



CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 145/2022 - Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional

A NewCharge é uma empresa focada em soluções de armazenamento de energia elétrica e em microrredes renováveis. Suas frentes de atuação incluem serviços de engenharia, consultoria e desenvolvimento de softwares focados no dimensionamento, operação e monitoramento deste tipo de projetos. Em seu portfólio, encontra-se microrredes renováveis, projetos de armazenamento para clientes em média tensão e projetos de consultoria para diversos tipos de empresas, como: entidades governamentais, grandes consumidores, comercializadoras, geradoras, transmissoras e distribuidoras.

Primeiramente, a NewCharge parabeniza o trabalho que está sendo realizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no âmbito da Modernização do Setor Elétrico e vê como oportuna e estratégica a oportunidade de discussão sobre os serviços ancilares.

Além de compartilhar nossas respostas às perguntas propostas pelo MME, gostaríamos de compartilhar os seguintes pontos-chaves que na nossa visão merecem uma maior discussão e um maior aprofundamento analítico –

- **Transformação da matriz geradora do setor elétrico brasileiro** –
 - O crescimento da geração renovável variável (solar fotovoltaica e eólica), tanto de forma centralizada, como na modalidade de micro e mini-geração (MMGD), traz uma série de novos desafios operacionais na gestão diária do SIN. Como exemplos, pode-se mencionar a ocorrência de rampas expressivas (fenômeno denominado ‘curva de pato’) já observadas em dias ensolarados em várias regiões do Brasil. Ou mesmo o crescimento expressivo de eventos de *constrained-off*, caracterizados por restrições no despacho, sobretudo de usinas solares FV e eólicas, e consequentemente pelo desperdício do potencial de geração destas fontes. Embora exista um certo potencial de compensação entre a variabilidade da geração solar fotovoltaica e eólica, parece plausível que o ***crescimento de fontes variáveis resulte no crescimento da demanda por serviços ancilares visando o balanço entre a carga e geração, tais como reserva de capacidade, ou flexibilidade operativa***. Neste contexto é importante lembrar que a MMGD, cuja potência instalada neste mês de janeiro de 2023 superou os 17,2 GW, tem prioridade de despacho e não pode ser controlada através de eventos de *constrained-off*, como é possível com usinas variáveis de grande porte;
- **Escopo de serviços a serem prestados** – comparando o Brasil com outros países, como por exemplo o Reino Unido, observa-se que atualmente no Brasil o escopo dos serviços ancilares é relativamente estrito. Diante o crescimento da geração renovável variável, tanto de forma centralizada, como no formato da MMGD será oportuno avaliar e, caso necessário, realizar ***uma redefinição e ampliação dos diferentes tipos de serviços ancilares a serem contratados***. *Veja nossa resposta à pergunta 11 para maiores detalhes;*
- **Resiliência climática** – ao longo dos últimos anos houve um aumento de eventos meteorológicos extremos e o Brasil não tem sido exceção. No que tange o setor elétrico brasileiro há que mencionar pelo menos as seguintes fontes de risco –

- A ocorrência de épocas prolongadas de secas, como ocorrido em 2001, 2014, e 2021 degrada o potencial de geração hidroelétrica e principalmente reduz a capacidade de armazenamento nas usinas hidroelétricas com reservatórios, aumentando a ***demand*** ***por mecanismos alternativos de reserva de capacidade e reserva operativa***;
- Um maior número de eventos meteorológicos extremos provavelmente aumentará a demanda por serviços de reestabelecimento de rede em localidades distintas do SIN. Neste sentido, ***dispositivos capazes de formar a rede elétrica pós-falha*** se tornarão cada vez mais relevantes;
- **Prestação compulsória e remuneração baixa** – chama atenção o fato que no Brasil alguns serviços ancilares são prestados de forma compulsória e não remunerada (controle primário de frequência, suporte de reativos por unidades geradores fornecendo potência ativa), enquanto o nível de remuneração para outros serviços, tais como suporte de reativos por unidades operando como compensadores síncronos, é muito baixa. Podemos constatar que ***o atual nível de remuneração inviabiliza novos investimentos voltados à prestação de serviços ancilares***.

Sistemas de armazenamento de energia elétrica, e especialmente sistemas de armazenamento eletroquímico poderão desempenhar um importante papel no atendimento dos desafios mencionados acima. Trata-se de uma tecnologia de resposta rápida, com elevados graus de flexibilidade operacional e locacional, que em outros países, como os EUA, Reino Unido ou Austrália vem desempenhando um papel cada vez mais importante na prestação de serviços ancilares. Sendo assim recomendamos que o MME reavalie suas políticas e atividades referentes a estes serviços e adote as medidas necessárias, para que sistemas de armazenamento possam, sob os critérios da neutralidade tecnológica, economicidade, qualidade e confiabilidade, contribuir ao aprimoramento do mercado brasileiro de serviços ancilares.

Certos de vossa sensibilidade para com o tema aqui apresentado, agradecemos e colocamo-nos à disposição para esclarecimentos a despeito dos temas expostos nesta contribuição. Na sessão abaixo, encontram-se respondidas as perguntas propostas pelo MME no âmbito da presente consulta pública.

Equipe NewCharge

RESPOSTAS ÀS PERGUNTAS PROPOSTAS NA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE

<p>TEXTO DA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE</p>	<p>CONTRIBUIÇÕES</p>
<p>Diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais relativas à prestação de serviço ancilares no SIN:</p> <p>1. Clareza e transparência na definição dos requisitos sistêmicos: necessidade da identificação, com a devida temporalidade e clareza metodológica, dos requisitos sistêmicos pelo ONS e pela EPE, de forma a delimitar os respectivos recursos a serem disponibilizados para o suporte às condições de segurança, confiabilidade e qualidade da operação do SIN, observados os custos associados;</p> <p>2. Neutralidade tecnológica: busca-se proporcionar a oportunidade da prestação de serviços ancilares por diferentes fontes de geração de energia elétrica, instalações e equipamentos, desde que atendidos os requisitos delimitados e quando compatíveis com o disposto na regulação setorial;</p>	<p>A NewCharge está de acordo com as diretrizes sugeridas pelo MME.</p> <p>Com relação ao quesito de neutralidade tecnológica é importante lembrar que a implementação desta diretriz requer uma série de ações preparatórias, para tornar-se efetiva. Como exemplo citamos o armazenamento de energia elétrica, que já se encontra largamente difundido em países como EUA, Reino Unido, e Austrália, entre outros, onde a prestação de serviços ancilares por estes ativos, acoplados ou não a usinas de fontes renováveis, já é uma realidade. No Brasil, a adoção do armazenamento de energia elétrica ainda se encontra em estágios embrionários, tendo atualmente um único projeto de larga escala implementado. Trata-se de um projeto de 60 MWh, localizado na subestação de Registro, em São Paulo, para o qual não é previsto a prestação de serviços ancilares.</p> <p>Para permitir a adequada neutralidade tecnológica, serão necessárias algumas medidas para as quais o ministério poderá ser um grande catalisador. Para os sistemas de armazenamento, dentre as medidas mais importantes destacam-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adequação regulatória: <ul style="list-style-type: none"> ○ Definição do agente armazenador e do ativo de armazenamento, inclusive permitindo que outros agentes possam possuir ativos deste tipo, sem alteração de seu enquadramento; ○ Definição de regras justas para pagamento de encargos, sem cobrança em duplicidade. Neste aspecto destaca-se principalmente a flexibilização da contratação de MUST adicional para ativos que já tenham contrato vigente, como ativos de geração. Além de garantir que não haja duplicidade de pagamento de

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>3. Adoção de mecanismos concorrenciais, quando a competição for viável e desde que haja alocação eficiente dos custos: potenciais ganhos de eficiência alocativa e alinhamento aos princípios da atuação governamental no setor elétrico brasileiro, definidos após a Consulta Pública MME nº 32/2017;</p> <p>4. Economicidade, sem implicar em duplicidade de pagamentos: alinhamento ao princípio da modicidade tarifária, em benefício dos consumidores brasileiros de energia elétrica; e</p> <p>5. Qualidade e confiabilidade do serviço prestado: a prestação dos serviços ancilares, independentemente dos desenhos de mercado a serem adotados, deverá ser tal que promova o devido suporte às condições de segurança, confiabilidade e qualidade da operação do SIN, sem majorar danos ou riscos sistêmicos.</p>	<p>outros encargos e tarifas no momento do carregamento e descarregamento do sistema;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Revisão dos procedimentos de rede do ONS, para contemplar novas tecnologias, tais como sistemas de armazenamento; • Requisitos para habilitação técnica e diretrizes técnicas para projetos de armazenamento em leilões, tais como reserva de capacidade, e, futuramente, leilões de serviços ancilares; • Adequação das regras de comercialização, prevendo fatores como a diferenciação da liquidação da energia para carga e descarga e influência de sistemas de armazenamento no desconto no fio para projetos existentes, entre outros;

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>Questões a serem respondidas com vistas a aprimorar as iniciativas setoriais relacionadas ao tema:</p> <p>1) Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?</p>	<p>Tendo em vista as competências de cada órgão do setor elétrico, o papel central no planejamento no médio e longo prazo é da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com subsídios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e dos agentes do mercado. Este ponto será aprofundado nas contribuições subsequentes.</p>
<p>2) Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?</p>	<p>Primeiramente, é importante se considerar a forte influência da expansão da geração, sobretudo por meio de fontes variáveis como solar e eólica, na necessidade de prestação de serviços ancilares, principalmente relacionados ao balanço carga e geração, e frequência da rede. Assim, é importante se discutir a despeito do planejamento da expansão de geração de energia, pois tal expansão deverá prever também os serviços ancilares necessários para confiabilidade e estabilidade da rede elétrica, bem como o seu volume.</p> <p>No passado, com a contratação majoritária de energia por meio de leilões no mercado regulado, a expansão da geração acontecia de forma mais previsível. Entretanto, com a expansão do mercado livre, tem se visto um crescimento exponencial das fontes variáveis mencionados acima. Neste contexto, importante mencionar que o planejamento da expansão de geração, realizado pela EPE, atualmente é meramente indicativo, com base no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), modelo que carece de aprimoramentos contínuos para representar de maneira mais fiel o mercado. Assim, abaixo elenca-se algumas recomendações relacionadas à integração do planejamento da expansão como o planejamento de operação:</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>1) Abertura de grupos de trabalho setoriais visando o aumento da assertividade do modelo:</p> <p>Dada natureza indicativa da expansão da geração, é fato que a implementação pode acontecer de forma consideravelmente diferente do previsto no MDI, como tem se dado historicamente com a fonte solar fotovoltaica, em especial com o crescimento da geração distribuída. Essa incerteza no planejamento traz forte influência nos produtos necessários no que tange aos serviços ancilares, e no seu dimensionamento.</p> <p>Em especial, é importante mencionar que, uma das análises feitas para validação dos resultados do MDI é a necessidade de atendimento de capacidade. Neste aspecto, as fontes de geração variáveis possuem características de geração diferentes, portanto, caso a proporção entre essas fontes aconteça de forma fundamentalmente diferente, é possível que o requisito de potência do sistema seja sobrestimado ou subestimado.</p> <p>De fato, com um sistema predominantemente hidrelétrico, com baixa penetração de fontes não despacháveis, a preocupação é reduzida, mas se projetando cenários futuros, um modelo mais assertivo na previsão desta necessidade de potência, será necessário.</p> <p>Ainda, para que seja possível estimar a necessidade de serviços ancilares em um horizonte de médio e longo prazo, será necessária maior assertividade deste modelo.</p> <p>Entretanto, dada complexidade de tais simulações, far-se-á necessários debates mais aprofundados sobre como aumentar a assertividade deste modelo.</p> <p>2) Criação de grupos de acompanhamento específicos com o ONS, para aprimoramento dos modelos e verificação de sua efetividade:</p>

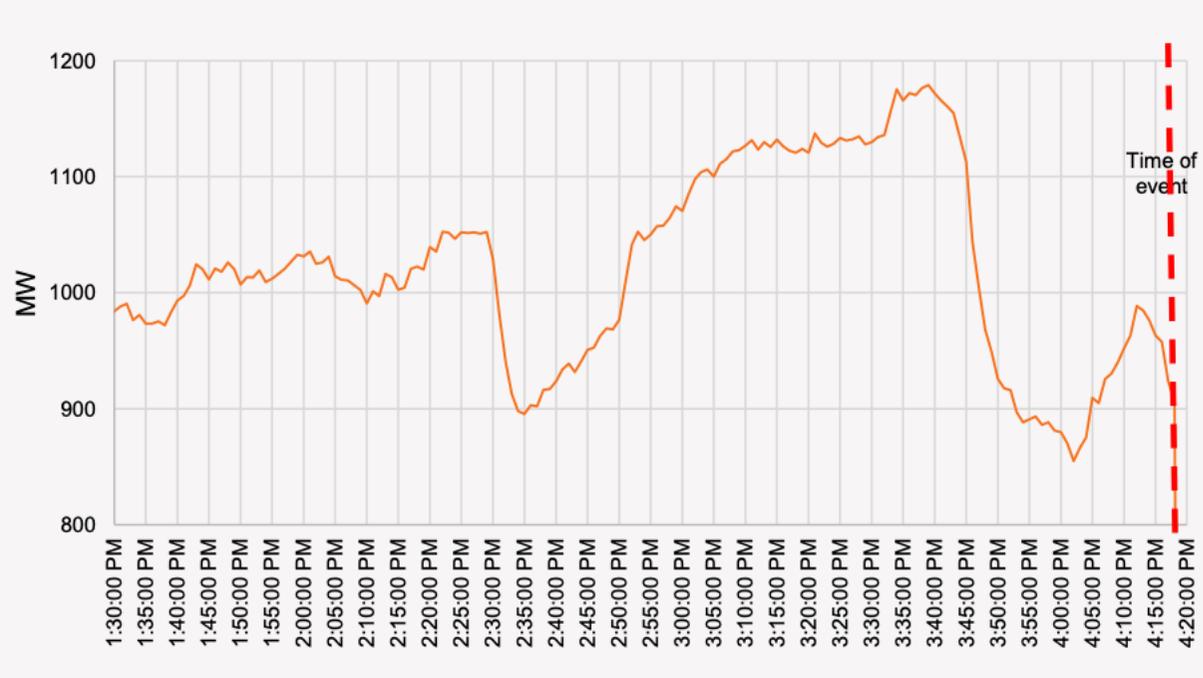
TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>É importante que o ONS tenha um papel mais ativo no planejamento da EPE. Não só apoiando com inputs da operação e necessidade, mas também apoiando na revisão dos modelos, para compatibilização entre os modelos de longo e de curto prazo.</p> <p>Atualmente, o ONS conta com modelos de previsão de curto prazo com elevada assertividade da carga e da geração, aprendizado que deve ser repassado aos modelos de planejamento de médio e longo prazo da EPE. Ainda, os próprios dados de operação também podem ajudar nestes aprimoramentos.</p> <p>Ademais, é importante que sejam implementadas rotinas de validação entre o ONS e a EPE, visando identificar eventuais diferenças entre o planejado e ocorrências da operação e assim aprimorar as metodologias, contribuindo para uma maior assertividade nas previsões futuras.</p> <p>3) Aumento da granularidade temporal das simulações, preferencialmente para um horizonte horário:</p> <p>Outra questão a ser avaliada é a granularidade temporal das simulações, que desconsidera a variação ao longo do dia da geração renovável. Podendo demandar uma necessidade de intervenção de curta duração na frequência da rede elétrica, que hoje não são capturadas nos modelos de previsão de médio e longo prazo.</p> <p>Evidentemente, tal variação horária pode ser reduzida consideravelmente por meio da pulverização locacional das instalações prestadoras do serviço, ponto que demandaria um sinal locacional aos empreendedores, para que não houvesse elevado adensamento destas</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>fontes em locais com maior disponibilidade de recursos, como o Nordeste do Brasil, por exemplo.</p> <p>4) Introdução de modelos mais detalhados para fontes renováveis variáveis, em especial a solar FV e eólica:</p> <p>Ainda, deve-se ponderar que, para fontes não despacháveis, o MDI adota um modelo simplificado, sem tanto detalhamento em cenários de incerteza, se comparado ao modelo SUIHI (simulador a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados) para as hidrelétricas, mesmo sendo necessárias novas reflexões sobre as séries hidrológicas utilizadas.</p> <p>Tais fatores, de fato podem trazer uma grande diferenciação entre o projetado no horizonte decenal e o realizado na operação pelo ONS. Da forma atualmente realizada, pode-se ter considerável diferença na matriz elétrica projetada e a de fato implementada, o que pode refletir diretamente nos serviços ancilares, sobretudo nos serviços de controle primário e secundário, com maior variação horária na geração prevista com a expansão de renováveis.</p> <p>Contemplar modelos com maior detalhamento podem inclusive, mostrar o valor intrínseco que projetos de novas tecnologias como o armazenamento de curta duração podem trazer ao sistema elétrico.</p> <p>É inegável que simulações mais complexas, com maior granularidade horária e cenários de incerteza, ainda mais em horizontes de longo prazo, exigem maior tempo computacional e que sempre serão necessárias simplificações, em virtude de limitações de hardware e de tempo. Por outro lado, a capacidade de processamento dos computadores tem se tornado cada vez maior. Assim, é importante que ao longo do tempo, os mecanismos de planejamento da expansão</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>continuem a contemplar cada vez mais detalhes para aumentar a confiabilidade e assertividade dos modelos.</p> <p>Tais aprimoramentos são importantes para contemplar as características de cada tecnologia nova. Para o armazenamento, por exemplo, sem simulações com maior granularidade de tempo, dificilmente sua contribuição ficará evidente.</p>
<p>3) Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?</p>	<p><i>Sem resposta</i></p>
<p>4) Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:</p> <p>i. Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades</p>	<p>Se tratando de um serviço público que influencia todo o sistema elétrico, é de interesse de todos que a contratação seja feita da forma mais efetiva possível.</p> <p>Com o planejamento mais assertivo e alinhado com a operação em tempo real do sistema, pode ser possível inclusive a especificação de serviços, conforme será detalhado na pergunta 11, bem como a definição do volume necessário, a contratação poderá acontecer até mesmo pelo mecanismo de leilões, que reforçaria uma competição tecnológica e entre empreendedores pelo menor preço, mantendo a bancabilidade dos projetos, que seria atrelada a contratos de prestação de serviços ancilares, por exemplo.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>para a prestação de serviços ancilares?</p>	
<p>ii. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?</p>	<p><i>Sem resposta</i></p>
<p>iii. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?</p>	<p>Mecanismos concorrenciais permitiram uma maior competitividade entre os custos de prestação. Bem como, desde que o planejamento esteja alinhado com as necessidades do sistema, garantirá maior segurança de que o serviço necessário estará disponível para o ONS, podendo inclusive estipular multas contratuais em caso de não cumprimento.</p>
<p>5) Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados</p>	<p>Principal risco que os serviços contratados atualmente não consigam atender os requisitos de estabilidade e segurança operacional, tendo em vista o crescimento de fontes variáveis, bem como da micro e mini geração (MMGD) que além de ser não programáveis também têm prioridade de despacho.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>por meios de mecanismo concorrencial?</p>	<p>Como exemplos de violação de parâmetros de estabilidade e segurança operacional podemos citar duas ocorrências que aconteceram na Austrália, e no Reino Unido, respectivamente. Em ambos os casos, eventos meteorológicos extremos, junto com a perda não prevista de geração renovável ocasionaram a interrupção de fornecimento de energia, afetando muitos consumidores.</p> <p>Às 16.18 horas do dia 28 de setembro de 2016 uma série de eventos causou a falha generalizada da rede elétrica no estado de South Austrália (área metropolitana de Adelaide e regiões vizinhas), afetando 850.000 consumidores com carga totalizando aproximadamente 1,8 GW. Antes da falha, a carga da região era atendida por 833 MW de geração eólica, 330 MW provenientes de usinas térmicas a gás natural, 613 MW de importações provenientes do estado vizinho de Victoria, e 50MW de geração fotovoltaica. Tempestades e descargas atmosféricas causaram a perda da interconexão com Victoria, deixando South Australia eletricamente isolado do resto do país. Em seguida foi observada uma redução inesperada da geração eólica, conforme mostra o gráfico a seguir.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	 <p style="text-align: center;"><i>Fonte: Australian Energy Market Operator</i></p> <p>Não foi possível conter esta perda de geração eólica com mecanismos de redução de carga, ocasionando uma redução da frequência de rede para abaixo dos 47 Hz, e resultando no colapso completo da rede elétrica no estado de South Australia.</p>

**TEXTO DA NOTA TÉCNICA
NOTA TÉCNICA Nº
33/2022/CGDE/DMSE/SEE**

CONTRIBUIÇÕES

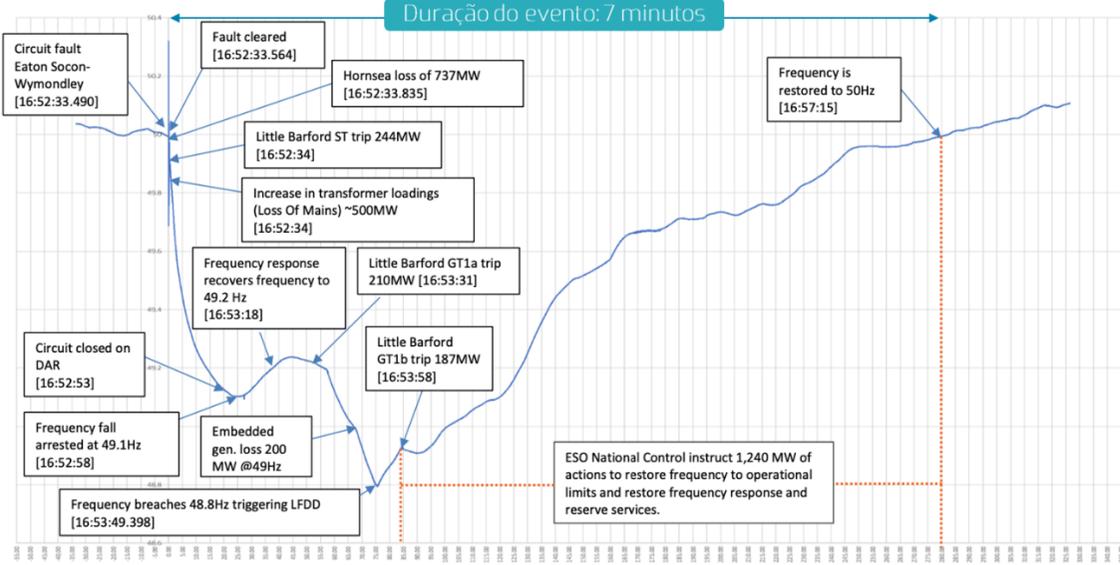


Fonte: Australian Energy Market Operator

No seu relatório de análise do evento a AEMO (Australian Energy Market Operator) concluiu que a intermitência das turbinas eólicas era fator contribuinte, mas não o principal motivo da redução inesperada da geração eólica. Segundo o relatório, apenas 35 MW dos 456 MW de geração perdida seriam atribuíveis a fatores de intermitência, tais como mecanismos de autoproteção das turbinas contra rajadas de ventos. Segundo a AEMO as turbinas eólicas instaladas na região possuem uma proteção, chamada de 'ride-through' permitindo manter a produção em momentos

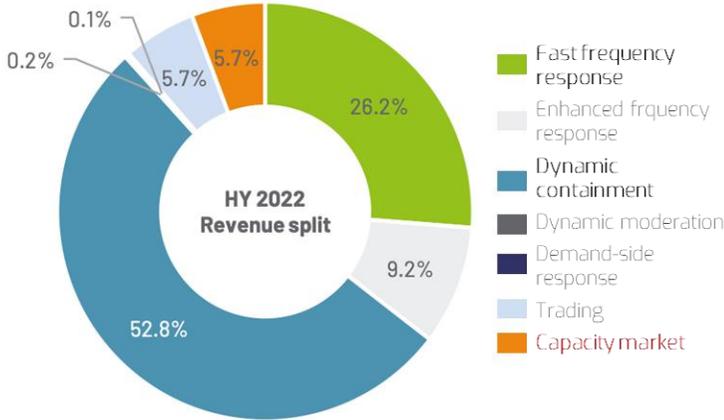


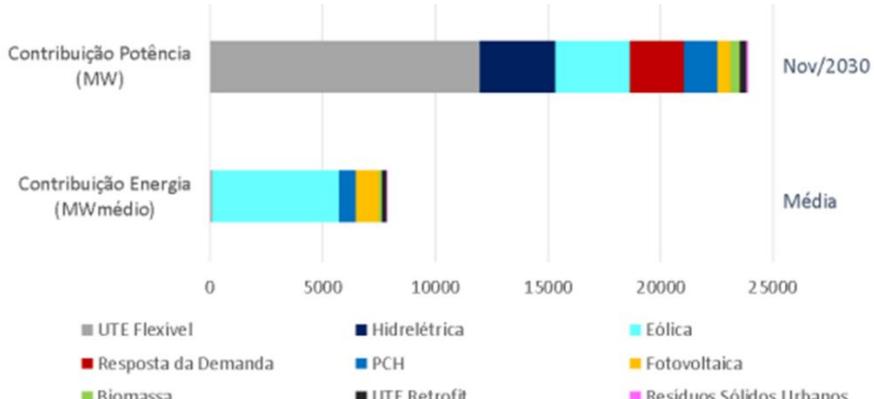
TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>de distúrbios de rede, principalmente oscilações de tensão. No entanto, algumas das turbinas instaladas na região automaticamente reduzem sua geração para zero quando for detectado um evento de 'ride-through'. Outras toleram um certo número desses eventos (tipicamente 6 eventos), mas se desligam automaticamente após registrar o número máximo e permanecem no modo 'off'. Com base nas suas simulações, o AEMO concluiu que sem os distúrbios de tensão e a ativação do modo 'ride-through' das turbinas eólicas, o colapso da rede elétrica de South Australia não teria acontecido.</p> <p>No dia 9 de agosto de 2019, o sudeste da Inglaterra foi afetado por tempestades. Na ocasião, uma descarga atmosférica provocou uma falha na SE de Eaton Socon-Wymondley, seguida da perda de geração do parque eólico em Hornsea (737 MW EOL) e da termoelétrica de Little Barford (244 MW UTE). Segundos depois, BESS e outros dispositivos conseguiram estabilizar a frequência em 49,2 Hz, atuando como controladores de frequência. Entretanto, a perda de mais uma turbina provoca queda da frequência abaixo de 48,8 Hz. Para regularizar a rede elétrica, foi necessária uma intervenção do ESO National Control de mais de 1,2 GW. Após 7 minutos, com grande contribuição dos BESS, que foram essenciais para minimizar impacto dos eventos e reestabelecer rede, a operação foi restabelecida, conforme gráfico abaixo:</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	 <p style="text-align: center;"><i>Fonte: Ofgem, Current News.</i></p> <p>Podemos concluir que o crescimento de fontes renováveis variáveis, junto com a micro e minigeração distribuída alteram o perfil de risco da rede elétrica com relação a faltas sistêmicas, tornando necessário a correta definição e contratação de serviços ancilares, principalmente serviços de estabilização de tensão e frequência de resposta rápida. Tendo em vista o crescimento dessas fontes em vários submercados do SIN, principalmente no submercado NE, trata-se de uma nova dimensão de riscos que não pode ser subestimada.</p>
6) Como garantir a adequada disponibilidade de recursos	É necessário garantir a adequada remuneração dos ativos e o estabelecimento de serviços que possam ser convergentes entre si, levando a um empilhamento de receitas.

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?</p>	<p>Ademais, para os casos os quais não houver convergência entre a prestação do serviço ancilar e outra fonte de receita do empreendimento, ele deve ser remunerado a valores compatíveis ao custo de oportunidade.</p> <p>Um exemplo prático é a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos para usinas que operem como compensadores síncronos. Tecnicamente, os inversores fotovoltaicos ou mesmo os conversores bidirecionais de sistemas de armazenamento, são perfeitamente capazes de prestar este tipo de serviço. Entretanto, fornecendo reativos para o sistema, há uma redução da potência ativa entregue ao sistema.</p> <p>Como os ativos renováveis são comumente remunerados por contratos por quantidade, entregando um montante inferior de energia ativa a rede elétrica, há uma efetiva perda de receita do ativo. Podendo ser esta uma perda de remuneração no mercado de curto prazo, ou mesmo de montantes comprometidos contratualmente.</p> <p>Como base de comparação, de acordo com os valores mais recentes previstos pela ANEEL para o ano de 2023, o PLD mínimo é de R\$ 69,04/MWh. Por outro lado, a remuneração pelo serviço de suporte de reativos é de R\$ 9,02/MVAr.h, valor que representa cerca de 87% da remuneração por energia ativa.</p> <p>Desta forma, é perfeitamente natural que os agentes não tenham interesse econômico em prestar este tipo de serviço ao sistema elétrico, exceto pelo interesse comum em garantir a estabilidade do sistema e assim, continuar o despacho da usina.</p> <p>Assim, com uma maior necessidade de prestação de serviços ancilares, será necessária uma maior remuneração destes serviços, como forma de sinal econômico ao mercado.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>Por outro lado, para usinas renováveis, desde que possuam armazenamento, a reserva de capacidade e a regulação de frequência podem ser convergentes com os mesmos contratos por quantidade, haja visto o não comprometimento da energia elétrica a ser entregue ao SIN, havendo apenas uma modulação da forma com a qual essa energia será entregue. Assim, se caracterizando como serviços empilháveis, seriam passíveis de uma remuneração compatível apenas com a amortização do CAPEX adicional, operação e manutenção e para o caso das baterias, a degradação adicional causada pelos ciclos de carregamentos e descarregamentos, não havendo uma componente adicional atrelada ao custo de oportunidade.</p>
<p>7) Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?</p>	<p><i>Respondido na pergunta 6.</i></p>
<p>8) Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?</p>	<p>Em termos elétricos as diferenças entre a contratação de atributos de flexibilidade e serviços ancilares de regulação de frequência são bastante complexos de distinguir, estando mais relacionados aos tipos de intervenção necessários no sistema elétrico, proposta que será aprofundada na pergunta 11.</p> <p>Entretanto, é fato que será necessária a contratação de serviços com mecanismos diferentes para restabelecer este equilíbrio, tais como o controle primário, secundário e, eventualmente, casos planejados para despachos de usinas para manutenção da estabilidade elétrica.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES																
	<p>No Brasil, historicamente a reserva de capacidade no produto potência, anteriormente contratada como energia de reserva, tem sido mais bem remunerada, em comparação com serviços ancilares. Até mesmo pela sua característica de uso, predominantemente para despacho no período seco, dada matriz majoritariamente hidrelétrica no Brasil.</p> <p>Já o Reino Unido, por exemplo, tomando como base a composição de receitas de um grande player do mercado britânico, a Gresham House Energy Storage Fund, o mercado de reserva de capacidade compõe uma parcela inferior a 6%. No geral, a maior parte de sua remuneração vem de serviços ancilares como o ‘Dynamic containment’ e ‘fast frequency response’. Conforme gráfico abaixo:</p>  <table border="1"> <caption>HY 2022 Revenue split</caption> <thead> <tr> <th>Contribuição</th> <th>Porcentagem</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fast frequency response</td> <td>26.2%</td> </tr> <tr> <td>Enhanced frequency response</td> <td>9.2%</td> </tr> <tr> <td>Dynamic containment</td> <td>52.8%</td> </tr> <tr> <td>Dynamic moderation</td> <td>0.1%</td> </tr> <tr> <td>Demand-side response</td> <td>0.2%</td> </tr> <tr> <td>Trading</td> <td>5.7%</td> </tr> <tr> <td>Capacity market</td> <td>5.7%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fonte: Gresham House</p>	Contribuição	Porcentagem	Fast frequency response	26.2%	Enhanced frequency response	9.2%	Dynamic containment	52.8%	Dynamic moderation	0.1%	Demand-side response	0.2%	Trading	5.7%	Capacity market	5.7%
Contribuição	Porcentagem																
Fast frequency response	26.2%																
Enhanced frequency response	9.2%																
Dynamic containment	52.8%																
Dynamic moderation	0.1%																
Demand-side response	0.2%																
Trading	5.7%																
Capacity market	5.7%																

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>9) É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?</p>	<p>Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), esta contribuição com potência para o sistema (reserva de capacidade), deve ser prestada majoritariamente por usinas térmicas flexíveis à gás natural, cuja potência instalada prevista é incrementada em mais de 6,9 GW, seguida da fonte hidrelétrica, que continuará a ser uma alternativa, além de medidas como resposta da demanda, com incremento de mais de 2,4 GW neste mesmo período, bem como de capacidade proveniente de outros empreendimentos de geração e que também trazem benefício ao produto potência.</p>  <p style="text-align: center;"><i>Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021</i></p> <p>Entretanto, a depender da necessidade de serviços necessários, conforme será aprofundado na pergunta 11, outros ativos podem ter papel complementar na prestação de serviços de flexibilidade ao sistema, ou inclusive substituir fontes termoelétricas na prestação deste serviço.</p> <p>Importante destacar que outros países, tais como Estados Unidos, Reino Unido, ou a Austrália há muitos anos têm adotado o critério de neutralidade tecnológica, tanto para o atendimento de</p>



TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>requisitos de flexibilidade e reserva de capacidade, como para a prestação de serviços ancilares. A título de exemplo, a tabela à seguir mostra alguns dos principais serviços ancilares no Reino Unido, sua modalidade de contratação e as principais tecnologias utilizada. Conforme podemos constatar, sistemas de armazenamento com baterias (BESS: battery energy storage systems) vem preenchendo um papel importante, especialmente para serviços de controle de frequência.</p>

Avenida Rio Branco, 404 – Torre 2 – Sala 1203 –Centro – Florianópolis, SC, CEP: 88015-200

Fone: +55 48 3207-0443 E-mail: contato@newcharge.com.br

Site: www.newcharge.com.br

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES				
Segmento de mercado	Tipo de serviço	Descrição	Estimativa de volume	Principais tecnologias	
Serviços de resposta de frequência	Firm frequency response – dynamic (FFR dynamic)	FFR é o fornecimento firme de resposta dinâmica ou estática a mudanças na frequência, quando ocorrem grandes variações de frequência no sistema;	≈ 1.050 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)	Principalmente BESS	
	Dynamic containment (DC)	A Contenção Dinâmica (DC) é um serviço pós-falha de ação rápida para conter a frequência dentro da faixa legal de +/-0,5Hz;	≈ 500 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)	Exclusivamente BESS	
Serviços de segurança	Black Start	Restabelecer a energia em caso de falha parcial ou total da rede;	Volume limitado	Geradores térmicos BESS	
Mercado de capacidade	Capacity T-4	O Mercado de Capacidade é um serviço que garante a segurança aberta do fornecimento de eletricidade, fornecendo um pagamento por fontes confiáveis de capacidade	40.819 MW (2020, contratos de longo prazo)	Mercado dominado por geradores termoelétricos, primeiras contratações de sistemas de armazenamento	
	Capacity T-1		2.262 MW (2020, contratos de longo prazo)		

Fonte: DNV

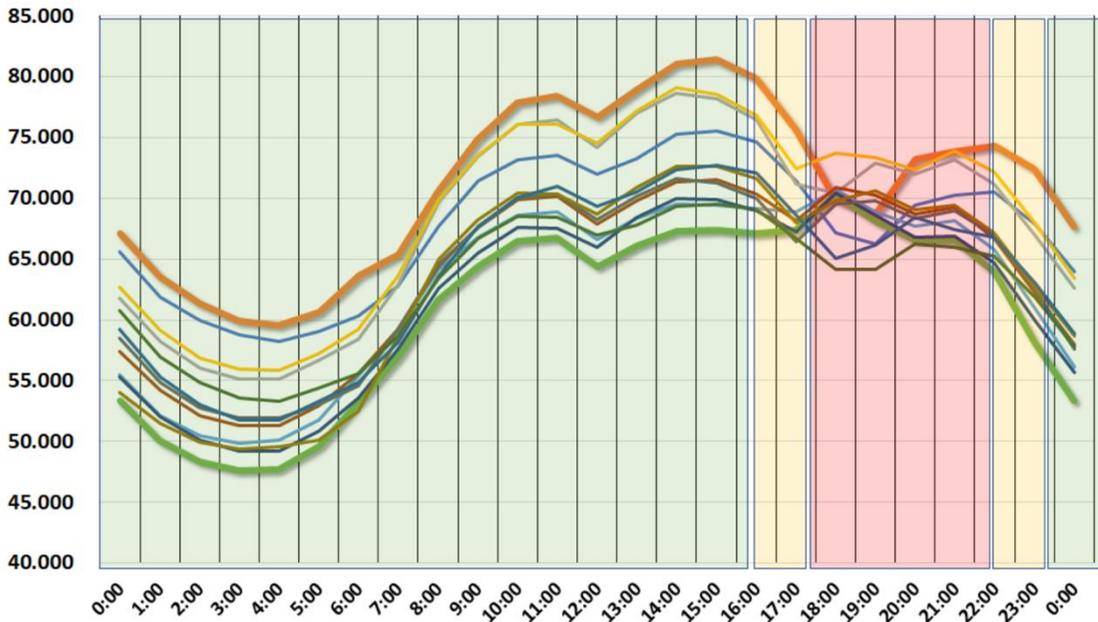
Na Austrália, BESS com capacidade cumulativa de 2,6 GWh (março 2022) estão contratados para prestar os seguintes serviços –

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>PRINCIPAIS FONTES DE RECEITA PARA PROJETOS DE ARMAZENAMENTO DE GRANDE PORTE</p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="background-color: #d9e1f2; padding: 10px; border-radius: 10px; width: 25%;"> <p>Frequency Control Ancillary Services (FCAS)</p> </div> <div style="flex-grow: 1;"> <ul style="list-style-type: none"> O mercado australiano de serviços ancilares é dividido em três áreas – FCAS (frequency control), NSCAS (network support & control), SRAS (system restart ancillary services); No 1º trimestre de 2022 BESS tem sido a maior fonte para FCAS, com participação total de 31% neste segmento nos 8 submercados do NEM; Contratação para períodos específicos (TI – trading interval), geralmente de curto prazo; Uso de BESS contribuiu para reduzir o custo do FCAS aos consumidores de AUS 130 mi/trimestre em 2021 para menos de AUS 50 mi/tri em 2022; </div> </div> <hr style="border-top: 1px dashed #ccc;"/> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="background-color: #d9e1f2; padding: 10px; border-radius: 10px; width: 25%;"> <p>WEM (wholesale electricity market)</p> </div> <div style="flex-grow: 1;"> <ul style="list-style-type: none"> BESS – tanto sistemas acoplados a usinas renováveis, como sistemas stand-alone – participam do mercado de curto prazo; A participação média dessas operações no total da receita de BESS tem aumentado para mais de 40% no 1º trimestre de 2022; O aumento da volatilidade de preços e o alongamento de período com preços negativos tem contribuído para este aumento de receita; </div> </div> <hr style="border-top: 1px dashed #ccc;"/> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="background-color: #d9e1f2; padding: 10px; border-radius: 10px; width: 25%;"> <p>Reserva de capacidade</p> </div> <div style="flex-grow: 1;"> <ul style="list-style-type: none"> BESS também participam do mercado de capacidade; A contratação é feita através de licitação da AEMO (Australian Energy Market Operator) através de contratos de 12 meses (sempre começando no mês de outubro); Para o submercado SWIS* agentes ofereceram para ano de 2023/24 1,3 GW de projetos, dos quais 817 MW de BESS; </div> </div> <p style="margin-top: 10px;">* SWIS: Southwest interconnected system</p> <p style="text-align: right; margin-top: 5px;"><i>Fonte: NewCharge</i></p> </div>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>O uso crescente de sistemas de BESS para a prestação desses serviços deve-se os seguintes fatores, além do barateamento de baterias (principalmente de baterias de íons de lítio):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tempo de resposta: o tempo de resposta de um sistema de armazenamento de energia elétrica baseado em banco de baterias é infinitamente mais rápido do que qualquer gerador termelétrico. Motores a combustão oferecem o menor tempo de resposta (aproximadamente 2 minutos), mas apenas quando o motor for mantido em condições de hot-standby, na qual os componentes críticos da máquina são mantidos em temperaturas acima de 60°C. Em condições de cold-standby, no entanto, o tempo de resposta tende a aumentar para entre 10 e 20 minutos. Em turbinas a gás natural, o tempo de resposta depende da capacidade do equipamento para absorver o estresse térmico em componentes críticos, principalmente na câmara de combustão e na turbina, exigindo entre 10 e 20 minutos. Importante ressaltar que tanto motores a combustão quanto turbinas a gás natural têm custos de geração bastante elevados. Para outras tecnologias de usinas termelétricas, com menores custos operacionais (como as usinas de ciclo combinado), o tempo de resposta aumenta para 50 minutos ou mais, enquanto para os demais tipos de geradores termelétricos, os tempos aumentam ainda mais para entre 12 e 24 horas. A tabela abaixo mostra os valores apurados por pesquisadores, usando sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio comercialmente disponíveis. O tempo de resposta total, incluindo leitura, processamento e execução do sinal varia entre impressionantes 470 a 650 milissegundos, ou seja, cerca de meio segundo.

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES																																																																																		
	<table border="1" data-bbox="887 331 1865 627"> <thead> <tr> <th rowspan="2">test</th> <th colspan="3">step tests (kW)</th> <th colspan="6">Ramp tests (kW/s)</th> <th colspan="2">EFR tests</th> </tr> <tr> <th>80</th> <th>160</th> <th>240</th> <th>60</th> <th>-60</th> <th>120</th> <th>-120</th> <th>240</th> <th>-240</th> <th>EFR1</th> <th>EFR2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$t1$(ms)</td> <td>5.0</td> <td>3.0</td> <td>3.1</td> <td>4.3</td> <td>5.1</td> <td>4.5</td> <td>4.5</td> <td>5.4</td> <td>5.2</td> <td>2.8</td> <td>3.1</td> </tr> <tr> <td>$t2$(ms)</td> <td>84</td> <td>86</td> <td>90</td> <td>87</td> <td>84</td> <td>86</td> <td>87</td> <td>84</td> <td>87</td> <td>84</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>t_{exc}(ms)</td> <td>143</td> <td>158</td> <td>167</td> <td>157</td> <td>154</td> <td>181</td> <td>177</td> <td>160</td> <td>167</td> <td>156</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>t_{resp}(ms)</td> <td>570</td> <td>582</td> <td>653</td> <td>478</td> <td>477</td> <td>477</td> <td>480</td> <td>497</td> <td>477</td> <td>469</td> <td>465</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="763 639 1995 707"> <i>Fonte: Zhu, Bolzoni et al., Impact of Energy Storage Systems Response on Enhanced Frequency Response Services, The University of Manchester, 2019</i> </p> <ul data-bbox="808 751 1995 1300" style="list-style-type: none"> Flexibilidade operacional: no caso dos geradores termoelétricos, além do tempo de resposta, há outros parâmetros que precisam ser observados, principalmente o tempo mínimo de acionamento e a duração mínima de pausa entre dois acionamentos. Tais parâmetros variam entre tecnologias de geração termelétrica, mas costumam ser expressivos, variando entre várias horas e vários dias. BESS, obviamente, possuem uma restrição com relação ao montante de energia a ser extraído durante um único ciclo de carga, e conseqüentemente, na literatura internacional são denominados de <i>'duration limited devices'</i>. No entanto, dentro dos seus limites de autonomia eles oferecem uma flexibilidade operacional muito grande. Não há restrições com relação ao tempo mínimo o máximo de descarregamento, ou carregamento. Também não há pausas mínimas entre vários despachos. No caso de baterias de íons de lítio, a única restrição a ser levada em consideração é o chamado C-Rate que descreve a relação entre capacidade e corrente de carga ou descarga. Para sistemas estacionários o C-Rate não deve ultrapassar o valor de 1,0 o que significa que a duração mínima para a descarga ou carga completa não pode ser inferior a 60 minutos. Isto implica também que a potência dos conversores não deve 												test	step tests (kW)			Ramp tests (kW/s)						EFR tests		80	160	240	60	-60	120	-120	240	-240	EFR1	EFR2	$t1$ (ms)	5.0	3.0	3.1	4.3	5.1	4.5	4.5	5.4	5.2	2.8	3.1	$t2$ (ms)	84	86	90	87	84	86	87	84	87	84	86	t_{exc} (ms)	143	158	167	157	154	181	177	160	167	156	150	t_{resp} (ms)	570	582	653	478	477	477	480	497	477	469	465
test	step tests (kW)			Ramp tests (kW/s)						EFR tests																																																																									
	80	160	240	60	-60	120	-120	240	-240	EFR1	EFR2																																																																								
$t1$ (ms)	5.0	3.0	3.1	4.3	5.1	4.5	4.5	5.4	5.2	2.8	3.1																																																																								
$t2$ (ms)	84	86	90	87	84	86	87	84	87	84	86																																																																								
t_{exc} (ms)	143	158	167	157	154	181	177	160	167	156	150																																																																								
t_{resp} (ms)	570	582	653	478	477	477	480	497	477	469	465																																																																								

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>ultrapassar a capacidade de armazenamento. Por exemplo, um sistema com capacidade de 100 MWh poderia fornecer uma potência máxima de 100 MW, durante o tempo máximo de 60 minutos;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidade locacional: BESS podem ser transportados e instalados em qualquer ponto da rede elétrica, tendo como único pré-requisito de infraestrutura a possibilidade de conexão elétrica. Isso não se aplica às usinas termoeletricas a gás natural, que só podem ser implementadas em locais com disponibilidade do combustível (gás natural). Caso contrário, exigem operações complexas e caras de logística de combustível; • Prazo de implementação: conforme mostra o exemplo do BESS instalado na SE Registro em 2022, o prazo de implementação de projetos de armazenamento costuma ser menor que os prazos necessários para a implementação de outras obras de infraestrutura do setor elétrico. No caso do BESS Registro, o prazo, desde a publicação da resolução autorizativa da ANEEL até a entrada em operação era de 12 meses; <p>É importante avaliar estes parâmetros no contexto das variações de carga do SIN. O gráfico a seguir aponta a evolução da curva de carga (de consumo) diária ao longo do ano. A curva verde representa o consumo típico durante um dia do mês de junho (inverno) e a curva laranja o perfil para um dia típico do mês de fevereiro (verão). Embora haja muita variação entre estes dias, fica evidente que a curva de carga é caracterizada por três picos: um primeiro pico matinal, entre 08:00 e 12:00; um segundo pico entre 13:00 e 16:00; e um terceiro pico entre 20:00 e 23:00. Nota-se, também, que o pico durante o horário da tarde tende a ser maior do que o pico noturno, uma mudança estrutural da última década, conhecida por especialistas em operação do SIN.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	 <p style="text-align: center;"><i>Fonte: ilumina.org.br</i></p> <p>Parece lógico que uma das formas de prestação do serviço de reserva de capacidade seja estabelecida a partir do suprimento destes picos, principalmente durante os horários da tarde e da noite. Neste sentido, prazos de acionamento de várias horas parecem inapropriados, já que limitam significativamente a flexibilidade operacional, principalmente em casos de eventos imprevistos, como picos de carga, indisponibilidade de ativos de geração ou transmissão e eventos meteorológicos adversos.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>Também é importante se levar em consideração que, quando forem despachadas, estas usinas termelétricas terão um CVU (custo variável unitário) bastante elevado, superando em alguns casos o patamar de R\$ 1.000,00/MWh. Existe um terceiro elemento de custo em usinas termelétricas na prestação do serviço de reserva de capacidade: os custos da chamada “rampa”. Conforme explicado anteriormente, trata-se de períodos relevantes, variando entre 20 minutos e chegando até várias horas.</p> <p>O descasamento temporal entre o tempo de despacho desejado e o tempo mínimo para o despacho termelétrico é outro aspecto econômico que onera os consumidores de energia elétrica. Existem situações nas quais a rede elétrica exigiria um despacho por 120 ou 180 minutos, porém, por restrições técnicas, as usinas estão sendo despachadas por prazos muito superiores.</p> <p>Diante destes fatores, sistemas de armazenamento com baterias já seriam capazes de prestar o serviço de “potência” por valores competitivos. O uso desses sistemas evitaria o custo de rampa e os sobrecustos por tempo de despacho mínimo, sem contar a emissão de poluentes atmosféricos deletérios à saúde e gases de efeito estufa.</p> <p>Caso esses sistemas de armazenamento sejam acoplados a usinas solares de grande porte, eles também terão uma vantagem de custo muito significativa na hora de serem despachados, já que o CVU destas soluções seria irrisório em comparação às usinas termelétricas.</p> <p>Assim, podemos concluir que, do ponto de vista técnico e econômico, usar geradores termelétricos para prestar o serviço de reserva de capacidade não parece ser a única e possivelmente nem a melhor alternativa. Sistemas de armazenamento de energia elétrica oferecem uma solução muito mais rápida, com grande flexibilidade operacional e sem restrições locais.</p>

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
<p>10) Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?</p>	<p>Conforme citado nas respostas anteriores, os sistemas de armazenamento historicamente, avaliando as experiências internacionais, têm contribuído principalmente com reserva de potência e serviços de regulação da frequência. Porém, a topologia dos sistemas permitiria a prestação de outros serviços como a regulação de tensão por meio de reativos, black-start etc.</p>
<p>11) Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?</p>	<p>Conforme a metodologia adotada pelo ONS, os serviços ancilares contratados atualmente podem ser classificados conforme segue –</p> <ul style="list-style-type: none"> • Controle primário e secundário de frequência; • Controle de tensão (suporte de reativos, regulação de tensão); • Serviços emergenciais (SEP, auto-reestabelecimento); <p>Tendo em vista os desafios mencionados ao longo desta contribuição (crescimento de fontes renováveis variáveis, crescimento da MMGD, aumento da frequência e severidade de eventos climáticos extremos) gostaríamos de uma nova metodologia, conforme segue –</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Serviços de intervenção rápida: trata-se de serviços de intervenção rápida (tempo de resposta <150ms) e automatizada, visando a estabilização da rede em resposta a distúrbios operacionais. Importante destacar que as características técnicas e o montante a ser contratado precisa levar em consideração o comportamento e a tolerância de equipamentos de eletrônica de potência utilizada em usinas fotovoltaicas e eólicas e sistemas de MMGD que diferente de UHEs e UTEs; 2) Serviços voltados ao suprimento de flexibilidade operacional: em vários estados brasileiros (por exemplo o estado do Mato Grosso do Sul) percebe-se o impacto da MMGD, com mais de 17GW instalados a nível nacional. Este efeito é denominado como ‘curva de pato’ tornando mais ‘íngreme’ a rampa do horário ponta noturno e fazendo necessário o despacho maciço de outras fontes. Principalmente no período seco, com

TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	<p>disponibilidade do recurso hídrico restrito, a compensação da ‘curva de pato’ pode resultar no acionamento constante de usinas termoeletricas com CVU elevado. Conforme mostra o gráfico na resposta à pergunta 6, trata-se de picos com 3-5 horas de duração para o qual deverão ser contratados recursos específicos, tais como sistemas de armazenamento;</p> <p>3) Reserva de capacidade sazonal: durante o período seco poderão acontecer situação que tornarão necessário o despacho de fontes complementares, além do horário de ponta noturna. Para estas situações será necessário prover uma reserva de capacidade de despachos de longa duração, tais como usinas termoeletricas a gás natural ou biomassa;</p> <p>4) Reserva de capacidade emergencial: segundo análises da EPE existe a necessidade de contratação de reserva de capacidade emergencial para os momentos mais críticos de operação (aproximadamente 120 horas por ano). Será necessária providenciar potência despachável para estes momentos, que, dependendo dos requisitos técnicos (velocidade de resposta, duração de cada despacho) poderá ser atendido por diferentes tecnologias;</p> <p>5) Regime especial de proteção e de reestabelecimento de rede: trata-se dos serviços já definidos pela atual metodologia do ONS;</p>
<p>12) A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?</p>	<p>Importante destacar que no Brasil alguns dos serviços ancilares são contratados de forma compulsória, sem remuneração alguma para o prestador do serviço, como acontece no caso do controle primário de frequência, ou o suporte de reativos por unidades geradoras, enquanto fornecem potência ativa. Outros serviços, como por exemplo o suporte de reativos de unidades geradoras operando como compensadores assíncronos têm uma remuneração muito baixa, conforme mostramos na nossa resposta à pergunta #6.</p>



TEXTO DA NOTA TÉCNICA NOTA TÉCNICA Nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE	CONTRIBUIÇÕES
	Sendo assim, é razoável concluir que o atual nível de remuneração não pode ser considerado como factível para viabilizar novos investimentos para a prestação de serviços ancilares.

Avenida Rio Branco, 404 – Torre 2 – Sala 1203 –Centro – Florianópolis, SC, CEP: 88015-200

Fone: +55 48 3207-0443 E-mail: contato@newcharge.com.br

Site: www.newcharge.com.br