

Comentários da StorSystems – Energy Storage Portugal, S.A. à Consulta Pública 127 da ERSE – Revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

1. Introdução à StorSystems

A StorSystems – Energy Storage Portugal, S.A. (“**StorSystems**”) tem como objetivo tornar-se líder no desenvolvimento de sistemas de armazenamento em baterias para armazenamento de energia renovável em Portugal, reunindo como acionistas fundadores, a líder no Reino Unido nesta área, Adaptogen Capital, através da sua participada MVA Iberia Ltd, a Capwatt, empresa portuguesa de energia renovável do universo empresarial Sonae, a Teak Capital, Family Office da família Moreira da Silva, e a Tangor Capital, Family Office da família Silva Domingues.

Com a aceleração do desenvolvimento das energias renováveis, a StorSystems acredita que existe uma urgência crescente em desenvolver e construir grandes ativos de armazenamento de baterias em Portugal. Estes ativos são necessários para estabilizar a tensão e a frequência da rede de energia, bem como para apoiar os ativos de armazenamento hidroelétrico existentes em Portugal na transferência do excesso de energia renovável para satisfazer as necessidades de picos de procura.

A StorSystems tem como objetivo o desenvolvimento de um portfólio de sistemas de armazenamento de energia de baterias ligadas em alta tensão em Portugal até 2030, apoiado por um investimento de 200 a 300 milhões de euros. Estes projetos serão ligados em pontos nodais chave do sistema português e fornecerão uma combinação de serviços de equilíbrio de estabilidade da rede, bem como de transferência de carga de energia renovável para permitir que o sistema energético português avance para um futuro totalmente descarbonizado. A StorSystems tem um profundo conhecimento técnico e comercial do papel vital que estes grandes ativos de infraestrutura energética irão desempenhar para permitir um mercado de energia descarbonizado. Tem ainda como objetivo operar de acordo com os mais elevados padrões de governação, com um profundo envolvimento com todas as partes interessadas a nível regulamentar, municipal e ambiental.

2. Resposta à Consulta Pública

O mercado de largura de banda refere-se ao mercado onde as reservas de potência são contratadas para garantir que o sistema elétrico possa responder a variações no consumo e na produção de eletricidade, mantendo a estabilidade da rede.

As reservas de potência são essenciais para garantir a estabilidade da rede elétrica, especialmente com o aumento da participação das fontes de energia renovável, que são mais variáveis e menos previsíveis do que as fontes não renováveis.

Assim, para garantir a estabilidade da rede, os operadores utilizam diferentes tipos de reservas de energia para corrigir as variações da oferta e da procura. A banda de regulação é a quantidade de energia que um fornecedor de serviços (como uma central elétrica ou um sistema de armazenamento de baterias) se compromete a disponibilizar para aumentar ou diminuir a produção de energia sempre que necessário para equilibrar a rede elétrica.

O sistema elétrico deve permanecer equilibrado – a produção e o consumo devem ser iguais em todos os momentos. Se existir um desvio, podem surgir flutuações de frequência na rede, o que pode causar falhas no fornecimento de eletricidade.

Os serviços de sistema são parte integrante dos mercados de eletricidade e caracterizam-se como o mercado responsável pela segurança do sistema elétrico, tendo como objetivo assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia em tempo real, mantendo continuamente a estabilidade do sistema elétrico.

A StorSystems acolhe positivamente a introdução de um produto competitivo de balanceamento aFFR no sistema elétrico português. Os mercados aFFR competitivos existem noutros mercados de energia europeus e americanos desde os anos 90, com um forte historial de reforço da estabilidade da rede a custos mínimos para os consumidores. Para além de fornecerem sinais de curto prazo para uma utilização mais eficiente da produção disponível, estes mercados também têm sido fundamentais para incentivar o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS). Nos mercados da Grã-Bretanha (GB) e ERCOT (Texas), os BESS forneceram bem mais de 50% do controlo de frequência secundário em 2024. Como resultado, os preços de compensação para o produto de contenção dinâmica (equivalente a aFFR) na Grã-Bretanha, onde a implantação de BESS é maior do que nos seus pares europeus, são significativamente mais baixos do que nos mercados vizinhos na Europa, oferecendo assim poupanças significativas ao operador do sistema e aos consumidores.

A StorSystems também apoia fortemente os requisitos estabelecidos na Secção 2.7 da "Revisão Do Manual De Procedimentos Da Gestão Global Do Sistema" ("MPGSS"), que exigem que as instalações de armazenamento enviem continuamente informações sobre a duração em que podem injetar sua potência nominal. A recolha destas informações sobre o Estado de Carga será fundamental para garantir que o Operador da Rede de Transporte (REN) tenha os dados necessários para despachar de forma eficiente as unidades de armazenamento de energia em baterias ("BESS") para serviços do sistema. A falta de uma infraestrutura de recolha de dados deste tipo na Grã-Bretanha conduziu a um problema persistente de o operador da rede em ignorar as unidades BESS na ordem de mérito devido à falta de visibilidade das capacidades de injeção ou retirada a prazo. Isto impediu que os BESS competissem com a produção de combustíveis fósseis para fornecer soluções mais baratas e com menor emissão de carbono para as necessidades de equilíbrio do sistema. Desta forma, é crucial que a REN priorize a recolha destes dados para dar confiança aos investidores de que os seus ativos de armazenamento serão despachados de forma competitiva em termos de preço, além de minimizar os custos para os consumidores. Também é importante que tanto os consumidores domésticos quanto a indústria saibam que o operador do sistema está a cumprir, de forma adequada, a sua obrigação de minimizar os custos de equilíbrio e não programar rotineiramente recursos fora da ordem de mérito.

A StorSystems tem várias preocupações significativas com a Secção 2.7, itens 58 (d) e 59 a 63 do MPGSS, no que diz respeito à utilização destes dados de Estado de Carga fora das atividades de equilíbrio de rotina. A cláusula sugere que o operador do sistema pode usar essas informações para obrigar as unidades de armazenamento a desviar-se do seu programa PDBF em resposta a emergências não planeadas no sistema elétrico. As nossas preocupações são de três tipos.

Em primeiro lugar, não se especifica se as unidades de armazenamento serão compensadas pela perda de receitas de compensação ou de receitas do mercado grossista decorrentes de uma instrução não planeada.

Em segundo lugar, não é claro se as unidades BESS serão penalizadas por futuros desvios das programações PDBF na sequência de tais instruções. Este aspeto é crítico, uma vez que uma unidade BESS pode ser forçada a carregar após uma instrução não planeada para cumprir as suas programações PDBF mais tarde nesse dia. O processo de recarga pode impor custos significativos à unidade BESS, pelos quais esta deverá ser remunerada.

Se uma instrução não planeada for dada perto de um período de liquidação em que o BESS é programado para injetar, a unidade pode não ser capaz de recarregar a tempo e pode enfrentar penalidades de desvio por não entrega. A nossa opinião é que essas penalizações por desvio devem ser totalmente remuneradas, para evitar a imposição injusta de custos às baterias por responderem a instruções urgentes do sistema.

A StorSystems propõe, por conseguinte, que seja criado um mecanismo claro e coerente para remunerar integralmente as unidades BESS pelos três custos acima referidos. A valorização destas mobilizações ao preço marginal no mercado diário durante o período de instrução (como sugerido no ponto 11) é altamente problemática, uma vez que não tem em conta nenhum dos custos acima referidos. Além disso, dada a crescente ocorrência de períodos de preços baixos e negativos, essas mobilizações poderiam levar as unidades de armazenamento a incorrer em perdas operacionais significativas, apesar de fornecerem um serviço valioso para o operador do sistema. Estas regras restringiriam severamente a capacidade das unidades BESS de ajudar a equilibrar o sistema no dia a dia e prejudicariam o investimento para estes ativos.

Além disso, o ROR (Regulamento de Operação das Redes) estipula que o mecanismo de controlo de injeção deve seguir critérios de imparcialidade e igualdade no tratamento das diversas unidades físicas, em relação à sua responsabilidade no equilíbrio do sistema elétrico.

A ERSE aceitou a proposta do GGS para os critérios de seleção de unidades físicas não habilitadas, que estabelecem a seguinte ordem de prioridade:

- (i) Unidades físicas não-habilitadas em desvio por excesso, face à repartição do programa comunicada ao GGS. Estas unidades físicas estão a injetar mais energia na rede do que a correspondente ao seu programa, sendo contribuintes claras para o desvio do sistema.
- (ii) Unidades físicas sujeitas a obrigação de oferta de energia de regulação a baixar (p.e. a potência de reequipamento), mas que não tenham feito ofertas nos respetivos mercados de regulação (RR e mFRR). Estas unidades físicas têm uma obrigação que advém da própria licença de colocar ofertas para baixar nos mercados de balanço. Ao incumprir essa obrigação, justifica-se que sejam consideradas prioritariamente na mobilização pelo GGS.
- (iii) Outras unidades físicas não habilitadas, de acordo com um rateio da potência injetada na rede. O método de rateio assegura a contribuição proporcional das várias unidades físicas.

O MPGSS também considera a possibilidade de o GGS estabelecer um limiar de relevância para a participação prioritária neste mecanismo. Este limiar destina-se a melhorar a eficácia e simplicidade do mecanismo, retirando do rateio as unidades de menor dimensão, cujo contributo acaba por ser menos relevante para o equilíbrio desejado.

Pelo que os critérios para a seleção de unidades físicas não habilitadas devem ser baseados no princípio da proporcionalidade, conforme estabelecido nas diretrizes da ERSE, garantindo que os desvios sejam feitos de acordo com critérios justos e não discriminatórios.

A StorSystems também acredita que é necessário mais clareza para garantir que as unidades BESS sejam tratadas de forma equitativa ao responder a emergências imprevistas no sistema. Por exemplo, desvios das programações de PDBF devem ser compensados pelas receitas perdidas, e as penalidades de desvio resultantes desses desvios devem ser totalmente remuneradas para evitar ónus financeiros injustos sobre as unidades BESS.

Existem vários outros pontos preocupantes na proposta de reforma que podem aumentar os custos para os consumidores portugueses e prejudicar o investimento em BESS. Na Secção 6.2.6 do MPGSS, afirma-se que as unidades habilitadas a prestar serviços do sistema de regulação ascendente e descendente devem apresentar

ofertas em ambas as dimensões. Esta cláusula é problemática, uma vez que pode levar a uma afetação ineficiente das reservas no sistema elétrico. Se existirem sinais exatos de preços para a capacidade de reserva positiva e negativa, as unidades BESS já serão incentivadas a oferecer capacidades de regulação positiva e negativa. Obrigar as BESS a fazer ofertas em ambas as direções é, portanto, desnecessário e pode, em certos casos, impor custos adicionais ao sistema.

Além disso, isto pode reduzir a flexibilidade e a capacidade de resposta das unidades BESS, uma vez que elas podem ficar restritas a cumprir obrigações rígidas de ofertas em vez de responder dinamicamente às condições do mercado. Uma abordagem mais eficiente permitiria que as unidades BESS oferecessem serviços com base nos sinais de preços em tempo real, sem a imposição desnecessária de requisitos de ofertas duplas.

A nova proposta de MGPSS também afirma que o serviço de Reserva de Contenção da Frequência (FCR) será obrigatório e não remunerado para todas as unidades tecnicamente capazes de fornecer o serviço (Procedimento 11, secção 2). A StorSystems opõe-se fortemente a esta disposição por várias razões.

O fornecimento de FCR impõe custos significativos às unidades BESS, e a remuneração pelo serviço tem sido uma força motriz por trás da implantação global de BESS. Com efeito, a remuneração deste serviço é necessária para minimizar os custos do sistema a curto e a longo prazo. Por exemplo, a obrigatoriedade de participação na FCR poderia forçar um operador de parque eólico a reduzir a sua produção em reação a um desvio positivo da frequência do sistema, quando uma unidade BESS poderia, em vez disso, carregar para corrigir esse desvio. Este último é um resultado muito mais eficiente, uma vez que o excesso de energia eólica limpa pode ser armazenado em vez de desperdiçado pelo facto de a central eólica estar sujeita a uma obrigação de FCR. Em termos mais gerais, permitir que os preços de compensação da FCR sejam fixados através de um leilão competitivo conduzirá a uma afetação mais eficiente das reservas no sistema, criando simultaneamente os sinais de preço de que os investidores necessitam para a implantação de BESS em Portugal. A experiência de outros mercados de eletricidade liberalizados sugere que a implantação de BESS conduz a preços de compensação de FCR significativamente mais baixos a longo prazo. De facto, os preços da regulação primária negativa na Grã-Bretanha são frequentemente negativos, o que significa que os consumidores beneficiam ativamente do concurso para este serviço.

Além disso, a cláusula contradiz a indicação fornecida no leilão de flexibilidade e armazenamento de agosto de 2025 – "RP-C21-i08 Flexibilidade de Rede e Armazenamento" –, conforme descrito no "ANEXO III: REQUISITOS TÉCNICOS PARA CUMPRIMENTO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO". Com efeito, foi estabelecido especificamente que o sistema de armazenamento deve garantir, uma vez que seja elegível para remuneração, a prestação de serviços de reserva primária ou serviços equivalentes, bem como serviços de controlo de tensão e potência reativa.

No entanto, a disposição obrigatória e não remunerada da FCR é inconsistente com estes compromissos anteriores de assegurar a remuneração de serviços como a contenção da frequência. Esta contradição pode minar a confiança dos investidores no quadro regulamentar e levar à relutância em investir na implantação de BESS em Portugal, uma vez que os investidores podem sentir falta de clareza e equidade no tratamento dos sistemas de armazenamento.

A StorSystems reconhece que está atualmente em curso um projeto-piloto FCR que envolve a REN. Espera-se que o resultado deste projeto venha a sublinhar o papel fundamental do BESS neste mercado. A StorSystems considera também que a remuneração por este serviço deve estar alinhada com as práticas de outros países europeus - como a Alemanha, França, Bélgica, Reino Unido, Dinamarca e Eslovénia - onde a participação do BESS nos mercados de FCR de reserva de contenção de frequência já é reconhecida e compensada.

O alinhamento com estas normas internacionais não só melhoraria a eficiência e a relação custo-benefício do sistema elétrico português, como também criaria os sinais de preço necessários para o futuro investimento em BESS em Portugal. Um quadro de remuneração claro e justo faria baixar os custos do sistema, apoiando simultaneamente a transição para um sistema energético mais flexível e sustentável.

A implementação bem-sucedida da plataforma PICASSO demonstrou que a otimização de reservas transfronteiriças pode reduzir os preços para os consumidores, enquanto fornece sinais de preços para os produtores oferecerem capacidade de reserva. Não remunerar o FCR em Portugal isolaria o país dos seus pares europeus e aumentaria ainda mais sua dependência de importações de energia da Espanha.

A StorSystems também se opõe à proposta que obriga as unidades BESS a fornecerem potência reativa sem remuneração, conforme indicado no Procedimento IO (mais precisamente na secção 3). Consideramos que esta disposição é um resquício das práticas da geração a gás e não leva em conta os diferentes projetos técnicos que as unidades BESS podem adotar, em relação ao número de inversores escolhidos para serem instalados, e se esses inversores têm ou não capacidades de formação de rede. Ao permitir que sinais de preço surjam para a prestação desses serviços, serviços de potência reativa mais precisos e localmente específicos serão, em última instância, prestados pelas unidades BESS em todo o sistema.

Este fornecimento de energia reativa permitirá à rede lidar com uma penetração cada vez maior das renováveis sem recorrer a políticas que limitem a penetração das renováveis a certos limites operacionais, como foi decretado na Irlanda. Ao permitir que as energias renováveis mantenham níveis acelerados de crescimento, as unidades BESS proporcionarão poupanças substanciais de custos aos consumidores portugueses. Como tal, consideramos que as unidades BESS devem ser compensadas pelo seu contributo para a estabilidade da rede.

O operador de mercado no Reino Unido já organizou licitações competitivas para serviços de estabilidade crítica no âmbito do programa *Stability Pathfinders*, permitindo que diferentes tipos de unidades competissem para fornecer esse serviço. Na Alemanha, o TSO 50Hertz *Transmission* realizará as suas primeiras licitações competitivas para potência reativa em fevereiro, com os outros três TSOs da Alemanha planejando seguir o exemplo no próximo ano.

A StorSystems reconhece que os contratos bilaterais de energia reativa podem vir a ser celebrados em Portugal no futuro. No entanto, este processo é ainda incerto, e a nossa posição é que deve haver um concurso provisório para permitir que os BESS sejam compensados por serviços de energia reativa antes do início de quaisquer contratos bilaterais. Este concurso provisório deve ser neutro do ponto de vista tecnológico e substituir o mandato proposto para a energia reativa.

Relativamente aos incentivos financeiros para participar no mercado de serviços de sistema, estabelece o n.º 10 do artigo 48.º do Regulamento n.º 816/2023 que os processos de liquidação dos serviços de sistema devem criar incentivos para que os agentes de mercado ofereçam e prestem serviços de balanço. Em conformidade, a proposta de alteração do MPGSS visa modificar a forma como os encargos de regulação não associados a desvios são distribuídos, incluindo a responsabilidade por esses custos quando resultam em encargos de serviços de sistema.

A proposta de alteração do MPGSS, prevê uma alteração ao modelo de repercussão dos encargos de regulação não associados aos desvios. Em concreto, a proposta inclui a produção na responsabilidade por esses encargos em que induza custos de serviços de sistema. A proposta tem como objetivos:

- (i) Alargar a base elegível para a repercussão dos encargos dos sistemas de mercado, responsabilizando pelos custos a produção que não participa neste mercado e cuja atividade gera encargos para o sistema; e
- (ii) Definir isenções como exceção à regra anterior em casos específicos e justificados.

As instalações que não fornecem serviços ao sistema devem ser incluídas na responsabilidade pelos encargos de regulação. Assim, estabelece-se que as instalações de produção ou armazenamento autónomo que não participam dos serviços do sistema devem suportar os custos de regulação dentro do Sistema Elétrico Nacional (SEN), sendo assim incentivadas a participar.

O MPGSS também estabelece as seguintes isenções:

- (i) Produção em autoconsumo;
- (ii) Produção ao abrigo de mecanismos FiT (*Feed-in Tariff*);
- (iii) Instalações de cogeração; e
- (iv) Unidades com capacidade de ligação à rede até 10 MW.

A reforma do MPGSS não incentiva genuinamente a participação no mercado de serviços do sistema, mas sim penaliza a não participação. Ao impor custos de serviços do sistema sobre aqueles que não participam no mercado, a proposta cria um obstáculo em vez de um verdadeiro incentivo.

Uma abordagem mais eficaz seria a introdução de incentivos positivos, em vez de medidas punitivas, que conduzissem a um sistema de eletricidade mais eficiente e rentável, como uma redução dos custos de serviço do sistema ou mesmo uma isenção total, refletindo os serviços cruciais de flexibilidade e otimização que prestam ao sistema de eletricidade.

A valorização do serviço de capacidade aFRR em Portugal está atualmente sujeita a um mecanismo de limitação de preços estabelecido pelo Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, emitido pelo Secretário de Estado da Energia. Embora este mecanismo tenha sido originalmente aplicado às reservas de regulação secundária, está agora a ser alargado à nova banda aFRR.

Sob este mecanismo, a valorização da capacidade aFRR é limitada ao preço médio trimestral do serviço equivalente na Espanha. Se este limite for excedido, os preços marginais do aFRR em Portugal são recalculados para todo o trimestre, garantindo que não ultrapassem o teto de preço espanhol ou 120% do custo de produção de uma central a gás de referência.

Com o início da contratação de aFRR em Espanha a 19 de novembro de 2024, a ERSE aprovou uma regra transitória para a aplicação do *price cap* das reservas de regulação secundária. Uma vez que o mercado espanhol considera separadamente a capacidade aFRR ascendente e descendente, ao contrário de Portugal, a regra transitória toma como preço de referência para Portugal o máximo dos preços aFRR espanhóis em cada período de 15 minutos e sentido de regulação. Em Portugal, o mercado de reservas de regulação secundária já funciona em segmentos de 15 minutos, mas com a restrição de que o preço e a quantidade devem permanecer iguais em todos os intervalos de 15 minutos dentro de uma hora.

A partir do momento em que Portugal também contrate banda de aFRR, com a mesma desagregação de Espanha, o preço do serviço equivalente (como refere o Despacho) corresponderá diretamente aos preços marginais de banda em Espanha, para cada sentido de regulação e em cada período de 15 minutos.

No entanto, vincular a valorização da capacidade aFRR em Portugal aos preços do mercado espanhol levanta várias preocupações. Os mercados da eletricidade espanhol e português têm características diferentes, nomeadamente em termos de *mix* de produção, padrões de procura e quadros regulamentares. Uma ligação

direta aos preços espanhóis não reflete as necessidades específicas do sistema e as restrições operacionais portuguesas. Além disso, se os fornecedores portugueses de capacidade aFRR se depararem com preços artificialmente suprimidos devido à ligação espanhola, poderão estar menos dispostos a oferecer os seus serviços, o que poderá conduzir a uma escassez da oferta. Esta situação poderá obrigar Portugal a recorrer mais intensamente a medidas de emergência dispendiosas, aumentando, em última análise, os custos do sistema.

Em vez de ligar mecanicamente os preços aFRR portugueses ao mercado espanhol, o Governo português deveria permitir uma formação de preços independente que refletisse as necessidades específicas do sistema português. Um mecanismo de leilão competitivo bem concebido garantiria a eficiência em termos de custos, fornecendo simultaneamente os sinais de preço necessários para o investimento em soluções de flexibilidade. Além disso, a revogação do Despacho n.º 4694/2014 deve ser considerada para permitir uma abordagem mais dinâmica e orientada para o mercado no que respeita à fixação dos preços das reservas.

Para qualquer esclarecimento adicional ou resposta a esta consulta pública, a StorSystems permanece disponível através dos seguintes emails de contato:

-
-

Sem mais assunto de momento, subscrevemo-nos com os melhores cumprimentos.

StorSystems – Energy Storage Portugal, S.A.