidade de considerar as particularidades de cada região para a definição da melhor tecnologia de armazenamento.

Como já mencionado, o relatório resultante dessa chamada recomendou que os sistemas de armazenamento fossem introduzidos como uma classificação específica de ativos, garantindo a neutralidade tecnológica.

Na prática, deve restar evidenciado que para reduzir as incertezas de custos de investimento aos agentes, o importante é a definição das condições operativas aos quais os SAEs serão submetidos, uma vez que isto é requisito importante para o correto dimensionamento da capacidade do dispositivo. Neste ponto, a indicação na minuta de ao menos 1 ciclo diário de acionamento é um importante parâmetro de dimensionamento, embora fique em aberto a possibilidade de mais de 1 acionamento diário, respeitando-se o período de recarga.

Diante desse contexto, propõe-se que a operação e manutenção sejam previstas de forma separada da receita fixa, ou que esses custos sejam integrados à receita fixa, com a inclusão de uma revisão contratual a cada cinco anos de operação. Essa abordagem não apenas proporcionaria maior segurança para os proponentes em relação à nova tecnologia, mas também garantiria que as particularidades regionais e os desafios tecnológicos fossem adequadamente considerados.

VI. CONSIDERAÇÕES ACERCA DA DISPONIBILIDADE DA ENERGIA PROVENIENTE DOS DESPACHOS

A proposta do MME é de que a entrega da disponibilidade da potência máxima seja igual a 4 horas diárias, conforme definição do ONS durante a etapa de programação diária ou operação em tempo real, sendo garantido o tempo de recarga do empreendimento. No entanto, por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias, com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima. Por conseguinte, o ONS despachará o empreendimento sempre que necessário, sendo responsabilidade do empreendimento a recarga da tecnologia de armazenamento, de modo que o sistema deve ser capaz de suportar, no mínimo, um ciclo completo por dia ou 365 ciclos completos por ano. Neste ponto, sugere-se que seja incluído uma redação – no Art. 4º § 3º - que garanta o tempo de recarga do empreendimento entre os despachos.

É importante destacar ainda que a minuta da Portaria Normativa, submetida à Consulta Pública, não especifica claramente para qual agente será direcionada a receita da energia disponível proveniente dos despachos dos sistemas de armazenamento, entendendo-se que a Receita, quando geração, assim como o Custo, quando da recarga, deverão ser alocados na Conta de Potência para Reserva de Capacidade. De fato, no Art. 10 § 5º prevê-se que a energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo

- MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP. Neste balanço, deve ser observada a particularidade da operação dos sistemas de armazenamento por meio de baterias em relação ao fato que há perdas de eficiência nos ciclos de conversão e armazenamento, em termos de consumo de energia (não de potência), de modo que o 'net' é sempre negativo em termos de energia. Este fator deve ser considerado nos regramentos de contabilização a serem seguidos pela CCEE.

Sendo o que se apresenta para o momento, reconhece-se e parabeniza-se o trabalho do MME em liderar iniciativas que buscam modernizar o setor elétrico e promover a adoção de tecnologias inovadoras. Agradecemos a oportunidade de Contribuição à Consulta Pública nº 176/2024 e nos colocamos à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre os termos da presente manifestação.

Atenciosamente,

DocuSigned by:
Gabriela Andri
EA3C74221D9B44C...
2C ENERGIA S.A.

Gabriela Andri
Diretora