

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 145/2022

NOME DA INSTITUIÇÃO:
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública MME Nº 145/2022

EMENTA: A Consulta Pública visa a discussão de temas relacionados à prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN), em continuidade à avaliação da temática realizada, em 2022, na Iniciativa Mercado de Minas e Energia (IMME), evento promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) entre os dias 27 e 29 de julho de 2022.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta consulta pública:

A ABSOLAR entende como muito positiva e bem-vinda a iniciativa do MME de abrir a Consulta Pública nº 145/2022 (CP MME nº 145/2022), que busca receber contribuições relativas à prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como às diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais em curso sobre o tema.

- **Contexto atual**

A composição da matriz energética brasileira vem mudando ao longo dos últimos anos, refletindo a guinada de crescimento global das energias renováveis. Desta forma, o contexto elétrico brasileiro, dimensionado para atender a um sistema hidrotérmico, se mostra superado para atender a nova demanda de rede atual, e, portanto, há novas necessidades de ajustes visando manter o sistema operando de maneira confiável, estável e ao menor custo operativo possível.

Assim, um dos itens necessários de revisitação e aprimoramento é o tema de serviços ancilares, os quais são serviços de auxílio e apoio ao planejamento e operação do SIN, na busca por garantir a segurança de suprimento eletroenergético. Isto posto, além da necessidade de revisão/aprimoramento da Resolução Normativa nº 697/2015 (REN ANEEL nº 697/2015), que regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN, é necessário: adequar a remuneração atual dos serviços prestados por usinas existentes, revisitar as possibilidades de novos serviços para atendimento via usinas existentes e prestação de serviços ancilares por projetos híbridos ou usinas com sistemas de armazenamento.

- **Transformação da matriz geradora do setor elétrico brasileiro**

O crescimento da geração renovável variável (solar FV e eólica), tanto de forma centralizada, como na modalidade de micro e minigeração (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 (UFVs) e eólicas, e, conseqüentemente, pelo desperdício do potencial de geração destas fontes. Embora exista um certo potencial de compensação entre a variabilidade da geração solar FV 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.

- **Reconhecimento de serviços ancilares prestados pela fonte solar fotovoltaica**

Para a fonte solar FV, por exemplo, a qual atende a serviços como controle primário de frequência e suporte de reativos, é necessário entendimento dos benefícios proporcionados por esta ao SIN. Esta fonte auxilia a geração por meio da distribuição temporal e espacial dos recursos energéticos, com baixo impacto ambiental. Em atendimento ao procedimento de rede, a tecnologia solar fotovoltaica disponibiliza ao Operador Nacional do Sistema (ONS) o controle de potência ativa e reativa (controle por tensão, controle por fator de potência, controle por MVAr) em suas usinas.

Para complementar a potência reativa fornecida pelas unidades geradoras, os parques são equipados com elementos auxiliares de compensação, como por exemplo banco de capacitores e banco de reatores. Tais equipamentos são utilizados em condições em que a potência ativa está próxima à nominal, caso este que ocorre em um período curto do ano. Fora deste período os equipamentos ficam à disposição no tempo real.

Atualmente, frente a situações de contingência sistêmica, o ONS solicita a limitação de potência dos parques, ocasionando, às usinas renováveis, perda de geração e – em consequência – receita, cujo ressarcimento não é imediato nem integral.

Além disso, seria possível remuneração para que as usinas solares FV (UFVs) fornecessem suporte de reativo em períodos com pouca ou nenhuma luminosidade: é uma realidade operacional das UFVs a possibilidade de gerar energia reativa (banco de capacitores, banco de reatores e inversores com capacidade de produção reativa no período noturno) em períodos com pouca ou nenhuma luminosidade. As operações desses equipamentos em períodos noturnos geram custos operacionais não remunerados.

Ainda, existe a possibilidade de se prever remuneração para tempo em operação fora da faixa permitida de unidades geradoras, o que auxiliaria o fornecimento de controle de reativos ou até mesmo controle de tensão. No entanto, essa remuneração deveria ser satisfatória para remunerar o esforço eletromecânico dos equipamentos.

- **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, é oportuno avaliar e realizar uma redefinição e ampliação dos diferentes tipos de serviços ancilares a serem contratados.

Há distintas possibilidades de fornecimentos de novos produtos que auxiliem a manutenção da operação ótima do SIN, incluindo advento de novas tecnologias.

Dentre as novas tecnologias destaca-se o serviço de armazenamento de energia elétrica, especialmente sistemas de armazenamento eletroquímico (baterias), que possuem resposta rápida, com elevados graus de flexibilidade operacional e locacional, e que em outros países, como os EUA, Reino Unido ou Austrália vem desempenhando um papel cada vez mais importante na prestação de serviços ancilares. Alguns dos benefícios das baterias são:

- Recuperação da geração da usina devido aos cortes na produção por necessidades de ajustes de rede;
- Possibilidade de carga e descarga da bateria, a fim de anular as diferenças entre a previsão de produção da usina e a produção em tempo real;
- Transformar a produção de perfil típico da planta em um perfil de carga de base, ou corresponder às rampas de carga;
- Ajudar a estabilidade da rede após algum evento, a fim de recuperar a frequência do sistema dentro de parâmetros seguros; e
- Fornecer serviços à rede para melhorar a confiabilidade do sistema.

Desta forma, a ABSOLAR entende ser imprescindível debater, haja vista o crescimento cada vez maior das fontes renováveis nas matrizes elétricas dos países ao redor do mundo, os pontos abaixo:

- Implantação e operação de usinas de geração com baterias: este recurso poderá viabilizar o despacho temporal e aumentar a estabilidade energética nas renováveis;
- Atendimento do pico de carga e da estabilidade de rede: considerando a complementariedade entre as tecnologias renováveis, por exemplo, eólica e solar fotovoltaica (projetos híbridos), e uso de baterias para armazenamento e utilização nos horários de baixa produção;
- Aumento na capacidade de compensação reativa: projetos futuros ou existentes poderiam fornecer tal serviço, considerando que fator de capacidade médio anual das renováveis é variável, o que permitiria o escoamento deste reativo;

- Melhorias na operação - capacidade de previsão, programação e despacho com alta resolução temporal, ferramentas de decisão e dimensionamento e alocação de reservas de forma dinâmica: atualmente há possibilidade de melhoria nos sistemas de previsão de recursos de fontes renováveis, que pode melhorar o fornecimento de dados de previsão de geração ao operador; e
- Definição precisa dos requisitos do sistema e identificação dos requisitos de Reserva de Potência para nortear projetos mais adequados, considerando-se o atingimento dos requisitos pelo uso de novas tecnologias, como usinas com armazenamento.

- **Formas de contratação e remuneração**

Conforme amplamente exposto nas diversas apresentações do Workshop de Serviços Ancilares – Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional, sediado pelo ONS em 2019, a experiência internacional é vasta e possui diversas formas de contratação e remuneração.

No geral há: serviços obrigatórios sem remuneração; serviços pagos por valor fixo ou variável estabelecidos em contratos de curto ou médio prazos; serviços remunerados via preço SPOT de energia; e mercados de oferta de preços nos quais também há oferta de preços para fornecimento de algum dos serviços ancilares.

Os serviços ancilares mais comuns são reservas (girante, não girante e suplementar), regulação de frequência (primária e secundária), controle de tensão, *black start* (recomposição do sistema após *blackout*) e serviços de proteção.

A ABSOLAR entende que seriam importantes três frentes com temporalidade de implementação distintas, de forma a ajustar o mercado de serviços ancilares no Brasil, atendendo às demandas de curto, médio e longo prazos.

- **Curto prazo**

Para o curto prazo é necessário adequar a remuneração existente, conforme já mencionado anteriormente, de forma a incentivar a prestação dos serviços necessários, e ajustar a remuneração aos custos incorridos às usinas.

- **Médio prazo**



A ABSOLAR entende ser possível e necessário, em um médio prazo, a realização de Leilão de Fornecimento de Serviços Ancilares no qual se permita a competição entre os diversos tipos de fontes, desde que os requisitos técnicos de fornecimento sejam cumpridos. Poderiam ser passíveis de oferta de preços em leilão diversos serviços, que tragam, para o sistema, maior transparência aos preços e fornecimento de flexibilidade, controle de frequência, suporte de reativo, rapidez de partidas e tomada de carga, entre outros.

Os leilões poderiam ter os mesmos produtos, porém com prazos distintos para início de suprimento: A-1, A-2 e A-4, por exemplo. Isso possibilitaria que tanto parques existentes (que já possam oferecer os serviços ou que necessitem de algum investimento), quanto novos projetos, possam participar do leilão e fazer ofertas pelos serviços a serem contratados. O período de suprimento contratual poderia ser anual, bianual ou a cada 5 anos, desde que bem dimensionadas as necessidades operativas do sistema. Desta forma, seria imprescindível que antes dos leilões fossem levantados, por estudos aprofundados, quais são os requisitos necessários.

A remuneração poderia ser:

- Mensal/anual conforme a verificação do fornecimento real de cada serviço;
- Fixa anual (pela disponibilidade das máquinas) mais variável mensal (pelo fornecimento de fato realizado), ou apenas variável mensal, a depender do tipo de serviço a ser contratado;
- Com aplicação de penalidades contratuais para aqueles serviços que forem contratados, mas não fornecidos, podendo ser aplicadas como abatimento dos valores mensais a serem recebidos.

Este mecanismo de contratação traria preços mais justos para o fornecimento de tais serviços, e condizente com os custos e investimentos realizados.

- **Longo prazo**

Assim como levantado pelo projeto de modernização do setor elétrico, vislumbra-se para o futuro do sistema eletroenergético brasileiro a possibilidade de utilização do modelo de oferta de preços, em contraponto à utilização de modelos matemáticos.

Compreende-se esta mudança como uma oportunidade para trazer eficiência econômica aos preços e melhor resposta da demanda à oferta, sendo necessária a realização de estudos para possibilitar a correta decisão quanto a adoção de preços por oferta no setor elétrico. Em relação aos serviços ancilares, assim



como previamente exposto pela ABSOLAR, em contribuição à CP MME nº 33/2017, entendemos como fundamental analisar a possibilidade de que os serviços ancilares de energia elétrica sejam adquiridos em mecanismo competitivo, com remuneração por preço de mercado.

A Oferta de Preços incluindo serviços ancilares é amplamente utilizada em diversos países ao redor do mundo, tais quais Colômbia, Itália, México, Espanha etc., e o mesmo pode trazer maior transparência ao mercado e à operação elétrica.

A ABSOLAR entende ser de grande relevância a busca pela aplicação de mecanismo competitivo para contratação de serviços ancilares no Brasil, desde que os passos anteriores de desenvolvimento e maturação do mercado, como a adoção do preço horário e outros temas, sejam realizados de forma robusta e com coerência temporal de implementação.

- **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 demanda 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.

- **Contribuições à Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE**

A ABSOLAR está de acordo com as diretrizes sugeridas pelo MME.

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.

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:

- **Adequação regulatória:**
 - 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 outros encargos e tarifas no momento do carregamento e descarregamento do sistema;
- **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;

Com os nossos melhores cumprimentos,

Departamento Técnico Regulatório da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)

Questões da Nota Técnica nº 033/2022/CGDE/DMSE/SEE

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?	A ABSOLAR entende que, conforme se extrai da Nota nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE disponibilizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no âmbito da Consulta Pública nº 145/2022, a definição dos requisitos de serviços ancilares envolve tanto a identificação e quantificação dos recursos e atributos energéticos necessários para a operação segura e eficiente do sistema elétrico quanto a sua especificação na forma de produtos e serviços. Sendo assim, considerando as competências e atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que será o usuário dos serviços ancilares contratados, entendemos que: a. Os diferentes serviços e produtos ancilares passíveis de contratação devem ser especificados pelo ONS e encaminhados para validação pelo MME (considerando, inclusive a realização de nova Consulta Pública) e posterior regulamentação por meio de Decreto, Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, finalmente, adequação dos Procedimentos de Rede; b. A quantidade de serviços ancilares a ser contratada deve ser definida pelo ONS com base em metodologia transparente e objetiva, que seja proposta pelo Operador e aprovada pelo MME, ouvida a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a sociedade, por meio de consulta pública; e c. A verificação e validação da efetiva prestação dos serviços ancilares deve ser realizada pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme a natureza do serviço prestado e os medidores disponíveis.
Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?	Primeiramente, é importante considerar a forte influência da expansão da geração, sobretudo por meio de fontes variáveis como a solar FV e eólica, na necessidade de prestação de serviços ancilares, principalmente relacionados ao balanço de carga e geração e frequência da rede. Assim, é importante discutir o planejamento

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	da expansão de geração de energia elétrica, pois tal expansão deverá prever também os serviços ancilares necessários para confiabilidade e estabilidade da rede elétrica, bem como o seu volume. No passado, com a contratação majoritária de energia elétrica 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 de fontes renováveis. Neste contexto, é 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. Apesar de conceitualmente a questão admitir um equacionamento relativamente simples, quando transposta para o equacionamento matemático dos problemas de otimização e implementação dos modelos computacionais, ela requer um detalhamento bastante desafiador. Esta primeira resposta, que fica restrita aos aspectos conceituais, subdivide a questão original em duas: 2.1) Como internalizar os serviços ancilares nos modelos de otimização da operação energética e da expansão do sistema; e 2.2) Como integrar os modelos de operação energética e expansão do sistema, que já contemplem os serviços ancilares individualmente. A questão 2.1 endereça o desafio de co-otimizar o planejamento da operação, a programação da operação e o despacho de energia em concomitância com os serviços ancilares. A questão 2.2 busca a co-otimização no âmbito do planejamento da expansão. Os modelos Newave (planejamento da operação) e Decomp (programação da operação) não contemplam os serviços ancilares nas formulações atuais. O modelo Dessem (despacho horário) apenas contempla restrições de reserva de potência, pré-especificadas e pré-alocadas, ou seja, o despacho de energia é realizado

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	respeitando uma reserva agregada de potência pré-especificada distribuída entre unidades geradoras pré-selecionadas. Por conseguinte, não se trata propriamente dito de uma co-otimização. O modelo MDI (planejamento da expansão) seleciona os recursos candidatos à expansão otimizando simultaneamente a alocação de energia em três patamares de carga, e de uma reserva agregada de potência concentrada na ponta. Sendo assim, e tendo em atenção o encadeamento temporal destes modelos, seria necessário em primeiro lugar expandir a formulação do MDI de forma a considerar os serviços ancilares regulados e seus respectivos requisitos. A seguir o Newave deveria ser modificado para endogenizar os requisitos de serviços ancilares de forma compatível com o MDI. De forma análoga, o Decomp seria expandido para endogenizar os requisitos de serviços ancilares de forma compatível com o Newave. O mesmo ainda seria feito com o Dessem, que seria expandido para endogenizar os requisitos de serviços ancilares compatível com o Decomp. A visão conceitual é relativamente simples. Porém, todos estes modelos demandam grande esforço computacional, além de terem sido concebidos e codificados em épocas distintas, com “estilos” e linguagens computacionais dispares. Tudo isto pode tornar impraticável a construção de uma suíte a partir da integração destes modelos. O que poderia ensejar a materialização da almejada suíte de modelos computacionais livres e abertos para operação do sistema e do mercado de energia ampliado com a integração dos serviços ancilares. Abaixo elenca-se algumas recomendações relacionadas ao processo de integração do planejamento da expansão como o planejamento de operação: Abertura de grupos de trabalho setoriais visando o aumento da assertividade do modelo: 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 FV,

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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. 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. 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. 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. Entretanto, dada complexidade de tais simulações, se fazem necessários debates mais aprofundados sobre como aumentar a assertividade deste modelo. Criação de grupos de acompanhamento específicos com o ONS, para aprimoramento dos modelos e verificação de sua efetividade: É importante que o ONS tenha um papel mais ativo no planejamento da EPE. Não só apoiando com <i>inputs</i> da operação e necessidade, mas também apoiando na revisão dos modelos, para compatibilização entre os modelos de longo e de curto prazo.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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. 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. Aumento da granularidade temporal das simulações, preferencialmente para um horizonte horário: 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. 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 fontes em locais com maior disponibilidade de recursos, como o Nordeste do Brasil, por exemplo. Introdução de modelos mais detalhados para fontes renováveis variáveis, em especial a solar FV e eólica: 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 Simulador a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIHI) para as hidrelétricas, mesmo sendo necessárias novas reflexões sobre as séries hidrológicas utilizadas.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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. 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. 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 continuem a contemplar cada vez mais detalhes para aumentar a confiabilidade e assertividade dos modelos. 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.
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?	Atualmente, nos termos da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, somente o serviço ancilar de controle primário de frequência é realizado de forma compulsória e sem remuneração específica. O serviço, todavia, não é gratuito, sendo seu valor contido, de forma implícita, no preço da energia elétrica comercializada ou da reserva de capacidade de potência disponibilizada. Sendo assim, considerando a dificuldade de segregação do preço e identificação da remuneração adequada do serviço de controle primário de frequência, o mesmo deve continuar sendo prestado de forma compulsória e gratuita.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	Ademais, destaca-se que muito embora o serviço ancilar de reserva operativa não seja tipificado na Resolução Normativa nº 1.030, ele tem também sido prestado por hidrelétricas de forma compulsória e gratuita, havendo remuneração apenas para o serviço de despacho complementar para manutenção de reserva operativa prestado pelas termelétricas. Assim, é importante que o serviço de reserva operativa seja tipificado para todas as fontes e recursos energéticos (inclusive de armazenamento e resposta da demanda) e adequadamente remunerado. Os demais serviços ancilares podem (e devem) ser contratados em regime de preço por meio de mecanismos concorrenciais. A capacidade de prestação de controle primário de frequência deve ser demonstrada tecnicamente, comprovada por meio da implantação dos equipamentos e dispositivos necessários, especialmente no caso de geração de fontes renováveis variáveis, como eólicas e solar fotovoltaica, e fiscalizada pela ANEEL. Para tanto, deve haver a tipificação de infração de inadequação na prestação do serviço ancilar de controle primário de frequência na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019.
Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais: a) Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?	Considerando que os empreendimentos de geração, os Battery Energy Storage Systems (BESS) e outros recursos energéticos devem ser viabilizados prioritariamente por meio dos mercados de energia (Ambiente de Contratação Regulada – ACR, Ambiente de Contratação Livre – ACL e Energia de Reserva) e de reserva de capacidade de potência, de que trata a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, os serviços ancilares de i) controle secundário de frequência, ii) suporte de reativos, iii) reserva operativa (a ser tipificado), e iv) despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa, e iv) resposta da demanda, podem ser contratados em leilões de curto prazo (leilões semanais e diários), a exemplo do que já ocorre com o programa brasileiro de resposta da demanda e nos modelos de contratação adotado pela PJM e pela Alemanha. Segundo o Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations (PJM, 2022), a PJM opera o Ancillary Services Optimizer (ASO) para otimizar o despacho conjunto de energia, reservas e regulação, o que está de certo modo alinhado com a proposta de co-otimização operacional buscada pelo MME.

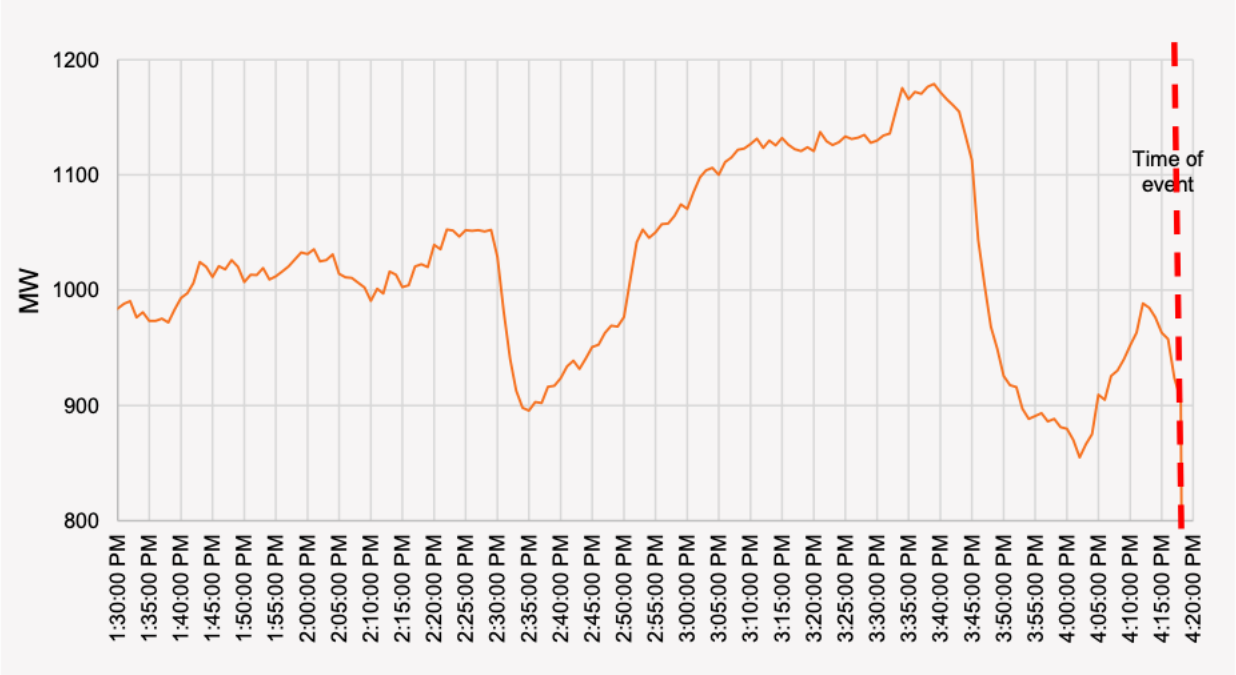
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	O ASO é executado com antecedência de uma hora em relação despacho em tempo real, e validado com antecedência de 30 minutos. O mercado de reserva procura recursos baseados em ofertas até atender os requisitos dos Serviços de Reservas: • A reserva sincronizada (Synchronized Reserve Service) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas capazes de responder em 10 minutos ou menos. • A reserva primária (Primary Reserve Service) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas ou não capazes de responder em 10 minutos ou menos. • A reserva de 30 minutos (30-Minute Reserve Service) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas ou não, capazes de responder em 30 minutos ou menos. Como ilustrado na Figura 1, as reservas são procuradas em dois mercados: day-ahead e em tempo real. Ademais, energia e reservas são co-otimizadas nestes dois mercados. Figura 1: Mercados de serviços de reserva da PJM

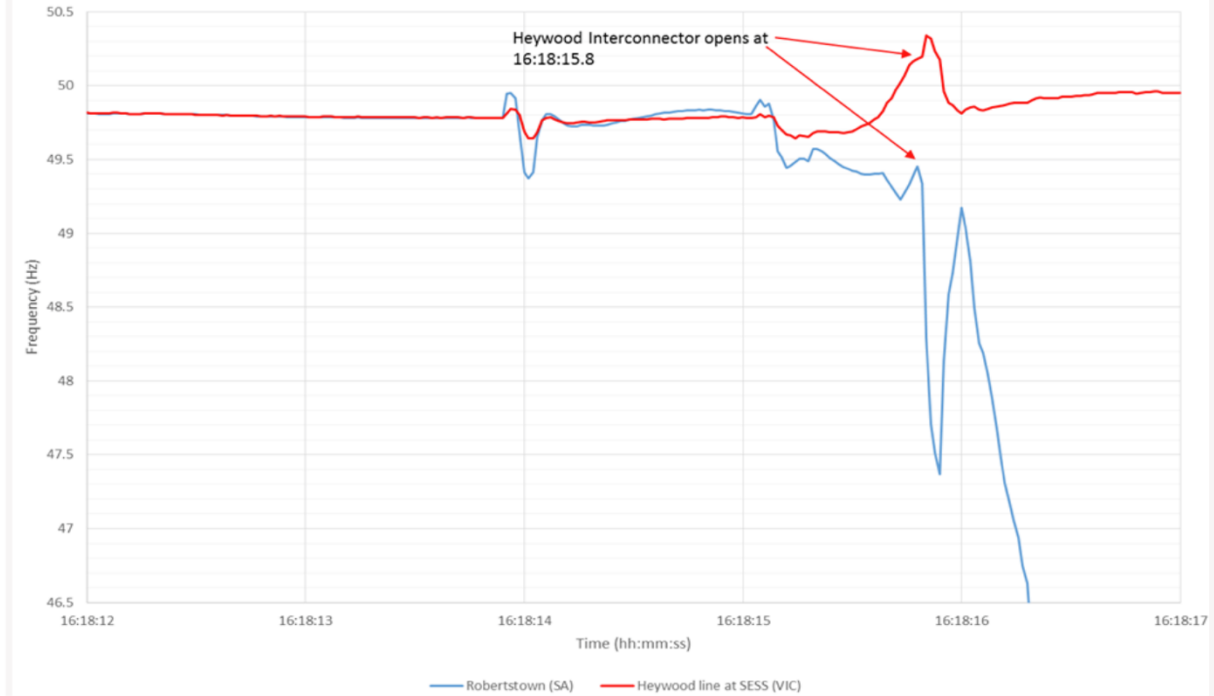
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	 Fonte: (PJM, 2022) Na PJM, recursos de geração, armazenamento e resposta à demanda são elegíveis, em geral, para suprir reserva sincronizada, não-sincronizada e secundária, exceto aqueles: com medição além da fronteira da PJM; ofertados exclusivamente para emergência; nuclear, eólica e fotovoltaica, a menos que sejam aprovadas e requisitadas. O sistema elétrico alemão é gerenciado por quatro Operadores do Sistema de Transmissão em regime de auto despacho. Os produtos dos serviços ancilares podem ser solicitados tanto dos recursos operacionais do operador quanto dos usuários da rede. Os controles de frequência primário e secundário são contratados por meio de leilão desde 2007. Os operadores obtêm os recursos através de leilões e coordenam a utilização deles entre si e entre outros operadores de países vizinhos. Os provedores de serviços de controle de frequência, atualmente, são usinas convencionais, cargas flexíveis e grupos de balanceadores de energia, à exemplo de agregadores de recursos energéticos distribuídos (REDs) e sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS).

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	Os recursos de controle primário são procurados em leilão semanais com lances mínimos de 5 MW adquiridos em blocos de 4 horas. O leilão semanal restringe a participação de vários recursos energéticos distribuídos (REDs), porque é adquirido com muita antecedência com relação ao tempo real, e a maioria dos REDs ainda não podem se comprometer a fornecer uma capacidade tão distante do tempo real. A remuneração é baseada no método Pay-as-Bid tanto para disponibilidade de capacidade (€/MW) quanto para energia (€/MWh), com preços negativos sendo permitidos e tendo sido introduzidos em 2009. Os serviços de controle primário de frequência são oferecidos de forma assimétrica, ou seja, há diferenciação entre aumentar e diminuir a frequência do sistema. 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. Com o planejamento mais assertivo e alinhado com a operação em tempo real do sistema, pode ser possível inclusive a especificação de serviços, 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. Os recursos de controle secundário são procurados em leilão diários com lances mínimos de 5 MW adquiridos em blocos de 4 horas. Assim como no controle primário, a remuneração também é feita usando o método Pay-as-Bid tanto por disponibilidade de capacidade (€/MW) quanto para energia (€/MWh), de forma assimétrica e com preços negativos sendo permitidos. A reserva de contingência é adquirida em leilão diários com lances mínimos de 1 MW e é adquirido na área conjunta da Alemanha, Áustria, Suíça, Países Baixos, França e Bélgica. Na Alemanha, a reserva de contingência apresenta um conjunto de graus de liberdade para permitir melhor exploração, em particular do armazenamento de energia e outras unidades com conteúdo de energia limitados. Esses graus incluem a

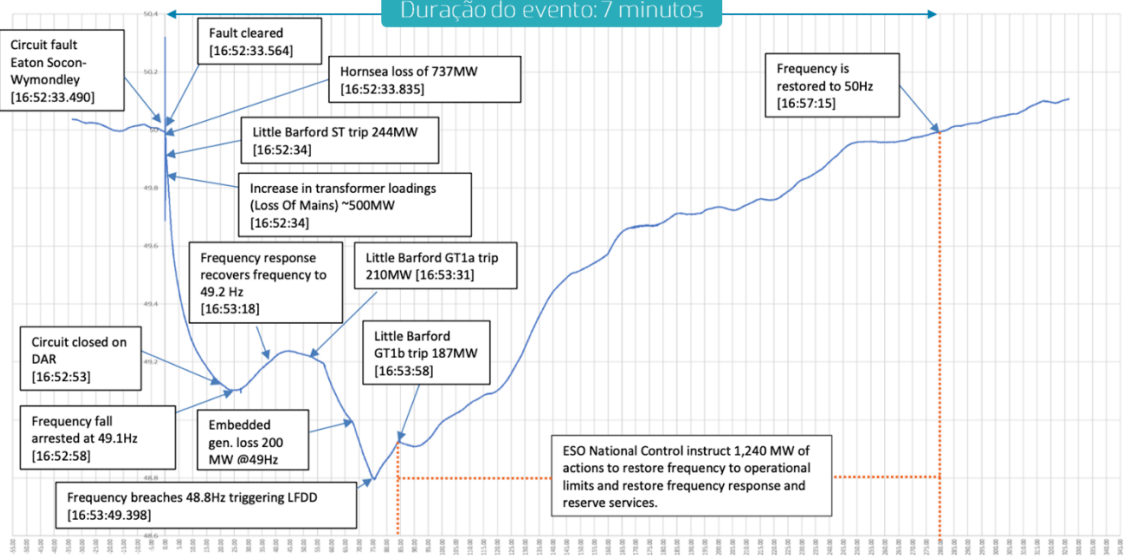
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	possibilidade de sobre ou subregulação, possibilidade de explorar a “banda morta” de frequência, e a possibilidade de sobrepor um ponto de operação de potência constante estabelecido pelo regulador. Por outro lado, os serviços ancilares relacionados com eventos emergenciais, como o serviço de (i) autorrestabelecimento e (ii) de sistema especial de proteção, todavia, devido à baixa probabilidade de uso e a necessidade de remuneração de capital, devem ser contratados por meio de leilões de longo prazo.
Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais: b) Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?	Não há necessidade de alteração da regra de rateio e de cobertura dos custos com serviços ancilares.
Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais: c) Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?	Mecanismos concorrenciais permitiram uma maior competitividade entre os custos de prestação. Bem como, desde que o planejamento esteja alinhado com as necessidades do sistema, garantir maior segurança de que o serviço necessário estará disponível para o ONS, podendo inclusive estipular multas contratuais em caso de não cumprimento. A principal motivação para a revisão do mercado de serviços ancilares decorre do aumento da penetração de geração a partir de fontes renováveis variáveis no sistema elétrico e da diminuição relativa da capacidade de regularização da geração hidrelétrica agravada por cenários de mudança climática, uso múltiplo de águas e restrições ambientais que elevam a demanda do sistema por recursos de flexibilidade e reserva de capacidade. Nesse sentido, a utilização de mecanismos concorrências trariam os seguintes benefícios: a. Adequação da disponibilidade de recursos energéticos para a operação do sistema em situações de contingências e de escassez hídrica; b. Seleção custo-efetiva e eficiente dos recursos energéticos disponibilizados (otimização da matriz elétrica);

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	c. Redução do custo final de operação do sistema por meio da co-otimização do despacho energético e dos serviços ancilares e da participação de fontes renováveis variáveis e resposta da demanda no mercado de serviços ancilares (especialmente nos leilões de curto prazo); d. Geração de sinais econômicos críveis para a elevação da potência instalada de hidrelétricas existentes; e. Geração de sinais econômicos adequados (remuneração variável e penalidades contratuais) para a efetiva prestação dos serviços ancilares.
Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?	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 microgeração e minigeração distribuída (MMGD) que além de ser não programáveis também têm prioridade de despacho. Como exemplos de violação de parâmetros de estabilidade e segurança operacional podem-se 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 elétrica, afetando muitos consumidores. Às 16h18 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 50MW de geração fotovoltaica, 833 MW de geração eólica, 330 MW provenientes de usinas térmicas a gás natural e 613 MW de importações provenientes do estado vizinho de Victoria. 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.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	 <i>Fonte: Australian Energy Market Operator.</i> 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.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	 Fonte: Australian Energy Market Operator. No seu relatório de análise do evento, o <i>Australian Energy Market Operator</i> (AEMO) concluiu que a variabilidade 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 variabilidade, tais como mecanismos de autoproteção das turbinas contra rajadas de ventos.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	Segundo o AEMO as turbinas eólicas instaladas na região possuem uma proteção, chamada de <i>'ride-through'</i> permitindo manter a produção em momentos 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 <i>'ride-through'</i>. Outras toleram um certo número desses eventos (tipicamente 6 eventos), mas se desligam automaticamente após registrar o número máximo e permanecem no modo <i>'off'</i>. Com base nas suas simulações, o AEMO concluiu que sem os distúrbios de tensão e a ativação do modo <i>'ride-through'</i> das turbinas eólicas, o colapso da rede elétrica de South Australia não teria acontecido. 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 <i>Little Barford</i> (244 MW UTE). Segundos depois, sistemas de armazenamento de energia elétrica (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 <i>ESO National Control</i> 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:

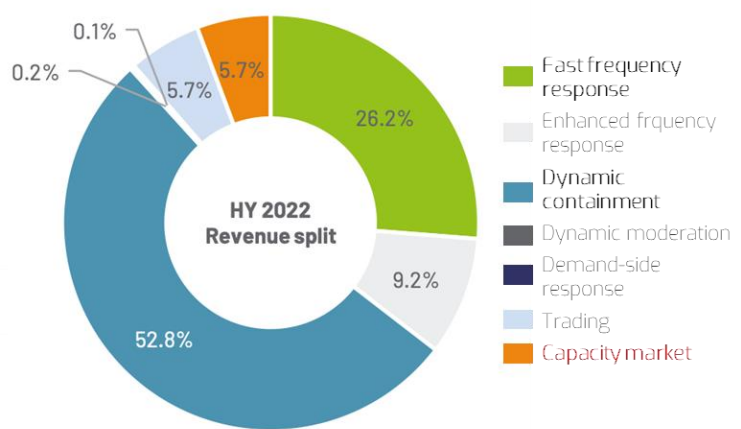
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	 Duração do evento: 7 minutos Key Events: - Circuit fault Eaton Socon-Wymondley [16:52:33.490] - Fault cleared [16:52:33.564] - Hornsea loss of 737MW [16:52:33.835] - Little Barford ST trip 244MW [16:52:34] - Increase in transformer loadings (Loss Of Mains) ~500MW [16:52:34] - Frequency response recovers frequency to 49.2 Hz [16:53:18] - Little Barford GT1a trip 210MW [16:53:31] - Little Barford GT1b trip 187MW [16:53:58] - Frequency is restored to 50Hz [16:57:15] - Circuit closed on DAR [16:52:53] - Frequency fall arrested at 49.1Hz [16:52:58] - Embedded gen. loss 200 MW @49Hz - Frequency breaches 48.8Hz triggering LFDD [16:53:49.398] - ESO National Control instruct 1,240 MW of actions to restore frequency to operational limits and restore frequency response and reserve services. <i>Fonte: Ofgem, Current News.</i> Pode-se concluir que o crescimento de fontes renováveis variáveis, junto com a MMGD 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. Em nosso ponto de vista, exceto pelo serviço de controle primário de frequência, não deve haver prestação compulsória de serviços ancilares. A avaliação crítica dos riscos operacionais deve ser realizada para a

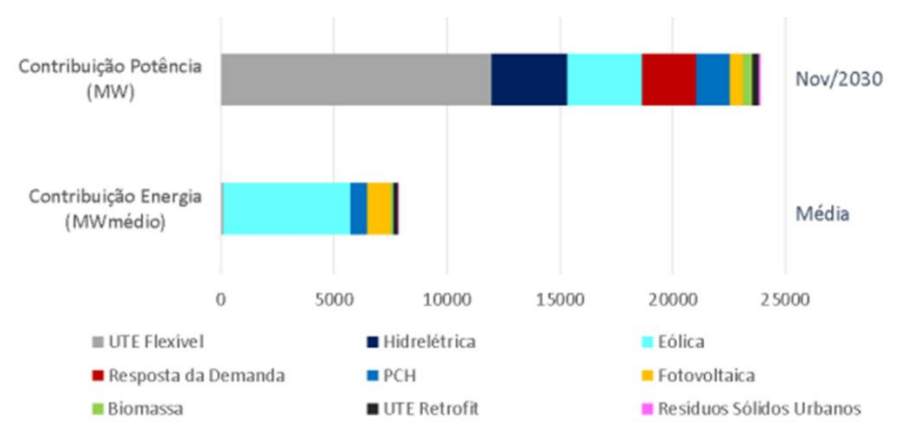
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	definição da demanda por cada serviço ancilar e para a definição de sua forma de contratação: seja contratos de curto prazo em leilões semanais e diários ou contratos de longo prazo em leilões anuais. Nesse sentido, os serviços que podem ser prestados por recursos energéticos existentes ou viabilizados por contratos de energia e de reserva de capacidade de potência e cuja demanda depende de eventos sazonais e fortuitos (como controle secundário de frequência, suporte de reativos, reserva operativa, despacho complementar para manutenção de reserva operativa) podem ser contratados no curto prazo, quando o risco de arrependimento será menor. Por outro lado, serviços que dependam de uma estrutura dedicada (como autorrestabelecimento e serviço especial de proteção) devem ser contratados no longo prazo.
Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?	Atualmente, a adequabilidade de recursos é assegurada pela sobre-contratação do ACR e pela contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade de potência. Com a consolidação do processo de abertura do ACL a adequabilidade do sistema dependerá unicamente da contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade, processo que atualmente não é capaz de precificar adequadamente os requisitos de flexibilidade do sistema e, portanto, deve conduzir a uma matriz elétrica desotimizada e a custos de operação mais elevados do que o necessário. 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. 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. 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.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	Como os ativos renováveis são comumente remunerados por meio de contratos por quantidade, entregando um montante inferior de energia elétrica ativa à 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. 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/MVArh, valor que representa cerca de 87% a menos se comparada à remuneração por energia ativa. 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. Assim, com uma maior necessidade de prestação de serviços ancilares, será necessária uma maior remuneração destes serviços, como forma de sinal econômico ao mercado. 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 elétrica 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.
Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor	Nenhuma das fontes energéticas disponíveis para a expansão da oferta futura no Brasil (eólicas, solar fotovoltaica, termelétricas a gás natural, biomassa e BESS) são capazes de atender a todos os requisitos de

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?	regulação de frequência e tensão flexibilidade, reserva operativa e reserva de capacidade do sistema elétrico de forma eficiente e com custos econômicos e ambientais adequados. Sendo assim, os requisitos sistêmicos de regulação de frequência e tensão, flexibilidade, reserva operativa e reserva de capacidade, devem ser traduzidos em produtos com especificações contratuais para a forma de prestação de serviço (atuação como gerador ou carga), para o tempo de resposta (rampa de subida e de saída), para o tempo mínimo nas condições de ligado e desligado, e para o tempo máximo (autonomia) na prestação do serviço. Ademais, embora se deseje neutralidade tecnológica e que os produtos atendam efetivamente as necessidades sistêmicas, é importante que eles sejam factíveis e que existam produtos especificados (ainda que não sejam frequentemente demandados) que possam ser prestados por todas as fontes energéticas, por BESS e outros recursos de armazenamento e por resposta da demanda
Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?	Por definição, os requisitos de flexibilidade são assegurados pela existência de uma reserva de potência previamente sincronizada ou de muito rápida resposta. 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. 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. 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

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	sua característica de uso, predominantemente para despacho no período seco, dada matriz majoritariamente hidrelétrica no Brasil. Ainda, no Brasil, atualmente, o atendimento ao recurso de flexibilidade é prestado compulsória e gratuitamente pelas hidrelétricas e, em cenários de escassez hídrica ou de muita elevada geração renovável variável, é assegurado pelo despacho termelétrico para complementação da reserva operativa a um ônus equivalente a 130% do Custo Variável Unitário (CVU) ordinário da geradora somado as despesas com unit commitment (rampas e tempo mínimo na condição de ligado). Tal situação não é a ideal, pois as termelétricas utilizadas na prestação do serviço não foram especificadas para prestação de reserva de potência e possuem restrições inadequadas (tempos muitos longos) de unit commitment. Já no 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:

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	 Fonte: Gresham House. Haveria ganho social relevante se a contratação de flexibilidade pudesse ser realizada de forma mais estruturada, por meio de leilões de reserva de capacidade (para assegurar a adequada remuneração do investimento) e em leilões de curto prazo pra prestação do serviço de reserva operativa com base em produtos de muito rápida resposta (milissegundos) e curta autonomia (3 ou 4 horas) e produtos de resposta rápida (10 minutos) e longa autonomia (24 horas ou mais), de modo que haja um portfólio de soluções adequado para todas as situações operativas e se assegure a eficiência sistêmica.
É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?	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

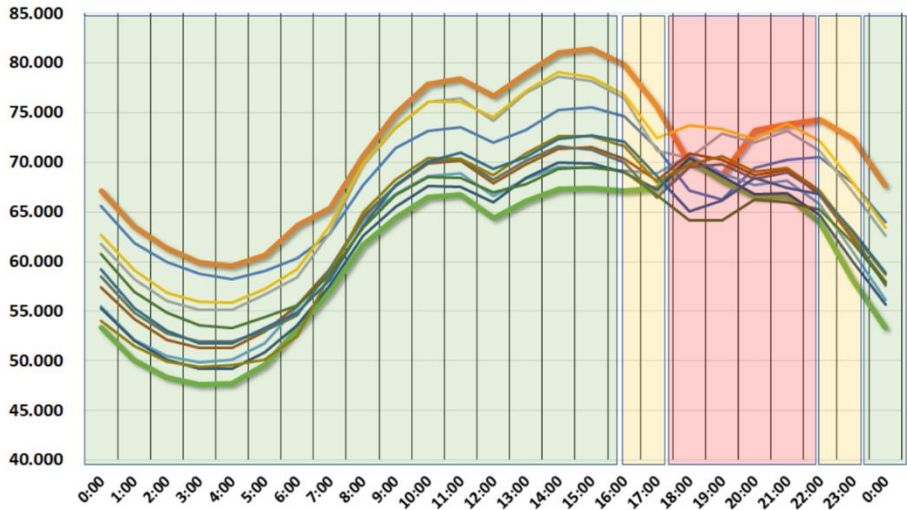
PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	de 2,4 GW neste mesmo período, bem como de capacidade proveniente de outros empreendimentos de geração e que também trazem benefício ao produto potência.  Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Entretanto, a depender da necessidade de serviços necessários, outros ativos podem ter papel complementar na prestação de serviços de flexibilidade ao sistema, ou inclusive substituir fontes termoelétricas na prestação deste serviço. 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 requisitos de flexibilidade e reserva de capacidade, como para a prestação de serviços ancilares. A título de exemplo, a tabela a 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

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR																											
	de energia elétrica por baterias (BESS) vem preenchendo um papel importante, especialmente para serviços de controle de frequência. <table><tr><th>Segmento de mercado</th><th>Tipo de serviço</th><th>Descrição</th><th>Estimativa de volume</th><th>Principais tecnologias</th></tr><tr><td>Serviços de resposta de frequência</td><td>Firm frequency response – dynamic (FFR dynamic)</td><td>FFR é o fornecimento firme de resposta dinâmica ou estática a mudanças na frequência, quando ocorrem grandes variações de frequência no sistema;</td><td>≈ 1.050 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)</td><td>Principalmente BESS</td></tr><tr><td></td><td>Dynamic containment (DC)</td><td>A Contenção Dinâmica (DC) é um serviço pós-falha de ação rápida para conter a frequência dentro da faixa legal de +/-0,5Hz;</td><td>≈ 500 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)</td><td>Exclusivamente BESS</td></tr><tr><td>Serviços de segurança</td><td>Black Start</td><td>Restabelecer a energia em caso de falha parcial ou total da rede;</td><td>Volume limitado</td><td>Geradores térmicos BESS</td></tr><tr><td rowspan="2">Mercado de capacidade</td><td>Capacity T-4</td><td rowspan="2">O Mercado de Capacidade é um serviço que garante a segurança aberta do fornecimento de eletricidade, fornecendo um pagamento por fontes confiáveis de capacidade</td><td>40.819 MW (2020, contratos de longo prazo)</td><td rowspan="2">Mercado dominado por geradores termoeletricos, primeiras contratações de sistemas de armazenamento</td></tr><tr><td>Capacity T-1</td><td>2.262 MW (2020, contratos de longo prazo)</td></tr></table> Fonte: DNV.	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 termoeletricos, primeiras contratações de sistemas de armazenamento	Capacity T-1	2.262 MW (2020, contratos de longo prazo)
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 termoeletricos, primeiras contratações de sistemas de armazenamento																								
	Capacity T-1		2.262 MW (2020, contratos de longo prazo)																									

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	Na Austrália, BESS com capacidade cumulativa de 2,6 GWh (março 2022) foram contratados para prestar os seguintes serviços: PRINCIPAIS FONTES DE RECEITA PARA PROJETOS DE ARMAZENAMENTO DE GRANDE PORTE Frequency Control Ancillary Services (FCAS) - 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; WEM (wholesale electricity market) - 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; Reserva de capacidade - 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; <i>Fonte: Newcharge.</i> <i>* Southwest interconected system (SWIS).</i> 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):

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR																																																																							
	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 <i>hot-standby</i>, na qual os componentes críticos da máquina são mantidos em temperaturas acima de 60°C. Em condições de <i>cold-standby</i>, 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. <table><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><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></table> Fonte: Zhu, Bolzoni et al., <i>Impact of Energy Storage Systems Response on Enhanced Frequency Response Services</i>, The University of Manchester, 2019.	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																																																													

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	• Flexibilidade operacional: no caso dos geradores termoeletricos, 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 consequentemente, 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 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; • 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; e • 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 foi de 12 meses.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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 13h00 e 16h00; e um terceiro pico entre 20h00 e 23h00. 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.  <i>Fonte: ilumina.org.br.</i>

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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 imprevisos, como picos de carga, indisponibilidade de ativos de geração ou transmissão e eventos meteorológicos adversos. Também, é importante se levar em consideração que, quando forem despachadas, estas usinas termelétricas terão um custo variável unitário (CVU) 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. 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. 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 (GEE). 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. 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.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	A fonte solar FV associada a sistemas de armazenamento de energia elétrica oferecem uma solução muito mais rápida, com grande flexibilidade operacional e sem restrições locacionais.
Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?	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, <i>black-start</i> etc.
Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?	Conforme a metodologia adotada pelo ONS, os serviços ancilares contratados atualmente podem ser classificados da seguinte forma: • Controle primário e secundário de frequência; • Controle de tensão (suporte de reativos, regulação de tensão); e • Serviços emergenciais (SEP, auto-reestabelecimento). 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: 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 utilizados em usinas fotovoltaicas e eólicas e sistemas de MMGD, que diferem 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

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	‘íngreme’ a rampa do horário ponta noturno e fazendo necessário o despacho maciço de outras fontes. Principalmente no período seco, com 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; 3) Reserva de capacidade sazonal: durante o período seco poderão acontecer situações 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; 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; 5) Regime especial de proteção e de reestabelecimento de rede: trata-se dos serviços já definidos pela atual metodologia do ONS.
A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?	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.

PERGUNTA MME	RESPOSTA ABSOLAR
	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. Ainda, o sinal de preço de escassez em mercados intensivos em capital, para empreendimentos que demandam tempo considerável de planejamento e de investimento antes de sua entrada em operação comercial, traz riscos elevados de sub-investimento e, portanto, de blackouts. Assim, a viabilização de novos investimentos de flexibilidade deve ser alcançada por meio dos leilões de reserva de capacidade de potência. O mercado de curto prazo para os serviços de flexibilidade, todavia, é fundamental para reduzir o custo da contratação da reserva de capacidade ao prover uma fonte de receita adicional.