



Comentários à Consulta Pública da Revisão do MPGGS

Alteração do MPGGS para Implementação dos Produtos Standard do aFRR e de outras Ferramentas de Gestão do Sistema Previstas no ROR

13 de fevereiro de 2025

Índice

1.	Nota Introdutória	2
2.	Comentários em sede da Consulta Pública n.º 127	2
2.1.	Itens 3 e 4 da CP - Inscrição de Unidades de Produção até 1 MW e Habilitação para Participar nos Serviços de Sistema	2
2.2.	Item 5 da CP – Participação de Unidades Físicas Agregadas	2
2.3.	Item 6 da CP – Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática (aFRR)	4
2.4.	Item 7 da CP – Banda diária do produto standard de mFRR (Procedimento 15)	5
2.5.	Item 8 da CP – Mecanismo de controlo da injeção de produção	6
2.6.	Item 9 da CP – Regras aplicáveis aos desvios	8
2.7.	Item 10 da CP – Imputação dos encargos de regulação	8
2.8.	Item 11 da CP – Produto específico de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual	9
2.9.	Item 12.1 da CP – Adoção de MTUI5 no MD e MI	10
2.10.	Item 12.2 da CP – Harmonização pontual do serviço de reserva de reposição com os restantes	11
2.11.	Item 12.3 da CP – Tolerâncias aplicáveis ao cumprimento das ativações de áreas de ofertas de consumo	11
2.12.	Item 12.4 da CP – Resolução de restrições técnicas e instalações com acesso com restrições	11
2.13.	Item 13 da CP – Período de implementação das novas regras	13

1. Nota Introdutória

Em primeiro lugar, a Iberdrola agradece a oportunidade de se pronunciar em sede da Consulta Pública (CP) n.º 127, em referência a “Alteração do MPGGS para implementação dos produtos standard do aFRR e de outras ferramentas da gestão do sistema previstas no ROR”¹, que da nossa parte, mereceu a melhor atenção, bem como os comentários e considerações que apresentamos neste documento.

Em termos gerais, a Iberdrola valoriza a proposta de forma muito positiva, uma vez que visa dar mais um passo ao alinhamento do mercado português com o desenho do mercado europeu e preparar o SEN para os desafios presentes e futuros da transição energética.

A seguir são transmitidos os nossos comentários, a partir de uma estrutura do documento que justifica a consulta pública.

2. Comentários em sede da Consulta Pública n.º 127

2.1. Itens 3 e 4 da CP - Inscrição de Unidades de Produção até 1 MW e Habilitação para Participar nos Serviços de Sistema

Valorizamos muito positivamente que o sistema reforce os seus requisitos de controlabilidade e observabilidade.

Os centros de controlo dos agentes têm um papel fundamental nesta tarefa como interlocutores perante o GGS e, foi dessa forma que a ERSE o refletiu na proposta. É necessário apostar mais por este modelo descentralizado, a evitar, na medida do possível, a ligação direta ao GGS.

2.2. Item 5 da CP – Participação de Unidades Físicas Agregadas

Em referência ao item 5, preliminarmente, queremos expressar a necessidade de reforçar a possibilidade de atuação no mercado através de um representante para todos os tipos de agentes, especialmente no cenário com a sofisticação e as diferentes causas que cada vez

¹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-127/>

mais encontraremos com a implantação da agregação. Assim, a representação está contemplada no ponto 2 do Procedimento 1, que estabelece expressamente:

- a. *Participar nos mercados organizados ou através de contratação bilateral – entidade que pretenda transacionar energia elétrica no mercado diário, intradiário ou através de contratação bilateral, podendo, no âmbito desta atividade, intervir por conta própria, quando participa com instalações de que é proprietário, ou em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros.*

Neste sentido, é necessário que o modelo do poder de representação seja perfeitamente permeável às diferentes configurações de representação e esteja perfeitamente alinhado com o do NEMO (OMIE), para garantir uma incorporação ágil no mercado de agentes e instalações de maior ou menor dimensão, a atuar individualmente ou de forma agregada.

Além disso, seria aconselhável que o actual modelo de contrato bilateral fosse modificado para considerar se os Agentes do Mercado que assinam o contrato o fazem em nome próprio (por conta própria) ou por conta de terceiros ou em sua representação.

Cabe destacar também que, a figura do agregador independente pode impulsionar a resposta da procura, mas deve ser implementada com solidez e garantias para o consumidor.

A proposta da ERSE é um modelo de agregação não corrigido, apresentando as diferentes alternativas de uma forma muito abrangente. Contudo, o modelo não corrigido pressupõe um sistema de cálculo de desvio único de 100%. Embora estejam a ser feitos progressos neste sentido (verificar os nossos comentários sobre este assunto na secção abaixo), este modelo ainda não foi totalmente implementado no SEN, pelo que acreditamos que as hipóteses da ERSE não se verificam.

O documento justificativo levanta ainda as dificuldades na faturação das empresas de comercialização e na gestão centralizada do modelo corrigido o qual o GGS deveria fazer. Contudo, consideramos que não podem ser fatores determinantes para a opção pelo modelo não corrigido.

Portanto, com o objetivo de garantir uma implementação ordenada e eficiente da agregação, propomos implementar um modelo centralizado corrigido com transferência financeira e compensação, para evitar que o modelo de agregação impacte negativamente as carteiras

da comercialização (especialmente as de menor tamanho) e para que não sejam gerados subsídios cruzados entre consumidores ativos e não ativos.

Por fim, de todas as formas, recomendamos aguardar a aprovação do Código de Rede Europeu para a sua implementação, garantindo assim que o modelo português esteja 100% alinhado com código referido.

2.3. Item 6 da CP – Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática (aFRR)

Referente ao item 6 da CP, valorizamos muito positivamente a evolução para o serviço standard de energia e capacidade. Apesar do atraso na adesão ao PICASSO, face ao prazo de julho de 2024 dado pela regulamentação europeia, observam-se passos decisivos na proposta do MPGGS e iniciativas de modernização do modelo nacional.

Em particular, é positivo que o fornecimento de Unidade de Ofertas de aFRR seja permitido, para se adaptar a um contexto renovável e descentralizado. O valor da agregação é fundamental para a prestação do serviço em condições seguras e competitivas.

Apesar de valorizarmos positivamente a possibilidade de transferência de banda, incentivamos o GGS a não segmentar a prestação do serviço em Unidades de Oferta de aFRR, uma vez que a transferência de banda não permite a otimização eficiente de recursos em tempo real. Além disso, implica em investimento em licenças dos AGC para ativos geograficamente dispersos sem valor adicional.

Como já afirmámos em ocasiões anteriores, consideramos que o controlo de preços previsto no Despacho n.º 4694/2014 causa muitos danos aos BSP existentes e, degrada a eficiência do mercado a nível nacional e transfronteiriço, como também, a segurança do sistema. Por conseguinte, consideramos que o pré-requisito para a implementação das alterações nacionais na banda e energia de aFRR, esteja revogado este despacho. De acordo com o último Market Stakeholder Committee (MESC) de 10 de fevereiro, a ACER convidou todos os reguladores nacionais a apresentarem relatórios sobre os progressos realizados e os desafios pendentes no próximo período antes do verão. Entendemos que a ERSE deveria informar a ACER do efeito de distorção do Despacho n.º 4694/2014 no mercado de energia, caso ainda não tenha sido revogado nessa altura.

Observações pormenorizadas relativas ao produto de capacidade (Procedimento 12):

- A Tabela 2-2 apresenta as características adicionais da decisão da ACER, com diferentes "períodos de validade", enquanto a Tabela 2-3 mostra as características complementares nacionais, estabelecendo um "período de contratação" de 15 minutos (com uma aplicação transitória de 60 minutos de acordo com o ponto 10). Por isso, entendemos que o "período de validade" equivale ao "período de contratação" e o escolhido para o SEN é de 15 minutos, entre as possibilidades na decisão da ACER, o que deve ser clarificado no texto.
- Não se especifica o que é considerado "equivalente, do ponto de vista técnico e operacional" no ponto 41.

Observações pormenorizadas relativas ao produto de energia (Procedimento 13):

- Concordamos que as necessidades devem ser inelásticas (ponto 37).
- Ponto 43 e item 6.1.1: entende-se que a obrigação de ofertar toda a potência disponível de aFRR é feita em coordenação com a oferta de mFRR ativa nesse momento.
- Não nos parece que o ponto 74 esteja coerente com o ponto 47 do Procedimento 26 de liquidação.

2.4. Item 7 da CP – Banda diária do produto standard de mFRR (Procedimento 15)

Valorizamos positivamente este produto standard mencionado no item 7, o qual tanto a geração atualmente necessária (no caso da hidrelétrica convencional) quanto a geração renovável, podem participar.

No entanto, não concordamos com a uso prioritário da banda para satisfazer as necessidades da mFRR rápida (ponto 40 do Procedimento 15). A banda deveria ser usada primeiro dentro do produto energético standard e, não em produtos de balanço específicos.

Observamos uma sobreposição com o produto específico da banda mFRR que não é desejável, pelo que incentivamos a ERSE a reavaliar a pertinência desse produto. Importante ressaltar que, já transmitimos os nossos comentários sobre esta matéria na Consulta às Partes Interessadas n.º 9-2023.

Valorizamos positivamente a possibilidade de transferência de bandas, entretanto, incentivamos o GGS a avaliar um desaparecimento gradual da oferta com base em Unidades

de Oferta com segmentação geográfica, uma vez que o fornecimento em carteira nacional é mais eficiente para a gestão em tempo real dos recursos.

Observações pormenorizadas sobre o Procedimento 15:

- A Tabela 2-2 mostra as características adicionais da decisão da ACER, com diferentes "períodos de validade", enquanto a Tabela 2-3 mostra as características complementares nacionais, estabelecendo um "período de contratação" de 15 minutos (com uma aplicação transitória de 60 minutos de acordo com o ponto 10). Por isso, entendemos que o "período de validade" equivale ao "período de contratação" e o escolhido para o SEN é de 15 minutos, entre as possibilidades na decisão da ACER, o que deve ser clarificado no texto.
- Na Tabela 2-2 está prevista a possibilidade de "períodos de validade" de 1 hora e 4 horas². Solicitamos esclarecimentos sobre se está a ser descartada a possibilidade de ofertas com blocos ligados em um tempo dentro de um dia, por exemplo, de 4 quartos de hora ou 4 horas seguidas³.
- As medidas necessárias referidas no ponto 7 do Procedimento não são especificadas, para além do disposto no ponto 25 do Procedimento 15 e no item 9.1 do Procedimento 16.
- Concordamos que as necessidades da banda são inelásticas. O uso de restrições em tempo real ou produtos de balanço específicos, como a mFRR rápida, devem ser minimizados. Solicita-se um esclarecimento sobre a influência do produto específico da banda de mFRR na determinação destas necessidades.
- Não especifica o que é considerado "equivalente, do ponto de vista técnico e operacional" no ponto 32 do Procedimento 15.

2.5. Item 8 da CP – Mecanismo de controlo da injeção de produção

Sobre o item 8 da CP, consideramos essencial organizar este mecanismo para que seja eficaz e não discriminatório e, garanta a segurança do sistema.

2 De acordo com a decisão da ACER:

"4. The validity period of bids from standard balancing capacity products shall be equal to the day-ahead market time unit or be a multiple of the day-ahead market time unit."

3 As durações de 1 dia e 1 semana seriam descartadas, porque a contratação da banda é diária no dia D-1.

Consideramos, também, ser necessário clarificar o requisito de habilitação no Procedimento 9. Entendemos que, por semelhança com a distribuição de encargos, será a habilitação no serviço de mFRR.

Solicitamos a clarificação e justificação da ordem de prioridade diferente entre os pontos 8 e 9 do Procedimento 9, uma vez que o documento justificativo apenas abrange a ordem refletida no ponto 8.

Observamos uma dupla penalização às instalações maiores devido a:

- A isenção para instalações existentes ≤ 10 MW que terminem a remuneração garantida.
- A isenção ao rateio que o GGS pode aplicar por razões de eficiência (apenas aplicando em último recurso reduções para as instalações de tamanho menor).

Portanto, sugerimos alguns ajustes à proposta de prioridade:

- Prever no relatório anual elaborado pelo GGS a identificação de práticas não desejáveis entre os geradores isentos e, prever uma obrigação individual de integração no SCADA em caso de incumprimento reiterado do programa no que diz respeito à medição real, independentemente do custo envolvido nessa integração. Desta forma, incentiva-se a estes geradores a se programarem de forma ajustada.
- Eliminar o limiar definido pelo GGS, e aplicar pro-rata desde que esta seja $> 0,1$ MW em cada instalação. Se essa proposta não fosse aceita, o GGS deveria definir uma rotação do controle de injeção dentro das instalações menores, o que atuaria em paralelo com o rateio, e não em segundo lugar.

Além disso, devem ser previstas medidas compensatórias para os agentes cumpridores que não beneficiem da compensação prevista no Despacho n.º 10835/2020, durante o período de adaptação de 18 meses. Em particular, aos centros electroprodutores que tenham sido adjudicados através do Procedimento Concorrencial, nos termos do artigo 5.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho. Acreditamos que esta decisão não implica uma violação quer do Despacho⁴, quer do

4 "13 - Salvo o disposto no n.º 15 e o estabelecido no MPGGS para o mercado de reserva de regulação, os centros eletroprodutores que sejam alvo de ordens de redução de potência não têm direito a qualquer tipo de compensação monetária, sendo que, em caso de incumprimento das ordens de redução de potência, para além das penalizações previstas no MPGGS, a injeção de energia elétrica pode ser interrompida pelo operador da RESP que emitiu a ordem de redução."

ROR⁵., que iriam estar a assumir um custo que não compete a estes centros electroprodutores.

No nosso entendimento é que prevalece o incumprimento da obrigação de integração no SCADA, pelo que, por razões de equidade, deve haver alguma forma de compensação financiada pelas sanções por incumprimento desta medida. Desta forma, reforça-se a obrigação legal de integração no SCADA.

Finalmente, é importante publicar todas as ações de controlo da injeção de produção do GGS, para o acompanhamento de todos os participantes não SEN.

2.6. Item 9 da CP – Regras aplicáveis aos desvios

Estamos comprometidos com um modelo 100% single em vez de um híbrido single-dual, como já afirmamos em outras ocasiões. Além disso, parece-nos que o modelo 100% single é o requisito essencial para aplicar o modelo não corrigido que a ERSE propõe para o agregador, como já explicamos no ponto anterior destes comentários.

No entanto, a proposta da ERSE tenta não limitar excessivamente as horas com um preço single através de um valor residual de 10%, o que é positivo. Propomos que se reflita no MPGGS que esta banda cresça ao longo do tempo, para que em dois anos possamos migrar para um modelo 100% single, ao ritmo das restantes mudanças no mercado.

2.7. Item 10 da CP – Imputação dos encargos de regulação

Referente a este ponto, não somos a favor de modelos de financiamento que repassem os custos dos serviços aos geradores e ao armazenamento, pois isso acaba por impactar nos preços finais aos consumidores.

O modelo proposto da ERSE transfere os custos para geradores não habilitados, sendo criado como um sinal para melhorar a operacionalidade do SEN, em linha com o ROR e as restantes propostas da consulta. Neste sentido, a Iberdrola está firmemente empenhada num modelo robusto e fiável de prestação de serviços ao sistema e nas iniciativas-piloto em curso.

No entanto, o regime de isenção é muito amplo, o que entra em conflito com o raciocínio de que a transição energética leva a uma menor capacidade de gestão do sistema, porque, de

5 “As instruções de despacho emitidas neste âmbito não produzem direito de recebimento ou obrigação de pagamento pelos titulares das instalações mobilizadas.”

certa forma, as causas primárias dessa menor capacidade de gestão não são repercutidas nos custos derivados.

Além disso, consideramos excessivo aplicar o encargo relativo à energia produzida na instalação, conforme estabelecido no ponto 170 do Procedimento 26. Entendemos que deve incidir sobre a energia desviada, como complemento ao sinal de desvio do BRP, uma vez que é este desvio individual da instalação não habilitada que poderia justificar a sua responsabilidade pelo custo incorrido, porque não oferece uma contrapartida de participação de mFRR.

É necessário esclarecer se entre as isenções previstas no ponto 171 do Procedimento 26, incluem-se as instalações sujeitas ao regime de pagamento ao SEN que, ainda não começaram a efetuar esse pagamento. No nosso entendimento é que não deveria financiar o encargo se estiverem em modo experimental, mesmo que não estejam habilitados, uma vez que a produção em modo experimental se justifica precisamente para ajustar a operacionalidade da máquina, pelo que, em muitos casos, ainda não é possível solicitar autorização em mFRR e estão também sujeitas a controlo de injeção e respetivas penalizações.

Por último, a respeito do âmbito temporal de aplicação do encargo:

- Acreditamos que nenhum custo deve ser repassado a um estabelecimento que realizou o teste de qualificação e aguarda validação pelo GGS.
- O impacto na geração não habilitada no financiamento de encargos só deve ser aplicado um mês após o início da contratação da banda de aFRR se o Despacho n.º 4694/2014 tiver sido revogado, para garantir que o custo repercutido é eficiente.

2.8. Item 11 da CP – Produto específico de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual

Já expressámos na Consulta às Partes Interessadas nº 10-2023 a nossa opinião sobre este produto no seu desenho atual e o nosso desacordo com a habilitação dada pela ERSE ao GGS para consolidar o serviço de balanço específico.

É necessário que a avaliação da utilidade do produto prevista 6 meses após a aprovação do MPGGS seja pública, para que o setor possa avaliar de forma transparente a sua continuidade ou evolução.

2.9. Item 12.1 da CP – Adoção de MTU15 no MD e MI

No âmbito prático, aconselhamos que o MPGGS seja elaborado para a passagem de 96 *gates* no mercado intradiário contínuo, de acordo com a regulamentação europeia. Paralelamente, o GGS pode especificar soluções técnicas e intercâmbios de informações com os restantes dos operadores da região.

No domínio mais geral, na recente consulta às regras do mercado no MIBEL para adoção de MTU15, solicitámos que os futuros projetos fossem abordados com maior flexibilidade de desenho por parte do OMIE, para evitar que a nossa região fosse limitada nas suas possibilidades de adaptação às mudanças europeias. De forma consistente, solicitamos que as regras sejam tramitadas mais cedo em ocasiões futuras, para ter maior margem de manobra, mesmo que ajustes sejam feitos posteriormente.

Seguem alguns outros comentários da nossa resposta que são relacionados com a evolução do MIBEL:

- Apoiamos a dissociação das operações de cancelamento dos leilões intradiários europeus entre Espanha y Portugal, para minimizar assim os impactos de atrasos e perturbações. Além disso, os controlos de potência disponíveis nestes leilões não devem ser um obstáculo ao trabalho dos operadores de rede.
- Recomendamos alargar o catálogo de ofertas tanto quanto possível e analisar a forma como os novos tipos de ofertas podem ser postos em funcionamento ou adaptados rapidamente os existentes, sem ter de modificar as regras. Tal ação minimizará os riscos se, no futuro, for necessário decidir quais dos produtos catalogados como voluntários pela ACER devem ser considerados prioritários ou restringir a sua utilização em volume ou parametrização. Além disso, seria mais fácil chegar a um consenso entre os participantes no mercado europeu sobre a preferência pelos produtos, eliminando as barreiras de entrada, sem prejuízo da inovação de cada operador de mercado nos serviços que são oferecidos aos seus agentes.
- Reavaliar as restrições de configuração de Unidades de Oferta no OMIE para otimizar o despacho de múltiplas casuísticas.
- Substituir as desagregações no mercado intradiário contínuo por nomeações diretas para cada operador de sistema. Ao encurtar o prazo para o envio de desagregações, as operações através da utilização de portfólios são restringidas, o que entra em conflito com o objetivo de as ter implementado na altura para competir em igualdade de

condições com os restantes participantes europeus. O OMIE afirma na sua resposta à consulta prévia de regras que há pouco uso de desagregações, mas talvez o problema básico seja a complexidade e rigidez das operações de portfólio no mercado intradiário contínuo e os tempos cada vez mais apertados, por isso não nos parece ser um argumento pertinente. Por exemplo, na nossa resposta à consulta do OMIE, solicitámos que fosse possível registar mais do que um par de unidades de portfólio por tipo de atividade, ou fundir as carteiras de várias atividades (por exemplo, geração hibridizada com armazenamento, autoconsumo com armazenamento). A este respeito, valorizamos muito positivamente que o MPGGS já considere uma alocação padrão comunicada pelo participante do mercado na ausência de desagregações dentro do prazo.

2.10. Item 12.2 da CP – Harmonização pontual do serviço de reserva de reposição com os restantes

Estamos de acordo quanto à harmonização proposta e ao próximo desaparecimento do produto RR. A TERRE cumpriu o seu propósito durante estes anos e foi uma experiência previa muito valiosa para a região em termos de adesão às plataformas MARI e PICASSO. Consideramos que o SEN deve centrar-se na implementação de produtos normalizados FRR e em aproximar o mercado intradiário ao tempo real (*gate closure time*), tal como preconizado pela recente reforma do mercado europeu.

2.11. Item 12.3 da CP – Tolerâncias aplicáveis ao cumprimento das ativações de áreas de ofertas de consumo

Consideramos que é preferível eliminar a tolerância ad hoc no caso da verificação segregada, para incentivar a modalidade agregada e garantir a igualdade de condições entre os diferentes BSP e entre serviços.

Se a BmFRR for mantida, tendo em conta que já é um produto com experiência operacional, esta tolerância ad hoc deveria ser eliminada, ou pelo menos prever gradualmente o seu desaparecimento no MPGGS.

2.12. Item 12.4 da CP – Resolução de restrições técnicas e instalações com acesso com restrições

Concordamos com a hierarquia de ativação proposta e com a organização temporal dessas ativações.

No entanto, gostaríamos de sublinhar que nos parece ineficiente permitir ligações flexíveis em nós onde existem centrais com pagamento ao SEN, uma vez que as centrais com pagamento ao SEN seriam retiradas do despacho antes daquelas com ligação flexível, devido ao efeito do pagamento ao SEN, como comentamos na recente Consulta Pública n.º 122.

A gestão destas instalações com ligação flexível nunca deverá gerar uma compensação se forem redespachadas devido a congestionamento. Portanto:

- Concordamos com a proposta do GGS de que estas instalações devem fazer ofertas de mFRR a descer com um preço não inferior a zero para a potência sujeita a possível restrição, em consonância com o ROR.
- Entendemos que o MPGGS também deve estabelecer que essas ofertas devem ser maiores ou iguais ao preço diário de mercado, e não permitir sua participação na fase 2 das restrições técnicas.
- No caso de outros serviços (aFRR, FCR, controlo de tensão), se estes são retribuídos, acreditamos que não devem participar nos períodos horários em que exista uma possível restrição no acordo, a menos que seja temporariamente sujeito ao reforço da rede ou se trate de um nó onde é desenvolvido um piloto de *Dynamic Line Rating*, nem mesmo no caso de a sua eventual ativação não ser informada. O objetivo seria garantir a igualdade de condições com o acesso firme, em particular com as instalações com pagamento ao SEN, e incentivar a modalidade temporal enquanto se aguarda o reforço.

As capacidades inferiores a 1 MW com acesso flexível estão isentas de participar em congestionamentos, em conformidade com os restantes requisitos de observabilidade e controlo de injeção na rede.

- Consideramos que esta isenção deveria implicar uma maior contribuição para o financiamento dos custos do sistema.
- Entendemos que essas instalações isentas menores poderiam ser agregadas para participar no balanço. Neste caso, o agregador deve assegurar algum tipo de controlo de injeção para além da sua participação no balanço, ativando este controlo antes de qualquer outro controlo nos restantes geradores que estão sujeitos a estas ações após o esgotamento dos recursos de balanço.

É necessário comunicar ao mercado no seu conjunto as informações relevantes que afetam o mercado (Regulamento Europeu REMIT). Especificamente, as instruções por nó sujeito a limitação de energia antes do mercado diário e em tempo real.

Com os comentários acima referidos, pretendemos que este tipo de acesso não seja artificialmente alargado (evitando um efeito de atração), tenha um carácter fundamentalmente temporário enquanto se aguarda o reforço da rede, garanta condições de igualdade com o acesso firme, em especial com instalações com pagamento ao SEN, e não cause subsídios cruzados entre participantes no mercado.

2.13. Item 13 da CP – Período de implementação das novas regras

Incentivamos a ERSE e o GGS a implementar as alterações planeadas em aFRR e mFRR com agilidade, pois serão muito positivas para o sistema. No entanto, reconhecemos que se deve cuidar da segurança operacional, através de uma gestão de projeto que garanta que todas as partes envolvidas estejam preparadas, como foi feito no projeto MARI.

- Do ponto de vista operacional, acreditamos que as mudanças nacionais na banda e energia aFRR devem entrar em operação até outubro de 2025. Consideramos razoável ter pelo menos um mês de operação nacional antes de aderir ao PICASSO, mas essa adesão deve ser o mais rapidamente possível e o mais tardar até ao final de 2025, uma vez que temos um atraso muito significativo no que diz respeito à obrigação legal. Não consideramos necessário que os agentes sejam notificados da adesão ao PICASSO com pelo menos 30 dias de antecedência.
- Sugerimos que a implementação da banda diária mFRR não seja posterior a abril de 2026.

Acreditamos que tanto o FCR quanto o controlo de tensão devem migrar para um esquema de mercado onde todas as capacidades participam. Incentivamos a ERSE a propor um roteiro em 2026 para as alterações necessárias.

- O ROR já reconheceu a necessidade de estabelecer um serviço FCR pago e estão a ser tomadas medidas com o atual piloto.
- Na mesma linha, acreditamos que o controlo de tensão pode tirar proveito das capacidades avançadas dos geradores assíncronos. Incentivamos a GGS e a ERSE a abordarem um projeto-piloto em 2025, onde estas capacidades sejam testadas com o quadro remuneratório adequado.