



ERSE – Consulta de Interessados **n.º 7/2024**

Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e adaptação do limite do preço da banda de regulação secundária

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Período Transitório de Cálculo de Desvios	4
3.	Adaptação do Limite Trimestral do Preço da Banda de Regulação Secundária.....	5

1. Enquadramento

A presente consulta de interessados foca-se em dois temas relacionados com o funcionamento dos mercados grossistas de energia e com os mercados de serviços de sistema: (1) período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e (2) adaptação do limite do preço da banda de regulação secundária.

Relativamente ao primeiro tema, salienta-se que o n.º 1 do artigo 53.º do Regulamento (UE) 2017/2195, da Comissão, de 23 de novembro de 2017 (Regulamento EB), determina um prazo máximo de três anos, desde a sua data de entrada em vigor, para que os ORT apliquem o período de liquidação de desvios de 15 minutos (ISP15) em todas as zonas de programação e garantam que todas as fronteiras da unidade de tempo do mercado coincidem com as fronteiras do período de liquidação de desvios.

Simultaneamente, o Regulamento (UE) 2019/9432, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, na redação dada pelo Regulamento (UE) 2024/1747 de 13 de junho, também prevê que o período temporal do cálculo dos desvios e da negociação nos mercados diário e intradiário seja de 15 minutos, salvo derrogação das entidades reguladoras, que pode prolongar-se até 31 de dezembro de 2024. Por solicitação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., na sua qualidade de Operador da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (ORT), a ERSE aprovou a derrogação da aplicação do ISP15 até ao final de 2024, pela Instrução n.º 7/2020, de 22 de dezembro.

Sabendo que o operador nomeado do mercado de eletricidade do MIBEL não disponibilizará a negociação nos mercados diário e intradiário de energia em 15 minutos (MTU15) até ao final de 2024, vários agentes manifestaram a sua preocupação relativamente à ocorrência de desvios derivados da implementação do ISP15 antes da disponibilização da negociação nos mercados diário em MTU15. Efetivamente, dado que as suas aquisições de energia no mercado organizado seriam de base horária (MTU60) e o consumo real da sua carteira com desagregação de 15 minutos, estas duas realidades não seriam facilmente compatibilizadas.

Após análise do tema, **a ERSE concorda com os agentes**, concluindo que a não implementação simultânea do MTU15 e do ISP15 invalida a prossecução do propósito da metodologia de tratamento de desvios, que visa um maior ajustamento do cálculo dos desvios à realidade da operação. Como tal, **propõe adiamento da implementação do ISP15 até à data de início da transação em MTU15 no mercado diário ou no mercado intradiário, consoante a que aconteça primeiro, sendo que, previsivelmente, será o mercado intradiário, até 18 de março de 2025, conforme comunicação recebida do OMIE.**

No respeitante ao segundo tema, destaca-se que a introdução de um limite do preço da banda de regulação secundária resulta da aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia. Especificamente, esta peça legislativa determina que **“O preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores não pode exceder a média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, conforme publicado pela Red Electrica de España”.**

A concretização da metodologia de aplicação do referido Despacho foi definida pela ERSE e transposta para o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) considerando a existência de um preço único de banda secundária em Espanha, que, nas palavras desta entidade: **“serve de referência ao produto equivalente em Portugal”**. Sem embargo, na sequência da implementação do produto local de capacidade de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (aFRR) durante o ano de 2024 em **Espanha**, este país **deixará de ter um único preço de banda secundária, passando a ter dois preços em separado relativos à banda secundária no sentido de regulação a subir e à banda secundária no sentido de regulação a baixar, para cada período de 15 minutos.**

Assim, de modo a adaptar a metodologia vigente ao cenário futuro de implementação da aFRR em Espanha, **a ERSE propõe a adaptação da atual fórmula de cálculo propondo para referência do preço, o máximo dos preços médios em cada sentido de regulação, considerando os quatro períodos de 15 minutos da hora em questão, do preço da banda secundária em Espanha.**

Adicionalmente, salienta-se que a ERSE, no documento justificativo anexo à presente consulta de interessados, ressalva que a presente consulta não a impede de, por solicitação do Gabinete da Secretária de Estado da Energia, clarificar a circunstância vigente quanto à aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, no contexto do mercado de aFRR, ou eventualmente proceder a um pedido de clarificação legislativa pelo membro do Governo responsável pela área da Energia.

2. Período Transitório de Cálculo de Desvios

A EDP entende que a posição tomada pela ERSE é positiva. De facto, esta opção diminui significativamente os efeitos perversos, efetivados na forma de desvios, que se materializariam durante o período de dessincronização temporal entre as ofertas realizadas nos mercados diário ou intradiários em base horária e a medição real com desagregação em 15 minutos, mas que ainda assim apesar de se mitigar os efeitos na parte de volume, os agentes continuam a ser potencialmente penalizados por diferenças de preço entre os dois mercados.

Considerando que o cenário mais provável¹ será a implementação do ISP15 e de ofertas em 15 minutos unicamente nos mercados intradiários (até dia 18 de março de 2025), enquanto o mercado diário seguirá com programação horária, a EDP entende que seria importante clarificar como pode ser feita a desagregação das posições resultantes do programa diário em períodos de 15 minutos na posição final do agente para apuramento dos desvios quarto-horários, durante o período de vigência do MTU60 no mercado diário e do ISP15 e MTU15 nos mercados intradiários.

¹ Conforme indicado pela OMIE no dia 6 novembro 2024 no workshop “Propuesta de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del Mercado Diario” e pela All NEMOs Committee no dia 8 novembro 2024 no “7th Market Coupling Consultative Group”.

Adicionalmente, atendendo a que o OMIE considera dar início à transação em MTU15 no mercado intradiário até dia 18 de março de 2025, se tal se revelar interessante, a EDP não se opõe a que a implementação do ISP15 seja realizada no primeiro dia do mês seguinte, i.e., neste caso particular, a implementação do ISP15 seria realizada no dia 1 de abril de 2025.

Esta medida poderia facilitar a operacionalização a realizar no mês de entrada do MTU15 do mercado intradiário, já que evitaria que nesse mês houvesse não só a necessidade de analisar dados numa base horária e outros dados numa base quarto-horária, mas também o tratamento desses dados para o dia de 23 horas (30 de março de 2025).

Por último, seria importante prever no articulado da Diretiva que o GGS terá de ter a sua plataforma preparada para receber a informação individualizada por períodos de 15 minutos como condição prévia para a implementação do ISP15.

3. Adaptação do Limite Trimestral do Preço da Banda de Regulação Secundária

Em 2014, a publicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, visava fomentar comportamentos eficientes e concorrenciais no mercado de serviços de sistema, num contexto em que o mercado português apresentava poucas empresas a oferecer este tipo de serviços. Assim, considerou-se o mercado de serviços de sistema em Espanha como referencial para a adoção de princípios de formação de preços para a banda de regulação secundária, de forma a garantir que houvesse referenciais de mercado concorrencial.

Tendo por base a integração dos mercados elétricos a nível ibérico, o artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, veio estabelecer que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores em Portugal não pode exceder a média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, conforme publicado pela *Red Electrica de España*.

Importa também referir que, à data, o parque electroprodutor não era estruturalmente equivalente em ambos os países e não se considerou o conjunto mais amplo de instrumentos de mercado disponibilizados aos produtores em Espanha para remunerar seus ativos, como é exemplo o mercado de restrições técnicas.

A EDP entende que, **se, anteriormente, a limitação imposta à remuneração de banda de regulação secundária era considerada desajustada e penalizadora para os produtores nacionais, atualmente, este regime cria uma forte distorção no mercado de banda de secundária.** Esta situação deve-se a uma maior diferenciação do mix de geração, para a qual tem contribuído uma forte penetração da geração solar em Espanha, agravando os impactos negativos para os produtores nacionais e prejudicando o funcionamento eficiente do SEN.

Neste âmbito, faz-se notar que, por um lado, o mercado português tem vindo a aumentar o número de agentes de mercado que prestam este serviço e, por outro lado, a capacidade na Península Ibérica tem tido um crescimento acentuado da produção

renovável. Contudo, **importa destacar que em Espanha, a produção renovável tem uma forte participação em serviços de sistema, enquanto em Portugal é ainda pouco relevante.** Estes fatores têm recentemente evidenciado um **desacoplamento dos preços entre os dois países, resultando na saída de capacidade hídrica do mercado português**, já que o regime implementado pelo Despacho não permite a esta tecnologia recuperar os elevados custos de oportunidade.

Adicionalmente, salienta-se que no regime em vigor, a curva de preços de banda secundária é ajustada, através de um fator de ajustamento, sempre que o preço médio trimestral em Portugal (PRM_{PT}) é superior ao preço médio trimestral em Espanha (PRM_{ES}), limitado pelo custo marginal das centrais a ciclo combinado (CCGT). No entanto, as horas onde os preços são mais elevados provocam um impacto mais elevado no coeficiente de ajustamento, o qual se mantém constante para todo o trimestre, penalizando mais as horas onde o preço é mais baixo, e que resulta, em muitos destes casos, em preços ajustados para valores inferiores aos preços de Espanha. Desta forma, a metodologia de ajustamento não garante o equilíbrio na sua aplicação ao longo das horas, i.e., o ajustamento deveria ter um resultado mais equitativo em todas as horas.

Face ao exposto, a EDP considera que **o regime imposto pelo Despacho n.º 4694/2014, que limita o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores portugueses à média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, resultando num cap ao preço de mercado aplicado com ajuste ex-post, encontra-se totalmente desajustado da realidade atual e com consequências negativas para o SEN, sendo, aliás, agravado pelas recentes alterações regulamentares em Espanha que serão abordadas mais à frente no documento.**

Atualmente, o serviço de banda de regulação de secundária é contratado pelo Gestor Global do Sistema (GGS), através de um produto simétrico com capacidade a subir e a descer e onde a energia de regulação secundária ativada é remunerada ao preço da energia de mFRR², i.e., sem recurso a mercado com ofertas de preço. No entanto, o regulamento europeu do mercado interno da eletricidade³ determina que o mercado de capacidade secundária deve evoluir para a contratação de dois produtos assimétricos e autónomos (produto a subir e produto a descer), dando um maior suporte à participação de centros electroprodutores renováveis no serviço.

A regulamentação, tanto a nível nacional como em Espanha, tem vindo a desenvolver-se de forma a implementar as disposições do quadro legal e regulamentar europeu, para a implementação de produtos normalizados de serviços de sistema e a adesão às plataformas europeias para a transação de energia de regulação. Neste contexto, Espanha prevê implementar o produto local de capacidade de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (aFRR) ainda em novembro de 2024, passando a ter preços separados para a banda secundária no sentido de regulação a subir e para a banda secundária no sentido de regulação a baixar, em cada

² Reserva de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

³ Artigo 6.º, n.º 9, Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019

período de 15 minutos, e passando-se igualmente a contratar a energia de aFRR em mercado.

A implementação do novo serviço aFRR no mercado espanhol, a partir de dia 19 de novembro de 2024, terá consequências no mercado objeto do Despacho e na sua aplicabilidade. Nesse sentido, a ERSE propõe que para o preço de referência do mecanismo, o máximo em cada hora dos preços de banda a subir e a baixar, obtidos pela média aritmética dos preços da banda secundária em cada sentido de regulação nos quatro períodos de 15 minutos de cada hora, verificados em Espanha.

Como primeiro comentário, a proposta não parece refletir o racional associado às janelas de contratação quarto-horárias quando comparadas ao período horário, **já que o que faz sentido é a soma dos preços da banda secundária em cada sentido de regulação nos quatro períodos de 15 minutos de cada hora e não a sua média aritmética**, como é proposto.

Por outro lado, **a possibilidade de oferta independente de banda secundária a subir e de banda secundária a descer com uma granularidade de 15 minutos no mercado espanhol irá facilitar a participação de tecnologias que teriam dificuldades em ofertar um produto simétrico (como é requisito no mercado de banda secundária em Portugal), aumentando assim a liquidez do produto em Espanha e conduzindo à provável canibalização do preço da banda de regulação secundária, o que introduz uma situação de total desalinhamento competitivo entre os dois mercados.**

Por último, a nova realidade do mercado espanhol, para além de apresentar um produto diferente de banda secundária como referência de preço, vai levar a que **o produto de banda perca relevância face ao produto de energia, devido à possibilidade de os agentes ofertarem energia em mercado, sem necessidade de ter ofertado no produto de capacidade. Assim, também este efeito irá provavelmente contribuir para uma forte redução dos preços de banda secundária em Espanha**, impactando ainda mais e de forma muito negativa as ofertas de banda realizadas em Portugal.

Pelo exposto, a EDP defende a cessão de vigência **do artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014, que limita o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores portugueses** à média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, na medida em que os próprios pressupostos do referido Despacho deixaram de se verificar. Efetivamente, é já hoje claro que os agentes e as tecnologias prestadoras dos serviços de sistema não são comparáveis nos dois países, sendo que, a partir de 19 novembro, será de facto impossível afirmar que o mercado espanhol *«pode ser considerado um referencial para os preços desses serviços em ambiente competitivo, para além de ser o mercado com um funcionamento mais semelhante ao mercado português»*.

Acrescenta-se ainda, que a revogação dos Decretos-Leis n.º 29/2006 e 172/2006 pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, ao abrigo dos quais o Despacho n.º 4694/2014 foi emitido, torna clara a desconformidade do artigo 3.º do mencionado despacho com o novo regime do sector elétrico e com o funcionamento de um mercado competitivo, aberto e transparente de serviços de sistema.

Adicionalmente, o artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014 está em contradição com as disposições do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, cujo artigo 3º determina que os Estados Membros devem garantir que os mercados de eletricidade são explorados de acordo com os seguintes princípios:

- Os preços são formados com base na procura e na oferta;
- As regras do mercado devem incentivar a livre formação de preços e devem evitar as ações que impeçam a formação dos preços em função da oferta e da procura.

Neste sentido, **cabe também à ERSE revogar a metodologia de aplicação do cap e alertar a Tutela para a incompatibilidade entre as disposições do artigo 3º e o diferente enquadramento do serviço de regulação secundária nos dois países.**

Tendo em conta que, ao contrário do produto de energia que terá um carácter europeu, **o produto de capacidade é da responsabilidade de cada Estado Membro, entende-se que qualquer decisão sobre esta matéria deverá ter em consideração que o problema de ofertas de banda secundária verificado no passado irá agravar-se, comprometendo a segurança de abastecimento em condições de bom funcionamento do sistema elétrico.** Salienta-se, uma vez mais, que o Despacho n.º 4694/2014 está a restringir a participação das centrais convencionais no mercado de banda de regulação secundária, tendo já resultado em situações em que a totalidade das necessidades não foi assegurada, algo que poderá ocorrer com maior frequência no futuro.

Importa igualmente destacar, não só a importância da implementação em Portugal do produto de capacidade aFRR com preços separados para a banda secundária no sentido de regulação a subir e para a banda secundária no sentido de regulação a baixar, em cada período de 15 minutos, mas também a necessária implementação do produto standard de aFRR a ser transacionado na plataforma europeia PICASSO, no que diz respeito à remuneração da energia secundária. Com efeito, as alterações que se estão a produzir no mercado de eletricidade (e.g., produção distribuída, participação em mercado através de agregação, participação da procura), determinam que **a implementação do produto standard aFRR deverá ser acompanhada por uma alteração conceptual e procedimental na ativação e verificação do serviço, i.e., o mecanismo de ativação do serviço de aFRR deve ser realizado através do envio de setpoints aos centros de controlo dos BSP e não diretamente às unidades físicas pelo GGS e a verificação do serviço deve ser realizada por BSP e não por unidade física.** Para este efeito, é também **fundamental que os agentes de mercado tenham visibilidade sobre o calendário que deverá ser realizado para a implementação destas medidas.**

CONSULTATION RESPONSE



Response to ERSE consultation on the 15 minutes imbalance settlement period

Brussels, 13 November 2024

Energy Traders Europe always supported the switch to a 15-minute imbalance settlement period (ISP) by the legal deadline (1st January 2025). A shorter ISP could help make prices more reflective of the actual market conditions, incentivising generation and demand to respond to the system status with more precision.

However, it is essential that market participants can trade products with the same granularity as the ISP – at the very least in the intraday market which is their last occasion to balance their positions. Therefore, the go-live dates of ISP15 and the 15 minutes market time unit in intraday (MTU15ID) should be placed as close as possible to allow market participants to trade without facing significant imbalance costs.

We acknowledge the technical and budgetary challenges to anticipate MTU15ID in Iberia due to the initial decision to couple the go-live dates of MTU15 for both intraday – set on 18th March 2025 - and day-ahead – delayed to a date to be established. Given the direct impact that they have also on the MTU15ID in Iberia we understand ERSE proposal to realign the ISP15 in Portugal with, at least, MTU15ID.

Taking all this into account, we acknowledge the transitory solution to align the implementation of ISP15 until the start of MTU15 transactions in the intraday market or in the day-ahead.

Finally, we regret that such an important topic is being debated only through a directed consultation (as opposed to a public consultation) with little time left before the deadlines, and we encourage ERSE and REN to adopt a more ambitious approach in their planning process to implement EU regulation and integrate Portugal in the European electricity markets, and to involve earlier market participants in the process.

Response to ERSE consultation on secondary regulation band price cap

Energy Traders Europe believes that it is of utmost importance to foster the necessary developments of the ancillary services markets in Portugal and to harmonize them as much as possible across Europe, following and implementing the European regulatory framework.

This consultation is critical, as the ERSE decision to uphold the price cap may create market distortions with potential cross-border consequences, undermining both Portuguese and Iberian energy markets.

Therefore, **we urge ERSE to remove the price limit of the secondary regulation band as soon as possible and no later than the go-live date of PICASSO.**

Below we outline our primary concerns with the current price control, the expected impacts of Portugal's participation in cross-border balancing platforms, and recommended actions.

1. Market distortions due to price cap

The current price cap in the aFRR capacity market could lead to significant distortions in both the Portuguese and broader Iberian energy markets. By capping prices, the Portuguese system risks undervaluing the opportunity costs associated with dispatchable resources, particularly as Portugal's balancing service providers (BSPs) are limited by REN's requirement for "asset-based control."

As Spain prepares to implement the SRS (Secondary Reserve System) project on November 19th, this difference will make Portugal's balancing market less competitive and less efficient relative to Spain's more flexible model.

2. Cross-Border Implications of the price cap

ERSE's price control mechanism could also impact cross-border balancing. Should Portugal enter the EU's PICASSO platform with a capped aFRR capacity price, it could lead to disproportionate usage of cross-border resources, especially if Portuguese capacity contracts fall short of system requirements.

CONSULTATION RESPONSE



This could jeopardize the stability of interconnected EU systems by placing excess reliance on foreign resources. Moreover, this arrangement would contradict the EU's objectives of optimising national and cross-border energy resources. Given these considerations, we urge ERSE to remove this price cap before joining PICASSO.

3. Operational risks and market transparency

The price cap applies on a quarterly, ex-post basis, creating uncertainty around cost recovery. This lack of clarity poses risks for market participants who may not be able to predict how their bids will recover their operational costs, adversely affecting market transparency and competitiveness in both Portuguese and Spanish markets.

4. Compliance with European Regulation and consultation with ACER

As mandated under the European Balancing Guideline (EB GL), ERSE has a legal obligation to ensure market compliance, competition, and transparency in the energy markets. It is imperative that ERSE commits to harmonizing with cross-border regulatory frameworks to avoid unintended distortions. Therefore, we are concerned by ERSE's approval to prolong this imposed price cap without contesting its impact on market dynamics.

Given the cross-border impacts of Portugal's price control mechanism, we suggest ERSE to consult with ACER to ensure that Portuguese regulatory decisions align with European standards. We believe that this issue goes beyond a purely national scope, as it affects the efficiency of the Iberian markets.

Contact

Federico Barbieri
Coordinator for Southern European markets
f.barbieri@energytraderseurope.org

Consulta de Interessados n.º 7/2024

Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e remuneração da banda de regulação secundária.

A Fortia Energía S.L., como comercializadora para grandes consumidores industriais, concorda plenamente com a análise da ERSE sobre a necessidade de adiar a entrada em vigor do período de liquidação de desvios de 15 minutos (ISP15). A implementação não simultânea do ISP15 e do mercado intradiário em intervalos de 15 minutos (MTU15) geraria desajustes operacionais e dificultaria que os agentes realizassem previsões precisas de consumo e produção, comprometendo o cumprimento dos programas de mercado e aumentando os custos de intervenção do gestor do sistema nos mercados de balanço.

A falta de sincronização entre os intervalos de negociação e a liquidação de desvios afetaria a eficiência da metodologia de tratamento de desvios, prejudicando a estabilidade do sistema sem proporcionar as vantagens previstas para os agentes. Nesse sentido, o adiamento do ISP15 até que os mercados estejam preparados para operar em intervalos de 15 minutos parece-nos muito oportuno para evitar encargos operacionais adicionais e uma estrutura de mercado que não otimizaria o processo de liquidação.

No entanto, a Fortia manifesta sua preocupação com o recente anúncio da OMIE de que a entrada em vigor do mercado diário em intervalos de 15 minutos, inicialmente prevista para 18 de março de 2025, será adiada *sine die*, enquanto se mantém a entrada em operação da negociação em intervalos de 15 minutos no mercado intradiário. Essa situação apresenta uma série de inconvenientes significativos para os comercializadores e, por conseguinte, para seus clientes, ao obrigá-los a redesenhar seus sistemas em paralelo para se adaptarem a uma estrutura de negociação em intervalos de 15 minutos no mercado intradiário, que, na ausência de coordenação com o mercado diário, aumenta a complexidade e o risco sem oferecer vantagens claras.

Adicionalmente, a impossibilidade de negociar no mercado diário em intervalos de 15 minutos exige que as regras de mercado definam um critério de repartição da energia em intervalos de 15 minutos, o que não necessariamente reflete a oferta que os agentes estariam dispostos a realizar para otimizar suas posições. Em outras palavras, essa entrada parcial introduz riscos de preço e volume e não permite que os agentes de mercado se beneficiem plenamente dos objetivos de flexibilidade, precisão e eficiência estabelecidos na normativa europeia de 15 minutos.

Por isso, e tendo em conta o disposto no ponto 3 do Artigo 8 do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabelece que “Os NEMO devem proporcionar aos participantes do mercado a oportunidade de comercializar energia em intervalos de tempo pelo menos tão curtos quanto o período de liquidação de desvios nos mercados diário e intradiário”, sugerimos à ERSE que, juntamente com os demais reguladores envolvidos, coordene uma resposta a esse novo adiamento e estabeleça uma entrada em vigor conjunta dos intervalos de 15 minutos nos mercados diário e intradiário, assim como na liquidação de desvios de 15 minutos, apenas quando todos os mercados estiverem preparados. Esta entrada conjunta é a única forma de evitar uma série de transições provisórias que obrigam os agentes a desenvolver sistemas em prazos curtos e com eficácia limitada, gerando mais custos e riscos operacionais.

Sem questionar as razões técnicas que possam justificar os múltiplos atrasos observados por parte dos NEMO, acreditamos que esta solução é a única que garantiria o propósito do Regulamento (UE) 2019/943, assegurando que os agentes possam operar de forma eficaz em intervalos de 15 minutos. Caso contrário, os comercializadores e seus consumidores enfrentariam um sistema descoordenado e fragmentado que não permite otimizar as previsões nem mitigar adequadamente os riscos.

Madrid 11/11/2024

24269288X
JOSE MIGUEL
MORENO (R:
B85228138)

Firmado digitalmente
por 24269288X JOSE
MIGUEL MORENO (R:
B85228138)
Fecha: 2024.11.11
10:47:03 +01'00'

Consulta de Interessados ERSE 7/2024

**Período transitório para a
implementação do tratamento
de desvios em 15 minutos e
remuneração da banda de
regulação secundária**

Comentários Galp

13/11/2024

galp

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA DE INTERESSADOS	3
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS.....	4
1. Regime transitório do período de liquidação de desvios (artigo 2º)	4
2. Regime transitório do ajustamento trimestral do preço de banda de regulação secundária (artigo 3º)	4

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta de Interessados

A Galp, enquanto grupo integrado de energia e através das diferentes empresas suas participadas, atua como comercializador nos setores elétrico, do gás e dos combustíveis, contando com uma carteira de cerca de 311.000 clientes de eletricidade¹, 244.000 clientes de gás² e 1.463 estações de serviço, como promotora de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (com uma capacidade instalada de 1,5 GW na Península Ibérica) e de autoconsumo, e ainda enquanto comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica e operador de pontos de carregamento. No âmbito do seu compromisso com a transição energética e contributo para a neutralidade carbónica, a Galp encontra-se ainda a desenvolver projetos inovadores, nomeadamente na produção de hidrogénio verde, sendo igualmente detentora da única refinaria a operar em Portugal, atualmente em projeto de reconversão profunda para contribuição para os objetivos de descarbonização.

Este documento reflete sobre alguns aspetos da proposta que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

¹ Dados ERSE a agosto de 2024

² Dados ERSE a agosto de 2024

Comentários e contributos

1. Regime transitório do período de liquidação de desvios (artigo 2º)

A ERSE propõe definir que *"o período de liquidação de desvios tem a duração de uma (1) hora até à data de início do período de negociação de 15 minutos no mercado diário ou nos mercados intradiários, conforme a condição que se verifique em primeiro lugar"* (nº 1). Adicionalmente, a ERSE propõe que *"enquanto o período de liquidação de desvios for horário, na determinação do preço de desvio aplica-se a metodologia de preço de desvio dual, de acordo com a alínea e) do n.º 1 do Artigo 11.º da Decisão ACER n.º 18/2020, de 15 de julho, conforme estabelecido no MPGGS"* (nº 2).

Do ponto de vista do agente de mercado que desempenha a função de BRP (Balance Responsible Party), a aplicação de ISP15 antes do início das transações MTU15 levaria a um incremento dos desvios energéticos com os consequentes impactos económicos, pela impossibilidade de ajuste de programa em 15 minutos quando as medidas de geração/consumo serão publicadas nesse horizonte temporal. Este incremento de desvios além de originar um aumento de custos para os BRP, iria colocá-los numa posição de risco perante contratos de representação de mercado já fechados com produtores para o período em questão.

Adicionalmente, a não conjugação de ISP15 com MTU15 levaria à necessidade de adaptar os sistemas e processos de suporte à atuação diária dos BRP, com custos associados, que teriam uma aplicação temporal de curto prazo, apenas até à implementação de MTU15.

Face ao exposto, concordamos com a proposta apresentada pela ERSE de adiar a implementação do ISP15 até ao início das transações MTU15 no mercado intradiário ou no mercado diário.

2. Regime transitório do ajustamento trimestral do preço de banda de regulação secundária (artigo 3º)

A ERSE propõe definir que *"para efeitos de apuramento do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária em Portugal, nos termos do MPGGS, quando o mercado do serviço equivalente em Espanha corresponda a contratação separada de banda secundária no sentido de regulação a subir e no sentido de regulação a baixar, o preço de referência a considerar no mecanismo deve ser o máximo, em cada hora, entre os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada hora"* (nº 1), sendo que *"os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada hora referidos no número anterior, resultam da média aritmética dos preços de banda em cada sentido de regulação nos quatro períodos de 15 minutos de cada hora, verificados em Espanha, conforme publicado pela Red Eléctrica de España"* (nº 2).

A existência de uma medida transitória de apuramento do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária em Portugal que permita compatibilizar este cálculo com o modelo espanhol em vigor parece-nos justificada e a consideração do valor máximo entre os preços a descer e a subir parece-nos adequada. No entanto, no que toca ao apuramento do valor de referência horário, propomos que seja considerada a média ponderada em vez da média simples.

Adicionalmente, não obstante encontrar-se fora do âmbito da consulta em curso e fora da atuação da ERSE, notamos que o mecanismo de limitação de preço no mercado português com base no mercado espanhol, estabelecido pelo Despacho 4694/2014, de 1 de abril, deve ser eliminado por forma a estabelecer um mercado de banda de regulação secundária competitivo na área portuguesa do MIBEL.

Sugerimos ainda que passem a ser publicados em tempo real, para a área portuguesa do MIBEL, o equivalente aos programas resultantes do PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento), PDVP (Programa Diário Viable), PHF (Programa Horário Final) e PHFC (Programa Horário Final Contínuo) por áreas de oferta, da mesma forma que hoje acontece em Espanha.



Resposta à Consulta de Interessados 7/2024

Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e remuneração da banda de regulação secundária (N. REf. E-Tecnicos/2024/1858)

Índice

1.	Comentarios à proposta de regras transitórias sobre o período de liquidação de desvios	3
2.	Comentários à proposta de adaptação do limite trimestral do preço da banda de regulação secundária	4
3.	Anexos	7

1. Comentários à proposta de regras transitórias sobre o período de liquidação de desvios

- I. Em primeiro lugar, a Iberdrola agradece a oportunidade de se pronunciar em sede de Consulta de Interessados 7/2024, “Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e remuneração da banda de regulação secundária (N. REf. E-Tecnicos/2024/1858)”, que mereceu da nossa parte a melhor atenção, bem como os comentários e considerações que apresentamos neste documento.
- II. Tendo em conta a importância do tema e o seu impacto na operação, **a Iberdrola incentiva e apoia que a ERSE realize mais debates conjuntos entre os participantes do mercado, assegurando uma coordenação explícita entre os reguladores ibéricos, o operador de mercado ibérico e os operadores de sistema português e espanhol**, disponibilizando desde já a Iberdrola os seus recursos técnicos para a participação neste tipo de fóruns.
- III. **De salientar que a Iberdrola concorda com as razões apresentadas pela ERSE para a proposta e que a solução proposta de alinhamento do ISPI5 com o MTU15 respeita o espírito do Regulamento – esta foi a posição que também transmitimos ao regulador espanhol, CNMC.** Por outro lado, algumas medidas curativas expostas na sessão de trabalho do passado dia 18 de setembro de 2024 e reproduzidas no documento justificativo da consulta poderão conduzir a um tratamento desigual dos agentes de mercado, incluindo a cobertura implícita dos custos dos desvios para determinados tipos de agentes, o que deve ser evitado.
- IV. Desde já, **solicitamos que a decisão da ERSE seja tomada com a maior brevidade que seja possível, solicitando certeza de que a opinião não será contestada pela ACER e pela Comissão Europeia.** A sua não aplicação, teria um impacto muito relevante nos agentes de mercado portugueses, dadas as datas tão próximas do prazo legal (1 de janeiro de 2025).
- V. Por fim, solicitamos que a aplicação do preço de desvio único (“single imbalance price”) não seja mais adiada e que a metodologia de preços a aplicar quando tivermos o ISPI5 seja explicitamente reflectida no ponto 3 do artigo 2º da proposta de diretiva.

2. Comentários à proposta de adaptação do limite trimestral do preço da banda de regulação secundária

VI. Relativamente à proposta de adaptação do limite de preço trimestral da banda de regulação secundária, a IBERDROLA gostaria de fazer os seguintes comentários e recomendações.

- a. Como a Iberdrola manifestou oportunamente numa consulta¹ realizada previamente e em situações posteriores, **a metodologia refletida no MPGGS de determinação do preço da banda secundária portuguesa indexada à espanhola deveria ser revogada, tendo em conta o seu impacto a todos os níveis, mas em particular no custo do serviço de banda secundária, a qual é financiado pelos consumidores.**

Esta indexação provoca problemas económicos às centrais hidroeléctricas, que devem ajustar o seu programa nos mercados intradiários para cumprir as suas obrigações, o que poderá gerar distorções ainda maiores com o futuro modelo europeu PICASSO, já que terão de apresentar ofertas de energia associadas à banda contratada.

Este controlo de preços foi implementado há 10 anos, num contexto de mercado muito diferente do atual, em que os requisitos regulatórios eram muito diferentes dos actuais. Hoje, novos agentes entraram no mercado e já participam muito ativamente no mesmo, prevendo-se que nos próximos anos continue a ser incorporada cada vez mais produção renovável e armazenamento na prestação do serviço, acrescentando novos agentes ao mercado, no âmbito da profunda transformação do sistema eléctrico português, marcada pelos ambiciosos objectivos europeus de descarbonização e de criação de mercados integrados a nível europeu.

- b. No documento apresentado, a ERSE indica o seguinte:
- o *“A presente consulta não prejudica que a ERSE, por solicitação do Gabinete da Secretária de Estado da Energia, clarifique a circunstância vigente quanto à aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, no contexto do mercado*

¹ Consulta de Interessados n.º 10-2023 sobre a Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (8 novembro 2023)

de aFRR, e a eventual necessidade de clarificação legislativa pelo membro do Governo responsável pela área da Energia.” (página 2)

- o *“O mecanismo previsto no Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, visa constituir uma referência de preço “em ambiente concorrencial competitivo” para o mercado da banda de regulação secundária em Portugal. A interpretação desta regra para as circunstâncias transitórias procura evitar introduzir distorções e limitações de preço da banda secundária, que levariam a um mau funcionamento deste mercado.” (página 9)*
- c. No entanto, na opinião da Iberdrola, **seria necessário que nesta consulta a ERSE se pronunciasse de uma forma mais clara sobre o impacto do Despacho n.º 4694/2014, quer a nível nacional, quer a nível transfronteiriço, e que solicite expressamente a sua revogação, com base nos poderes que a ERSE tem ao abrigo da regulamentação europeia, de forma a que a próxima adaptação do MPGGS seja mais robusta, clara e transparente.**
- d. De salientar que a nível nacional o impacto traduz-se numa menor competitividade dos BSPs portugueses face aos BSPs europeus e, em particular, aos espanhóis², na medida em que constitui uma restrição direta à oferta de banda, como foi referido anteriormente. Este facto tem um impacto direto no custo adicional suportado pelos consumidores portugueses.
- e. A nível transfronteiriço, a incerteza na liquidação da banda pode levar a uma distorção na CMOL (Common Order Merit List) do PICASSO e, conseqüentemente, na utilização de ofertas comuns na plataforma europeia³. Isto alteraria o preço final da energia aFRR na plataforma europeia, especialmente em relação à utilização de recursos espanhóis, o que geraria um problema ao nível regional, pois o mercado espanhol entenderia que está a financiar indiretamente a regulação secundária portuguesa e que a interligação está a ser utilizada de forma ineficiente. Neste sentido, existem mecanismos promovidos pela regulação europeia para aumentar a concorrência regional de forma eficiente e segura para o sistema: a provisão conjunta entre Espanha e Portugal de uma banda de aFRR, à semelhança do mercado nórdico⁴.

² O que poderia ser ainda mais agravado pelo facto de não se poder oferecer o serviço ou prestá-lo de forma agregada, como já assinalámos em ocasiões anteriores. Espera-se que esta questão seja resolvida no âmbito da próxima consulta sobre o MPGGS.

³ Respeitando o requisito de não utilizar mais ofertas da CMOL do que as apresentadas na plataforma

⁴ <https://nordicbalancingmodel.net/>

- VII. Sublinhamos que o **nosso pedido se baseia no facto de a ERSE não só ter de mitigar as distorções desta restrição de preços, mas também tem de assegurar o cumprimento dos princípios gerais e dos requisitos detalhados do regulamento europeu, que reflectimos no anexo a estes comentários.**
- VIII. Esperamos que os comentários e propostas apresentadas venham a contribuir para a melhoria da proposta e que a ERSE atenda às nossas solicitações no âmbito da presente consulta.
- IX. Adicionalmente, ficamos à vossa disposição para toda ou qualquer dúvida que possam ter sobre os nosso comentários. **Apoiamos caso considerem que este caso pode ser resolvido com a ajuda da ACER, pois, em nosso entender, Portugal não pode aderir ao PICASSO sem que esta distorção esteja devidamente resolvida, isto é, eliminada.**
- X. Sem prejuízo do exposto, na nossa opinião, não é razoável tomar como referência para a banda portuguesa um preço que está desligado da realidade portuguesa, especialmente no caso de separação de mercados (*market splitting*) na interligação Portugal-Espanha, quando o preço subjacente é diferente, ou mesmo o alisamento dos preços de referência através de médias.

3. Anexos

Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade

Artigo 6.º Mercado de balanço

1. Os mercados de balanço, incluindo os processos de pré-qualificação, devem ser organizados de forma a:

a) Assegurar a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, tendo em conta as diferentes necessidades técnicas da rede de eletricidade e as diferentes capacidades técnicas das fontes de geração, de armazenamento de energia e de resposta da procura;

b) Assegurar uma definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e a sua contratação de modo transparente e baseado no mercado;

c) Assegurar o acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, incluindo a eletricidade de fontes de energia renovável variável, a resposta da procura e o armazenamento de energia;

d) Respeitar a necessidade de ter em conta o aumento das quotas de produção variável, o aumento da capacidade de resposta da procura e o advento das novas tecnologias.

2. O preço da energia de balanço não é predeterminado nos contratos para a capacidade de balanço. Os procedimentos de contratação são transparentes, nos termos do artigo 40.º, n.º 4 da Diretiva (UE) 2019/944, protegendo ao mesmo tempo, a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

3. Os mercados de balanço devem garantir a segurança operacional e permitir a utilização máxima possível e a atribuição eficiente de capacidade interzonal nos diferentes períodos de operação, nos termos do artigo 17.º.

4. A liquidação da energia de balanço para os produtos de balanço normalizados e específicos deve basear-se em preços marginais (preços marginais de balanço), a não ser que todas as entidades reguladoras aprovem um método alternativo de fixação do preço, com base numa proposta conjunta de todos os operadores de redes de transporte, na sequência de uma análise que demonstre que esse método alternativo de fixação do preço é mais eficiente. [...]

Artigo 10.º Limites de ofertas técnicas

[...]

4. As entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas pelos Estados-Membros devem identificar as políticas e as medidas aplicadas no seu território que possam contribuir para restringir indiretamente a formação dos preços grossistas, incluindo a restrição de ofertas relativas à ativação da energia de balanço, os mecanismos de capacidade, as medidas adotadas pelos operadores de redes de transporte, as medidas destinadas a contestar os resultados do mercado ou evitar abusos de posição dominante, ou a definição ineficiente das zonas de ofertas.

5. Se uma entidade reguladora ou outra entidade competente designada tiver identificado uma política ou medida suscetível de restringir a formação dos preços grossistas, deve tomar todas as medidas necessárias para a eliminar ou, se tal não for possível, atenuar o impacto dessa política ou dessas medidas a nível das ofertas. Os Estados-Membros devem apresentar um relatório à Comissão até 5 de janeiro de 2020, que especifica as medidas e ações que tenham tomado ou tencionem tomar.

REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO de 23 de novembro de 2017 que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico

Artigo 3.º Objetivos e aspetos de regulação

1. O presente regulamento tem os seguintes objetivos:

a) Fomentar mercados de regulação efetivamente concorrenciais, não-discriminatórios e transparentes;

b) Reforçar a eficiência das regulações e a eficiência dos mercados de regulação nacionais e europeu;

c) Integrar os mercados de regulação e promover as possibilidades de troca de serviços de regulação, contribuindo concomitantemente para a segurança operacional;

d) Contribuir para o desenvolvimento e a operação eficientes a longo prazo da rede de transporte de eletricidade e do setor elétrico da União, facilitando em concomitância um funcionamento eficiente e coerente dos mercados de regulação, para o dia seguinte e intradiário;

e) Garantir que a contratação de serviços de regulação se processa com equidade, objetividade e transparência e se orienta pelo mercado, evita obstáculos indevidos à entrada de recém-chegados, contribui para a liquidez dos mercados de regulação e, concomitantemente, evita distorções indevidas no mercado interno de eletricidade;

f) Facilitar a participação da resposta do consumo, incluindo instalações de agregação e armazenagem de energia, garantindo concomitantemente a concorrência destes com outros serviços de regulação, num plano de igualdade de condições, e, se necessário, uma ação independente, quando sirvam uma só instalação de consumo;

g) Facilitar a participação de fontes de energia renováveis e apoiar a consecução da meta estabelecida pela União Europeia para penetração de geração a partir dessas fontes.

Artigo 25.o Requisitos dos produtos normalizados

[...]

6. Os produtos normalizados de energia de regulação e de capacidade de regulação devem:

a) Garantir normalização eficiente, favorecer a liquidez e a concorrência transfronteiriça e evitar fragmentações indevidas do mercado;

b) Facilitar a participação de proprietários de instalações de consumo, terceiros e proprietários de instalações geradoras de energia proveniente de fontes renováveis, bem como de proprietários de unidades de armazenamento de energia, como agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação.

Artigo 26.º Requisitos dos produtos específicos

1. Uma vez aprovados os enquadramentos de implantação das plataformas europeias nos termos dos artigos 19.o, 20.o e 21.o, cada ORT pode elaborar uma proposta de definição e utilização de produtos específicos de energia de regulação e de capacidade de regulação. A proposta deve compreender, pelo menos:

[...]

f) Demonstração de que os produtos específicos não geram distorções nem ineficiências significativas no mercado de regulação, dentro e fora da zona de programação.

2.[...]

3.[...]

Artigo 29.º Ativação de propostas de energia de regulação com base na lista comum por ordem de mérito

[...]

12. Incumbe ao ORT requerente solicitar a ativação de ofertas de energia de regulação das listas comuns por ordem de mérito, até à quantidade total de energia de regulação. Essa quantidade total que o ORT requerente pode ativar das ofertas

de energia de regulação constantes das listas comuns por ordem de mérito calcula-se somando as quantidades correspondentes:

a) Às ofertas de energia de regulação apresentadas pelo ORT requerente não resultantes da partilha de reservas nem da troca de capacidade de regulação;

b) Às ofertas de energia de regulação apresentadas por outros ORT em resultado de processos de contratação de capacidade de regulação em nome do ORT requerente;

c) Às ofertas de energia de regulação resultantes da partilha de reservas, na condição de os outros ORT participantes nessa partilha ainda não terem solicitado a ativação das quantidades partilhadas em causa.

13. Os ORT podem estabelecer condições ou situações de inaplicabilidade dos limites estabelecidos no n.º 12 nas ofertas dos enquadramentos de implantação das plataformas europeias nos termos dos artigos 19.º, 20.º e 21.º. Se um ORT solicitar ofertas de energia de regulação além do limite estabelecido no n.º 12, os outros ORT devem ser informados disso.

14.[...]



Consulta de Interessados n.º 7/2024

Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e adaptação do limite do preço da banda de regulação secundária

Comentários da REN

Novembro de 2024



REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Av. Estados Unidos da América, 55

1749-061 LISBOA

Telefone: (+351) 210 013 500 | Fax: (+351) 210 013 950

Capital Social: 1.789.564.476 euros

NIPC: 507 866 673

[Info.portal@ren.pt](mailto:info.portal@ren.pt) www.ren.pt

ÍNDICE

1	COMENTÁRIOS.....	2
1.1	ARTIGO 3.º - REGIME TRANSITÓRIO DO AJUSTAMENTO TRIMESTRAL DO PREÇO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	2

1 COMENTÁRIOS

1.1 ARTIGO 3.º - REGIME TRANSITÓRIO DO AJUSTAMENTO TRIMESTRAL DO PREÇO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

O Procedimento de Operação Espanhol (P.O. 7.2 Regulación secundaria), [Disposición 11535 del BOE núm. 137 de 2024](#), estabelece um regime transitório entre 20 de Novembro de 2024 e a entrada dos mercados organizados quarto-horários de energia. Durante este regime transitório o resultado do encontro da banda regulação secundária no sistema elétrico peninsular espanhol será o mesmo, tanto em termos de quantidade como de preço, nos quatro períodos quarto-horários da hora, dado que as necessidades a publicar pela Red Eléctrica de España (REE), bem como as ofertas a apresentar pelos Agentes de mercado habilitados a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema (BSP) serão iguais nesses períodos.

O mercado de banda regulação secundária, para a área de controlo portuguesa do Mercado Ibérico de Eletricidade (Mibel), também já o é em quarto-horário desde a entrada do mercado de reserva de reposição (TERRE) e opera desde então com requisitos equivalentes ao do Procedimento de Operação referido no parágrafo anterior, i.e., necessidades e ofertas iguais nos quatro períodos quarto-horários da hora.

Assim, e na medida que as bases de telerregulação para garantir o cumprimento da banda de regulação secundária atribuída são estabelecidas pelos BSP nos mercados organizados de energia, parece-nos importante harmonizar com Espanha, i.e. garantir a transição conjunta, dos mercados organizados de energia e do mercado banda regulação secundária, mantendo até a entrada dos mercados organizados quarto-horários de energia esta restrição de quantidade e preço iguais, tanto nas necessidades como nas ofertas, nos quatro períodos quarto-horários da hora no mercado de banda

Artigo	Redação da Proposta	Proposta de Redação REN
Artigo 3.º	<p>1 - Para efeitos de apuramento do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária em Portugal, nos termos do MPGGS, quando o mercado do serviço equivalente em Espanha corresponda a contratação separada de banda secundária no sentido de regulação a subir e no sentido de regulação a baixar, o preço de referência a considerar no mecanismo deve ser o máximo, em cada hora, entre os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada hora.</p> <p>2 - Os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada hora referidos no número anterior, resultam da média aritmética</p>	<p>1 - Para efeitos de apuramento do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária em Portugal, nos termos do MPGGS, quando o mercado do serviço equivalente em Espanha corresponda a contratação separada de banda secundária no sentido de regulação a subir e no sentido de regulação a baixar, o preço de referência a considerar no mecanismo deve ser o máximo, em cada quarto de hora, entre os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada quarto de hora.</p> <p>2 - Os preços de banda no sentido de regulação a subir e os preços no sentido de regulação a baixar de cada hora</p>

dos preços de banda em cada sentido de regulação nos quatro períodos de 15 minutos de cada hora, verificados em Espanha, conforme publicado pela Red Eléctrica de España.

~~referidos no número anterior, resultam da média aritmética dos preços de banda em cada sentido de regulação nos quatro períodos de 15 minutos de cada hora, verificados em Espanha, conforme publicado pela Red Eléctrica de España.~~

2 - Com o início do período de negociação de 15 minutos no mercado diário ou nos mercados intradiários, conforme a condição que se verifique em primeiro lugar, inicia-se também o mercado de banda regulação secundária em Portugal sem qualquer restrição de quantidade e preço, tanto nas necessidades como nas ofertas, nos quatro períodos quarto-horários da hora.

I | SU ELETRICIDADE

ERSE

Consulta de Interessados N.º 7/2024

Período transitório para a implementação do tratamento de desvios em 15 minutos e adaptação do limite do preço da banda de regulação secundária

1. Enquadramento

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado em novembro de 2023, estabelece orientações e metodologias que visam assegurar o equilíbrio e a eficiência do Sistema Elétrico Nacional, com um enfoque específico na prática de harmonização e negociação nos mercados grossistas de eletricidade.

Uma dessas metodologias prevê a harmonização nos mercados grossistas diários e intradiários, bem como o tratamento de desvios para períodos de 15 (quinze) minutos (MTU15 e ISP15 respetivamente), a implementar numa data não superior a 31 de dezembro de 2024, com salvaguarda de eventual derrogação por parte das entidades reguladoras.

A Entidade Reguladora para o Sector Energético (ERSE), como órgão responsável pela regulação do setor elétrico em Portugal, submeteu a Consulta de Interessados a aprovação de um conjunto de medidas pontuais e transitórias de alteração do MPGGS, relativas ao período de cálculo de desvios e ao mecanismo de limitação do preço da banda de regulação secundária, a ser aprovado atempadamente através de Diretiva.

Este conjunto de medidas específicas visa garantir a adequação das regras transitórias que, por um lado, abordam o tratamento de desvios em períodos de 15 (quinze) minutos, e, por outro, a adaptação do limite do preço da banda de regulação secundária. Este tratamento de desvios tem como meta ajustar o comportamento do sistema para períodos mais curtos (15 minutos), promovendo uma maior precisão no gerenciamento da oferta e demanda de eletricidade, alinhando-se às práticas do mercado ibérico e europeu.

A SU ELETRICIDADE, enquanto agente responsável pela liquidação dos desvios (BRP), vem por este meio pronunciar-se relativamente ao tratamento de desvios em períodos quarto horários.

2. Comentários na Generalidade

Pese embora se preveja que o Gestor Global do Sistema (GGS) elétrico nacional tenha implementado nos seus sistemas internos os processos que permitem a liquidação dos desvios em 15 (quinze) minutos (ISP15), tal não ocorre no operador nomeado do mercado de eletricidade ibérico (OMIE) para o MTU15 nos mercados diários e intradiários. Neste sentido, o OMIE comunicou aos reguladores que prevê iniciar a operação do mercado intradiário com períodos de negociação (MTU) de 15 minutos a 18 de março de 2025, admitindo que a operação no mercado diário no OMIE possa ocorrer até ao final de 2025.

O enquadramento previsto (ISP15, MTU15 no mercado intradiário e MTU60 no mercado diário), tem suscitado várias questões aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios, uma vez que esta situação poderá incrementar o volume de desvios atribuídos a cada agente, na medida em que o programa de compras ou vendas do agente de mercado permanecerá constante ao longo da hora no mercado diário. No entanto, a medição atribuída a cada período de 15 (quinze) minutos dessa hora variará com o perfil real de consumo ou de produção, podendo surgir desvios contraditórios em quartos de hora consecutivos, que atualmente seriam compensados ao longo de toda a hora.

Estando o GGS em condições para iniciar os processos que permitem a liquidação dos desvios em 15 (quinze) minutos em janeiro de 2025, e não se verificando o mesmo por parte do OMIE, importa encontrar alternativas que minimizem o impacto da implementação do ISP15 e que sejam acauteladas regulamentarmente.

3. Comentários Específicos ao Regime Transitório do período de liquidação de desvios (Artigo 2.º)

De acordo com o disposto no documento justificativo da presente proposta de Diretiva, foram ponderados dois modelos de solução que visam acautelar as preocupações dos agentes de mercado referentes ao regime transitório aplicável ao período de liquidação de desvios:

1. Adiamento da implementação do ISP15 até ao início das transações MTU15 no mercado intradiário ou no mercado diário, consoante o que ocorra primeiro; ou
2. Início da implementação do ISP15 em janeiro de 2025, considerando alterações transitórias no método de cálculo dos desvios.

A ERSE, no artigo 2.º da proposta de Diretiva, considera que a metodologia mais adequada é a indicada no primeiro modelo. Esta metodologia propõe o adiamento da implementação do ISP15 até ao início das transações MTU15, seja no mercado intradiário ou no mercado diário, conforme o que ocorrer primeiro.

Não obstante a SU ELETRICIDADE se rever nesta solução, o modelo proposto pela ERSE coloca exigentes desafios e terá implicações diretas na atividade do Comercializador de Último Recurso (CUR) e do Agregador de Último Recurso (AUR), importando clarificar aspetos associados à sua concretização, nomeadamente:

- i) Existindo um desfasamento entre a implementação do MTU15 no mercado intradiário e do MTU15 no mercado diário, será necessário clarificar de que modo se irão harmonizar os programas, emissão/consumo e desvios à programação durante este período transitório, em que teremos a aplicação do ISP15 com o MTU15 no mercado intradiário e com o MTU60 no mercado diário. Nesse sentido, torna-se premente definir alterações transitórias e refleti-las na

Diretiva a publicar referente à aprovação das regras transitórias sobre o período de liquidação de desvios, designadamente:

- o A forma como o GGS irá tratar o volume casado em mercado diário em MTU60 para o cálculo do programa casado final e para o cálculo dos desvios;
 - o Sendo os mercados intradiários mercados de ajuste ao mercado diário, é necessário clarificar como proceder numa situação em que os agentes apenas enviem programas para a sessão do mercado diário.
- ii) O desfasamento supramencionado também tem impacto na forma de calcular os encargos a imputar aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (PREAC), bem como nos centros eletroprodutores fotovoltaicos abrangidos pelo regime de remuneração garantida no âmbito do 1º leilão de capacidade solar de julho de 2019. Em ambas as situações, os custos reais dos encargos com os desvios à programação, a imputar aos produtores agregados pelo AUR, são calculados na perspetiva de sobrecusto. Para o efeito, o sobrecusto resulta da diferença, por período de programação, entre a valorização da energia dos desvios faturados pelo GGS da unidade de venda específica e a valorização da mesma energia dos desvios ao preço do mercado diário. Sendo o primeiro modelo de solução proposto ambíguo neste âmbito, importa esclarecer como efetuar o cálculo do sobrecusto neste período transitório, em que teremos o ISP15, MTU15 no mercado intradiário e o MTU60 no mercado diário.
- iii) No que concerne à forma como os preços e volumes das ofertas serão desagregadas em períodos quarto-horários (15 minutos), entendemos que:
- a energia casada em mercado diário (MWh) deverá ser desagregada em potência (MW) de forma igual para todos os períodos de 15 (quinze) minutos em cada hora, correspondendo à sua média (energia horária/4); e

- relativamente ao preço em mercado diário (€/MWh), este deverá corresponder ao preço da energia casada em mercado diário, ou seja, deverá ser igual ao valor em todos os períodos de 15 (quinze) minutos em cada hora.

Sobre este ponto, importa salientar que, caso este não seja o entendimento da ERSE, a mesma deverá indicar, de forma inequívoca, qual a metodologia a aplicar.

- iv) O custo e o esforço de desenvolvimento e de automatização de processos, não só do cálculo dos desvios e encargos, bem como de adaptação das ofertas em mercado, será elevado para uma aplicação temporária de curta duração, podendo ainda assim não resolver o efeito da dessincronia do ISP15 e do MTU15 nos mercados intradiários com o MTU60 no mercado diário.

De notar que estas alterações não só abrangem as ofertas do CUR e do AUR relativas às previsões das necessidades de compra e venda sob a responsabilidade da SU ELETTRICIDADE, como também abrangem os centros eletroprodutores adjudicatários do 1º leilão solar que são responsáveis pelo envio dos seus próprios programas, incidindo sobre a responsabilidade da SU ELETTRICIDADE apenas a respetiva colocação das ofertas em mercado.

- v) O facto de se prever que esta transição ocorra a 18 de março de 2025, em data diferente do primeiro dia do mês e no decorrer de uma semana de liquidação, acarreta dificuldades acrescidas, não só no processo de liquidação dos desvios faturados pelo GGS, como também no processo de apuramento e liquidação dos encargos no âmbito da PREAC e 1º leilão de capacidade solar. Neste sentido, devemos alertar que os sistemas da SU ELETTRICIDADE não se encontram preparados para esta situação pontual e atípica, não sendo viável avançar com novos desenvolvimentos apenas para este efeito, o que implica um trabalho manual, excecional e bastante rigoroso, podendo colocar em causa o cumprimento dos prazos a que a SU ELETTRICIDADE está adstrita.

Atendendo ao exposto, a SU ELETRICIDADE concorda que a passagem para o período de liquidação de desvios de 15 minutos não ocorra a 1 de janeiro de 2025, e defende que esta ocorra aquando da implementação do MTU15 no mercado diário e no mercado intradiário, idealmente no primeiro dia do mês seguinte à implementação.