

ALEGATOS CONSULTA PÚBLICA N.º 127, RELATIVA À “ALTERAÇÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA IMPLEMENTAÇÃO DOS PRODUTOS STANDARD DO AFRR E DE OUTRAS FERRAMENTAS DA GESTÃO DO SISTEMA PREVISTAS NO REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS REDES”.

Fortia Energía, como comercializadora focada em grandes consumidores industriais, agradece a oportunidade de participar na **Consulta Pública 127** promovida pela ERSE.

No contexto do mercado português, a nossa **preocupação centra-se no aumento dos custos nos diversos segmentos dos mercados de balanço e restrições técnicas (RRTT)** e no seu impacto sobre a competitividade do setor industrial. Em particular, o ano de 2024 encerrou com **um custo médio dos mercados de ajuste e balanço de 8,57 €/MWh, o que representa um aumento de +3,55 €/MWh em relação a 2023**. Além disso, as RRTT aumentaram 525% em 2024 em comparação com o ano anterior.

Nesse sentido, consideramos **apropriado que sejam introduzidas modificações nos MPGGS para ajudar a mitigar estes custos** e confiamos que as alterações previstas nos mercados de banda secundária contribuam para reduzir parte desse impacto.

No entanto, **há uma série de questões** que consideramos importantes partilhar nesta fase de consulta pública.

PRODUTOS DE BANDA DIÁRIA mFRR

É um incentivo adequado para a geração renovável?

Consideramos necessário **refletir sobre a adequação do mercado de banda diária de mFRR e se esta é realmente a melhor solução** para incentivar a **participação das energias renováveis** nos mercados de balanço, ou se **existem alternativas mais eficientes**.

Deve-se entender que as receitas provenientes da banda diária servem apenas para cobrir o OPEX do serviço, uma vez que a sua falta de firmeza não permite que sejam consideradas como receita para cobrir o CAPEX necessário à adequação das centrais para prestar serviços de regulação.

Além disso, não está claro se, atualmente, as instalações com remuneração garantida podem beneficiar das receitas derivadas da sua participação nos mercados de mFRR e aFRR e se assumem o custo dos desvios que geram.

Se for esse o caso, **como alternativa, consideramos que permitir que as instalações com remuneração garantida beneficiem das receitas derivadas da sua participação nos mercados de mFRR e aFRR** seria uma opção mais eficaz.

Além disso, deveria ser estabelecido que **todas as instalações assumam a responsabilidade pelos seus desvios**, independentemente de seus regimes específicos as excluïrem expressamente.

A combinação destas medidas melhoraria a integração das renováveis no mercado de balanço e seria mais eficaz e **possivelmente menos onerosa para os consumidores** do que a introdução de um mercado de banda diária.

Por outro lado, se for mantida a criação **da banda diária de mFRR, identificamos riscos** associados à sua participação neste mercado. Em particular, isso **poderia gerar vertimentos desnecessários de renováveis** devido à venda de banda para subida. Esta situação, por sua vez, poderia encarecer o mercado diário, uma vez que reduziria a oferta de venda ao reservar capacidade para a banda de subida, afetando negativamente a eficiência global do sistema.

Além disso, ao contrário da banda de aFRR, as ofertas de energia da banda diária de mFRR não são instrumentais, mas livres, o que pode ser contraproducente para atingir o objetivo de redução da volatilidade nos preços da energia de regulação (Reduzir a volatilidade dos preços de energia de balanço), como indicado no Documento Justificativo.

É necessário um incentivo para a integração do armazenamento?

No que diz respeito ao **armazenamento, entendemos que o seu modelo de negócio baseia-se principalmente na arbitragem entre diferentes segmentos de mercado**. Por isso, **não** vemos claramente a necessidade de **incentivos adicionais** para a sua **participação no mercado terciário**.

No entanto, se **for considerado necessário estabelecer um mecanismo de remuneração adicional para fomentar o seu desenvolvimento e implantação**, sugerimos que sejam articulados **mecanismos/incentivos específicos** dentro do quadro regulatório, conforme permitido pela diretiva europeia.

Em qualquer caso, se estas considerações não forem tidas em conta, consideramos essencial a criação de **ofertas instrumentais aplicáveis à geração e ao armazenamento**. Isso garantiria que a sua participação no mercado não gere distorções adicionais, preservando a estabilidade e eficiência do sistema.

REVISÃO DA METODOLOGIA DE ATRIBUIÇÃO DAS TAXAS REGULATÓRIAS

A ERSE propõe a possibilidade de rever a metodologia de imputação dos custos do sistema, o que consideramos **uma iniciativa positiva**. No entanto, conforme exposto na memória justificativa, as exceções propostas limitam significativamente o **seu impacto, reduzindo o alcance da reforma**. Por isso, sugerimos a eliminação das exceções estabelecidas e, como compensação, propomos incentivar a geração PRE para que possa beneficiar das receitas dos serviços de balanço além da sua remuneração garantida.

Por outro lado, considerando que se abre a possibilidade de rever este mecanismo, **propomos reformular o critério de imputação dos custos da banda diária (aFRR e mFRR) e das restrições técnicas (RRTT)**. Estes custos estão relacionados com problemas de rede ou com a gestão do mix energético e não com os custos induzidos pela procura em cada hora. Por isso, **sugerimos que seja adotada uma distribuição homogênea destes custos ao longo de todas as horas do ano**, o que poderia ser alcançado através da definição de um valor unitário ex ante, ajustável periodicamente, se necessário.

Esta proposta está **alinhada com os recentes debates regulatórios em Espanha**, onde foram discutidas **soluções para corrigir as assimetrias horárias na atribuição de custos derivados dos problemas de controlo de tensão e das RRTT**, especialmente nas horas de vale, devido à configuração atual do mix energético.

Além disso, tal como acontece com a geração e o armazenamento que participam nos serviços do sistema, deve ser estabelecido que **os consumidores que participam nesses serviços não tenham que suportar o custo dos encargos de regulação** (serviços de banda e restrições). Isso garantiria a neutralidade tecnológica entre os agentes que contribuem para a estabilidade do sistema e seria coerente com a proposta de isenção para os geradores habilitados para prestar serviços do sistema.

MECANISMO DE CONTROLO DE INJEÇÃO DA PRODUÇÃO

Sugerimos analisar se o Mecanismo de Controlo de Injeção da Produção, proposto nesta modificação, **deveria ser aplicado a toda a geração que esteja injetando na rede sem ofertas para redução nos mercados de balanço**. Isso permitiria incentivar a participação das instalações nos mercados mFRR.

UNIDADE DE DESVIOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Por fim, **sugerimos consolidar a Unidade de Desvios de Comercialização**, pois trata-se de uma ferramenta muito **útil para as comercializadoras de pequeno porte e promove a concorrência no mercado retalhista**. Caso contrário, é muito provável que ocorra uma transferência de clientes para comercializadoras de maior porte, com maior capacidade de mitigação de desvios.

Madrid 13/2/2025

