

Comentários do OMIP – PÓLO PORTUGUÊS, S.G.M.R., S.A. à Consulta Pública 142

Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN

O OMIP valoriza positivamente a consulta pública promovida pela ERSE, para discussão e posterior aprovação de regulamentação que altera o tratamento regulatório dos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional (SEN).

A evolução dos custos relacionados com a operação do SEN tem sofrido aumentos muito significativos nos últimos anos, com origem em causas diversas, atingindo valores que requerem a identificação e tomada de medidas de mitigação, nomeadamente no âmbito da regulação do setor elétrico, através da mobilização dos instrumentos regulatórios disponíveis.

Assim, o OMIP considera a presente iniciativa da ERSE particularmente relevante e tempestiva, em particular pela proposta de desenho de inovadores instrumentos de contratação bem como do modelo de afetação dos custos incorridos com os serviços de sistema..

A. Redesenho do produto de banda de mFRR

É conhecido (e reconhecido) que os custos associados a um vasto conjunto de serviços necessários para a salvaguarda da segurança do sistema elétrico, os quais se podem designar de “serviços de sistema”, têm vindo a sofrer incrementos muito significativos nos últimos anos, relacionados com a integração nas redes de produção com reduzida (ou nula) capacidade de prestar os serviços necessários, complementares ao fornecimento de energia elétrica (comumente designados de “ancillary services”), para que as entidades com responsabilidade na gestão do sistema elétrico (em Portugal o Gestor Global do Sistema – GGS) os agreguem e moldem a resposta global em termos de serviços de sistema.

Sendo os serviços complementares prestados pelos utilizadores das redes (produção, consumo, armazenamento) essenciais e imprescindíveis para a segurança dos sistemas elétricos, as entidades com responsabilidade na gestão e segurança do sistema são frequentemente forçadas a intervir nos resultados do mercado de energia, substituindo geração incapaz de fornecer os serviços complementares necessários por tecnologias adequadas, ou recorrendo ao consumo, de forma a preservar a integridade do sistema. Estas intervenções são tipicamente geradoras de sobrecustos, por vezes muito significativos, face a soluções do mercado de energia sem restrições. Além do valor absoluto, outras características relevantes são a volatilidade e reduzida previsibilidade destes sobrecustos.

Uma das particularidades do mercado de contratação de serviços complementares é a de que assenta num modelo de curto prazo. Com efeito, com exceção de alguns serviços definidos como obrigatórios em sede legal ou regulamentar, como a regulação primária ou de tensão, a parte mais relevante dos serviços, designadamente em termos de custos, assenta em contratação para o dia seguinte ou mesmo para o próprio dia (intradiária).

Sem avaliar a racionalidade económica deste modelo, podem pelo menos apontar-se alguns impactos negativos, sobretudo para os agentes do lado do consumo, mas também para os restantes agentes, como os produtores:

- Isolamento do mercado de serviços de sistema face ao mercado a prazo da energia;
- Volatilidade dos preços;
- Baixa correlação dos preços dos serviços de sistema face ao mercado da energia;
- Incerteza na curva “forward”;
- Dificuldade em gerir riscos de preço de mercado desta componente do preço final da eletricidade, por parte dos compradores dos serviços de sistema;

- Dificuldade em gerir os riscos de preço de mercado para os fornecedores dos serviços complementares.

Existem, no entanto, modelos alternativos, entre outros as “Reliability Options”, em vigor na União Europeia na Bélgica, Irlanda e Itália, que se podem definir como contratos a prazo (opções), físicos ou financeiros, de fornecimento de serviços complementares, que constituem exemplos de referência de contratação a prazo num conceito amplo de operação do sistema elétrico.

Em Portugal, no que respeita aos serviços fornecidos pelos agentes de mercado, existe já experiência de contratação a prazo de serviços complementares para efeitos de formatação de serviços de sistema, consubstanciada nos leilões de contratação a prazo de banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), em particular na sua componente de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (BmFRR). Neste quadro, a presente proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN introduz uma alteração estrutural neste mercado: nos leilões de contratação a prazo de BmFRR, pretende-se alterar o produto submetido a leilão, para que se preveja um lote específico para recursos de geração de natureza firme, de modo que esta alocação possa reduzir a necessidade de recurso ao mecanismo de resolução de restrições, tipicamente de curto prazo.

Trata-se de um passo relevante na evolução do mercado de eletricidade em Portugal, que vemos como positiva, uma vez que se destina a mitigar algumas das deficiências apontadas à contratação a curto prazo de serviços complementares aos produtores. Embora de desenho e âmbito muito diferentes, nesta iniciativa podem encontrar-se alguns traços comuns às mencionadas “Reliability Options”. Consideramos ainda que esta medida deve ser um passo numa evolução paulatina, mas firme, na contratação de serviços complementares e serviços de sistema.

B. Produto de cobertura

As medidas previstas na presente Consulta Pública têm como objetivos comuns, entre outros, os de reduzir a volatilidade, aumentar a previsibilidade e disponibilizar ferramentas de cobertura de risco que permitam mitigar parte dos riscos de preço associados aos encargos de regulação para o Sistema (ERS). Nesse sentido a ERSE propõe a instituição de um produto de cobertura, que permita, sobretudo aos agentes que atuam do lado da procura, obter uma securitização parcial da volatilidade dos custos do mercado de serviços de sistema.

Trata-se de uma abordagem totalmente inovadora, que nos parece poder proporcionar maior estabilidade à operação dos comercializadores e consumidores no mercado de eletricidade, contribuindo também para a segurança económica global do sistema elétrico e dos agentes nele intervenientes.

Relativamente à solução proposta, o OMIP apresenta os seguintes comentários:

1. O conceito de um contrato a prazo para cobertura de risco de preço dos ERS materializa a resposta a uma necessidade do mercado que contribui para melhorar o seu funcionamento.
2. O modelo de liquidação do contrato de cobertura contra um índice parece ajustar-se ao caso em apreço. Com efeito, uma solução com entrega física apenas seria possível recorrendo ao Gestor Global do Sistema, dada a sua exclusividade no fornecimento destes serviços de sistema aos utilizadores.
3. Na definição do índice, é importante que fiquem clara e inequivocamente definidos os custos que o integram, por exemplo em Diretiva da ERSE.
4. A disponibilização de volumes de cobertura por parte dos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR, em parte do volume que lhes tenha sido adjudicado

para as maturidades correspondentes e em sessões de leilão organizado pelo OMIP, permitirá obter o resultado de cobertura (parcial, dadas as quantidades envolvidas) de risco de preço associado a um processo de descoberta de preço a prazo destes serviços. A negociação em leilão permitirá, por outro lado, agregar a liquidez disponível no mercado.

Ademais, a ERSE prevê a sincronização da negociação efetuada em mercado a prazo para o produto de cobertura com os leilões de atribuição de capacidade em BmFRR, para as diferentes maturidades, o que ajudará a convergência dos preços.

5. A participação dos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR requer uma cuidada articulação entre a especificação do produto de cobertura e o produto objeto dos leilões de mFRR.

Com efeito, nos leilões de mFRR o GGS contrata uma quantidade de Banda de mFRR, em MW, para poder garantir a segurança do sistema elétrico. A quantidade contratada é fixada de acordo com as características (técnicas) da geração e consumo provenientes do mercado de energia e das condições da rede, não estando necessária e diretamente relacionada com o consumo total a que se destina.

Ao invés, o mercado alvo do produto de cobertura será representativo de todo o consumo, estando diretamente relacionado com a energia elétrica consumida por cada consumidor ou pelo seu fornecedor (comercializador). Por outro lado, a liquidação dos custos com ERS é processada pelo GGS nas mesmas unidades que a energia elétrica: €/MWh.

Assim, o produto de cobertura deve ter um ativo subjacente (índice) definido em €/MWh, de forma a ser plenamente compatível para efeitos de cobertura.

A Consulta Pública prevê a “disponibilização de volumes de cobertura por parte dos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR, em parte do volume que lhes tenha sido adjudicado para as maturidades correspondentes”. Para estes agentes, é importante que sejam inequivocamente definidos:

- O referencial (e as unidades) em que se processará a sua participação, parecendo adequada as unidades utilizadas na negociação de energia elétrica €/MWh;
 - A quantidade da sua participação, dado que poderá ter referenciais diferentes nos leilões mFRR e no produto de cobertura.
6. Conforme previsto na Consulta Pública, a intervenção do OMIP poderá abranger, nomeadamente, as seguintes componentes:
 - Regras, apoio na definição do produto de cobertura, qualificação de agentes e execução do leilão;
 - Intercâmbio de informação com o GGS;
 - Inclusão do valor de referência de ERS no portfolio de índices geridos pelo OMIP. O OMIP detém o estatuto administrador dos índices de referência OBEE (OMIP Benchmarks for Energy and Environment), estando registado para o efeito junto da CMVM e da ESMA. Por esta via, os valores de ERS poderão gozar de uma transparência e disponibilização comuns à restante informação de mercado gerida pelo OMIP.

C. Repercussão nas tarifas de acesso às redes

A presente Consulta Pública propõe a repercussão estrutural de parte dos ERS nas Tarifas de Acesso às Redes (TAR). Não entrando na questão específica do tipo de tarifa em que tal repercussão deve ser refletida, parece-nos adequada uma tal medida, tendo em conta:

- Que este serviço de sistema traduz uma necessidade de segurança global do sistema, não sendo possível relacioná-lo diretamente com um agente ou tipos de agentes;
- Que parte significativa deste tipo de sobrecustos, sobretudo nos últimos anos, está associada à garantia de segurança do funcionamento do SEN, conceito já incorporado sobretudo na tarifa de UGS;
- Que se obtém uma maior equidade na repartição dos custos;
- Que se obtém uma maior previsibilidade e estabilidade dos custos.

Complementando os comentários anteriores, deixamos também a sugestão de se ponderar, como alternativa a uma percentagem dos ERS associados às RT PDBF, um valor máximo (“cap”) a partir do qual os custos seriam repercutidos nas TAR.

Lisboa, 10 de setembro de 2026