ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA DE INTERESSADOS 10/2023

RELATÓRIO

Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

novembro - 2023

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 PRINCIPAIS ELEMENTOS DA ALTERAÇÃO DO MPGGS 7
3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO GERAL DOS CONTRIBUTOS DA CONSULTA DE INTERESSADOS 11
3.1 Implementação do produto *standard* de energia das reservas de restabelecimento com ativação manual 11
3.1.1 Definição do produto normalizado de mFRR a prestar pelos BSP 19
3.1.2 Ensaios de habilitação das Áreas de Ofertas para prestação de mFRR 21
3.1.3 Verificação do cumprimento das ativações e ajustamento da posição final do BRP 21
3.1.4 Liquidação do produto de mFRR e repercussão nos encargos de regulação 28
3.2 Implementação de um novo produto específico transitório de reserva rápida de restabelecimento de frequência com ativação manual 31
3.2.1 Aplicação dos critérios aplicáveis aos produtos específicos 34
3.3 Proposta de regras especiais para a participação da procura nos serviços de sistema 39
3.4 Outros temas suscitados na consulta 42
4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO 45
4.1 Parte I – Disposições gerais 45
4.2 Procedimento n.º 4 – Áreas de Ofertas 46
4.3 Procedimento n.º 6 – Funcionamento do sistema 47
4.4 Procedimento n.º 7 – Programação de exploração e resolução de desvios 48
4.5 Procedimento n.º 9 – Resolução de restrições técnicas internas 49
4.6 Procedimento n.º 13 – Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual 49
4.7 Procedimento n.º 13-A – Produto específico transitório de mFRR 53
4.8 Procedimento n.º 17 – Gestão das indisponibilidades 54
4.9 Procedimento n.º 20 – Gestão da interligação 55
4.10 Procedimento n.º 22 – Procedimentos de Liquidação 55
4.11 Parte III - Disposições transitórias e finais 60
4.12 Diretiva sobre as regras especiais de participação da procura 62
4.13 Outros temas 63
5 CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS ALTERAÇÕES 67

1 INTRODUÇÃO

IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO NORMALIZADO DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Os códigos de rede europeus para o mercado interno de eletricidade constroem uma estrutura harmonizada de funcionamento dos mercados de eletricidade e promovem a sua integração. Em particular, os códigos de rede de operação da rede de transporte[1] e de balanço do sistema[2], estabelecem produtos de balanço normalizados (e de implementação obrigatória) e plataformas europeias para a troca de energia de balanço entre áreas de balanço.

O primeiro produto normalizado implementado no Sistema Elétrico Nacional (SEN) correspondeu às Reservas de Reposição ("RR") e a respetiva plataforma europeia denominada TERRE.

O Regulamento de Operação das Redes[3], aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) em julho de 2023, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço do sistema elétrico e especifica que o Gestor Global do SEN (GGS) deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual ("mFRR") e de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática ("aFRR"), aderindo às respetivas plataformas europeias, MARI e PICASSO, respetivamente.

O detalhe dos serviços de sistema, incluindo os serviços de balanço, está definido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS)[4], aprovado pela ERSE ao abrigo do ROR e do Regulamento de Relações Comerciais[5].

Conforme decorre do ROR, o GGS apresentou à ERSE uma proposta de alteração do MPGGS, para implementação dos códigos de rede europeus. O GGS juntou a informação de que, pelo seu impacte ao nível dos sistemas de informação e estruturas de dados dos mercados de serviços de sistema, a implementação do produto normalizado de mFRR tem, obrigatoriamente, de entrar em funcionamento em

[1] Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade.

[2] Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico.

[3] Regulamento n.º 816/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho.

[4] Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro, alterada pela Diretiva n.º 12/2023, de 21 de julho.

[5] Regulamento n.º 827/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 146, de 28 de julho.

simultâneo com a nova metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, aprovada no MPGGS em dezembro de 2022.

Esse enquadramento e a necessidade de assegurar a célere entrada em funcionamento da nova metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, conduziram a ERSE a apresentar uma proposta de alteração do MPGGS focada na implementação do produto normalizado de mFRR, através de uma consulta a interessados (Consulta de Interessados n.º 10/2023), com carácter de urgência.

OBJETO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO MPGGS E DA DIRETIVA N.º 4/2019

Como referido, o elemento principal da proposta de alteração do MPGGS é o produto normalizado de mFRR e a integração na plataforma europeia de contratação de mFRR – a plataforma MARI.

Em paralelo com a implementação do mFRR, a consulta apresentou propostas sobre matérias conexas, cuja inclusão se torna necessária em virtude da substituição do produto específico da Reserva de Regulação pelo produto normalizado de mFRR. Estas alterações são:

- A adaptação do produto de banda de reserva de regulação para um novo produto específico de banda de mFRR.
- A incorporação no MPGGS das regras de participação da procura nos serviços de balanço, terminando o projeto-piloto cujas regras foram aprovadas pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro.
- A implementação de um novo produto específico transitório de reserva rápida de mFRR.

A consulta incluiu a proposta de alteração do articulado do MPGGS e o respetivo documento justificativo, bem como uma proposta de diretiva com regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema.

PROCEDIMENTO DE CONSULTA DE INTERESSADOS

A Consulta de interessados decorreu entre os dias 23 de outubro e 8 de novembro de 2023, tendo sido dirigida ao Gestor Global do SEN, ao Operador da Rede Nacional de Distribuição, aos produtores, comercializadores e agregadores de eletricidade e aos consumidores participantes nos mercados de serviços de sistema. Foi ainda dado conhecimento da consulta ao Conselho Consultivo, à Direção-Geral de Energia e Geologia e ao Governo.

A ERSE recebeu contributos de 15 entidades, uma das quais solicitou confidencialidade. Os contributos abrangem os operadores de rede, os produtores, comercializadores e indústrias consumidoras participantes nos serviços de sistema:

- Águas de Portugal
- Bondalti
- CIMPOR (remetendo para os comentários da APIGCEE)
- EDP
- Endesa
- E-Redes
- Fortia Energia
- Iberdrola
- MEGASA
- Movhera
- REN, Rede Elétrica Nacional
- SECIL
- SU Eletricidade
- The Navigator Company

Os contributos recebidos e não assinalados como confidenciais são publicados pela ERSE na sua página de internet. Estes contributos foram ponderados na decisão final da ERSE. O presente relatório da consulta apresenta a ponderação da ERSE e justifica a decisão tomada.

WORKSHOP COM OS INTERESSADOS SOBRE A ALTERAÇÃO DO MPGGS

Durante o período de consulta, no dia 2 de novembro, a ERSE organizou um workshop, com a participação da REN, para os interessados na consulta de alteração do MPGGS, para contextualizar e esclarecer os aspetos mais relevantes da sua proposta, bem como para ouvir as posições preliminares dos interessados e as suas preocupações.

Durante a sessão, os interessados apresentaram as suas dúvidas e sugestões sobre as propostas da Consulta de Interessados 10/2023, incluindo as seguintes:

- A rigidez do desenho do produto de mFRR (rampas, tempos de ativação e duração de 15 minutos do produto) dificulta a habilitação das instalações de consumo;
- A participação das instalações de consumo deve ser compatível com a presença de UPAC e armazenamento dentro dessas instalações;
- A eliminação do produto específico de reserva de regulação deveria ser adiada até à integração na plataforma europeia de mFRR – MARI;
- A prestação do serviço de mFRR deve ser avaliada por zona de programação e não por Área de Ofertas;
- Devem ser clarificados os requisitos de habilitação, nos ensaios, e de ativação, nas verificações de cumprimento;
- A conversão do produto de banda de reserva de regulação num produto de banda de mFRR pode reduzir a participação das instalações de consumo que participam atualmente, pelas características do produto de mFRR;
- O produto transitório específico de reserva rápida pode ser substituído por outros instrumentos (como um maior recurso pontual a banda de regulação secundária ou mFRR de ativação direta) e o GGS deve priorizar o uso dos produtos normalizados e das plataformas europeias de troca de energia de balanço;
- Os parâmetros propostos para o produto transitório específico de reserva rápida podem ser mais flexibilizados para tornar o produto mais útil à gestão do sistema;
- Os novos produtos normalizados e plataformas acrescem necessidades de acesso a dados pelos BSP, para garantir a transparência da liquidação e promover o bom funcionamento dos mercados de balanço;
- A produção renovável descentralizada deve ser incentivada a participar nos serviços de balanço, aumentando os recursos disponíveis e a liquidez destes mercados;
- Os clientes industriais valorizam e necessitam de sessões de esclarecimento que facilitem a sua participação nos mercados de serviços de sistema.

ESTRUTURA DO MPGGS E FUTURAS ALTERAÇÕES

A publicação do MPGGS inclui as alterações discutidas na presente consulta, mas também as que resultaram da Consulta de Interessados n.º 9/2023, que decorreu em paralelo, especificamente sobre a alteração da banda de reserva de regulação.

Apesar de a ERSE ter promovido a renumeração dos Procedimentos do MPGGS, em função das alterações, o presente relatório faz referência à numeração proposta em consulta, para facilitar a referência dos contributos recebidos.

Com a implementação do produto normalizado mFRR, a ERSE inicia os trabalhos de nova revisão do MPGGS para implementar um novo produto normalizado, aFRR, e outras alterações mais transversais, nomeadamente as que resultam da revisão do ROR ocorrida em 2023 e do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

2 PRINCIPAIS ELEMENTOS DA ALTERAÇÃO DO MPGGS

A RESERVA DE REGULAÇÃO É SUBSTITUÍDA PELO PRODUTO NORMALIZADO DE MFRR

O principal elemento da presente alteração do MPGGS é a implementação do processo de restabelecimento de frequência com ativação manual (mFRR), previsto nos códigos de rede europeus, nomeadamente no Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão de 2 de agosto de 2017 que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (adiante, "Regulamento SO") e no Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão de 23 de novembro de 2017 que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (adiante, "Regulamento EB").

Por proposta do Gestor Global do Sistema (GGS), o processo de mFRR de âmbito nacional substitui diretamente a atual reserva de regulação, de desenho nacional, enquanto o processo de ativação transfronteiriça de mFRR será estabelecido com a adesão do GGS à plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de mFRR - MARI, em operação desde 5 de outubro de 2022[6].

Os códigos de rede europeus determinam a utilização prioritária dos produtos de balanço normalizados, prevendo ainda a possibilidade de utilização de produtos específicos por razões de justificada necessidade. Nessa medida, o Regulamento EB estabelece a definição dos produtos normalizados de energia de balanço (artigo 25.º), cujas características são concretizadas, no caso do mFRR, no enquadramento de implantação daquela plataforma europeia, previsto no artigo 20.º. Este enquadramento de implantação da plataforma europeia de troca de energia de mFRR é aprovado pela ACER[7].

O MPGGS PASSA A PREVER UM PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA, PARA SITUAÇÕES PONTUAIS DE NECESSIDADES DO GGS

O MPGGS inclui um novo produto específico de reserva rápida, com tempos de ativação mais rápidos do que os previstos no produto normalizado de mFRR. O GGS justificou a proposta deste produto específico pela substituição do atual produto da reserva de regulação pelo novo mFRR, na medida em que, enquanto

[6] Por solicitação da REN, a ERSE aprovou uma derrogação do prazo de adesão à plataforma MARI até 24 de julho de 2024. A decisão está disponível em: https://www.erse.pt/media/cbvnsyrg/anexo-decis%C3%A3o-de-derroga%C3%A7%C3%A3o-do-mari.pdf

[7] A Decisão ACER 3/2020, de 24 de janeiro, aprovou a primeira versão do enquadramento de implantação da plataforma de mFRR, tendo sido alterada pela Decisão ACER 14/2022, de 30 de setembro.

a reserva de regulação tinha um tempo de ativação indefinido, podendo o GGS determinar o mais conveniente a cada momento, o mFRR normalizado tem um tempo de ativação definido, de 12,5 minutos, sendo menos flexível. Em particular nos momentos de transição do programa de interligação, ocorrem por vezes situações de transições de potência muito elevadas. A eventual diferença de comportamento entre a transição de potência na interligação e as rampas de entrada ou saída dos grupos geradores do SEN em compensação da interligação, pode conduzir a desequilíbrios transitórios. O GGS propõe ultrapassar esses desequilíbrios com a antecipação ou adiamento do programa dos grupos geradores programados para compensar a transição da interligação. O mesmo produto específico pode ser utilizado para resolver congestionamentos na rede.

Na consulta de interessados, os agentes de mercado manifestaram a sua preocupação com a utilização deste produto específico, em particular a eventual interferência no funcionamento do mercado de mFRR normalizado. Para endereçar esta preocupação, o MPGGS define que a utilização do produto específico deve apenas ocorrer quando os produtos normalizados não forem adequados ou suficientes para resolver o problema. Adicionalmente, solicita ao GGS a elaboração de um relatório de monitorização da utilização deste novo produto, com foco particular na justificação das suas ativações e na verificação do seu impacte sobre arranques ou paragens dos grupos geradores. O MPGGS solicita ainda que o GGS elabore uma nova proposta de produto específico, atendendo a um conjunto de princípios orientadores definidos e incluindo uma consulta prévia aos agentes de mercado, para o qual a experiência de utilização do novo produto específico será um elemento importante a ter em conta.

A PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO E DO ARMAZENAMENTO NOS SERVIÇOS DE SISTEMA ESTÁ ESTABELECIDA

Os códigos de rede europeus, as diretivas e ainda o regime jurídico do SEN (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual) estabelecem os princípios da neutralidade tecnológica e da promoção da participação da procura nos mercados grossistas, tradicionalmente reservados à produção.

Depois do ROR, aprovado em 2023, o MPGGS concretiza esse princípio de neutralidade tecnológica, estabelecendo as regras necessárias à plena participação das instalações de consumo e de armazenamento nos serviços de sistema.

Foram dados vários passos neste sentido, desde a criação, em 2019, do projeto-piloto de participação da procura no mercado de reserva de regulação, da implementação do produto de reservas de reposição, da implementação do produto específico de banda de reserva de regulação e de alterações mais transversais produzidas no MPGGS em dezembro de 2022. Com a presente alteração do MPGGS, é extinto o projeto-

piloto de participação da procura, sendo incorporadas as suas regras-piloto na regulamentação básica (ROR, MPGGS).

O passo seguinte nesta evolução será o alargamento desta participação a instalações mais pequenas, sejam de produção, armazenamento ou consumo, através de agregação. Estão em curso iniciativas relevantes nesta matéria, como a definição dos procedimentos da mudança de agregador – figura já prevista na legislação nacional – ou a elaboração de um código de rede para a resposta da procura.

Havendo diversos serviços de sistema definidos, cabe aos titulares das instalações de consumo encontrar aqueles mais adaptados à sua flexibilidade ou capacidade de resposta e, eventualmente, realizar investimentos adicionais de aprofundamento dessa flexibilidade. Fruto da discussão da consulta de interessados, o MPGGS incorporou a flexibilidade possível na resposta requerida no produto normalizado de mFRR, dentro dos limites do desenho normalizado do produto europeu.

Para além dos elementos principais da alteração do MPGGS, foram adaptados diversos procedimentos em resultado da substituição do produto nacional da reserva de regulação pelo produto normalizado de mFRR.

3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO GERAL DOS CONTRIBUTOS DA CONSULTA DE INTERESSADOS

3.1 IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO *STANDARD* DE ENERGIA DAS RESERVAS DE RESTABELECIMENTO COM ATIVAÇÃO MANUAL

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

De acordo com os códigos de rede europeus, a REN deve aplicar a estrutura de controlo potência-frequência da sua zona síncrona de modo a incluir uma estrutura de ativação de processos contendo um processo de mFRR de âmbito nacional, bem como um processo de ativação transfronteiriça de reservas de mFRR.

Tanto o processo de mFRR de âmbito nacional como o processo de ativação transfronteiriça de mFRR, utilizam um produto *standard* de energia, cujas características foram definidas na Decisão ACER que estabelece o enquadramento de implantação do mFRR.

A implementação do processo de mFRR de âmbito nacional será feita numa plataforma nacional, operada pelo gestor global do SEN (GGS), enquanto a troca de energia de balanço proveniente das reservas de mFRR entre operadores de rede de transporte (ORT) será implementada a partir da plataforma europeia MARI, cuja adesão é obrigatória para todos os ORT da União Europeia.

Numa primeira fase[8],apenas estará em funcionamento a plataforma nacional de mFRR. Após a realização de todos os testes de integração necessários e de se cumprirem os objetivos definidos, o GGS iniciará o processo de acesso à plataforma MARI.

A ERSE concedeu ao GGS, a seu pedido, uma derrogação do prazo de integração da plataforma MARI. Nessa situação, a plataforma nacional processa as ofertas de mFRR submetidas pelos agentes de mercado prestadores desse serviço de sistema (BSP), submete essas ofertas à plataforma europeia, recebe os resultados do processo de otimização de trocas de reserva e permite a ativação das ofertas selecionadas. A plataforma nacional funciona ainda como opção de recurso (*fall-back*) na eventualidade de

[8] Ver Capítulo 5 - Calendário de Implementação das Alterações.

indisponibilidade ou falha de convergência de resultados da plataforma europeia, executando nesse caso uma versão simplificada do processo de otimização.

O GGS poderá reservar ofertas para utilização nacional, desde que justifique adequadamente os motivos dessa reserva, os quais podem incluir razões de segurança da operação do sistema, nomeadamente a resolução de restrições técnicas.

É ainda relevante salientar que o produto mFRR permite, de raiz, a participação de qualquer utilizador da rede, desde que qualificado, incluindo as instalações de consumo no contexto do projeto-piloto.

PRODUTO *STANDARD* DE ENERGIA DE MFRR

CARACTERÍSTICAS DO PRODUTO DE ENERGIA DE MFRR

As características do produto de energia de mFRR são definidas no enquadramento de implantação da plataforma europeia de mFRR, aprovado pela ACER, nos termos do artigo 20.º do Regulamento EB e do artigo 5.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019[9].

Essas características incluem um conjunto de parâmetros fixos e um conjunto de parâmetros complementares, a definir nacionalmente, que se encontram descritos, respetivamente, na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2. Nestas tabelas, encontram-se os valores desses parâmetros para dois tipos de ativação das ofertas, ativação programada (em momento fixo, 12,5 minutos antes do tempo de entrega) e ativação direta (de forma assíncrona, a pedido do TSO).

[9] A ACER aprova diretamente as alterações às metodologias previstas nos códigos de rede e que se apliquem a todas as entidades reguladoras.

Tabela 3-1 – Características do produto de energia de mFRR definidas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia, nos termos da Decisão ACER n.º 3/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão ACER n.º 14/2022, de 30 de setembro

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Modo de ativação	Manual	
Unidade de tempo do mercado de mFRR	Período de 15 minutos	
Momento de ativação	Entre a publicação dos resultados da ativação programada e o início do processo de encontro subsequente	12,5 minutos antes do período de entrega
Tempo de ativação total	12,5 minutos	
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW	
Quantidade máxima das Ofertas	9 999 MW	
Resolução da quantidade da oferta	1 MW	
Duração mínima do período de entrega	6 minutos	5 minutos
Duração máxima do período de entrega	19 minutos	5 minutos
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas	
Preço da oferta	€/MWh, com resolução de 0,01 €/MWh	
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB	

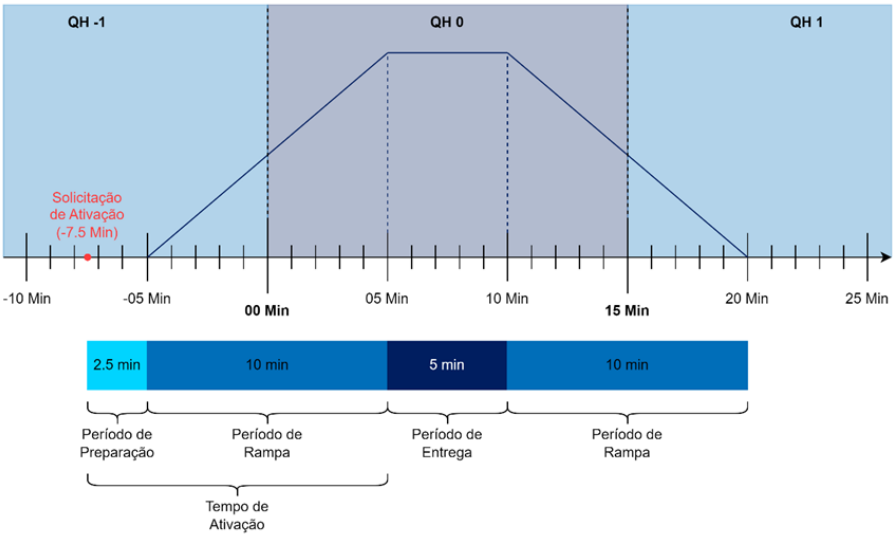
Tabela 3-2 – Características complementares do produto de energia de mFRR propostas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Período de preparação	2,5 minutos	
Período de rampa	10 minutos	
Período de desativação	10 minutos	
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Áreas de Ofertas	

O produto *standard* de energia de mFRR consiste num perfil de acréscimo ou decréscimo de potência, definido para uma janela temporal de 15 minutos. O produto de mFRR define um tempo de ativação total, de 12,5 minutos, entre o momento da ativação do recurso e a disponibilização do valor máximo de potência ativada. Na sua proposta, a ERSE definiu nos termos e condições nacionais um "período de rampa" e um "período de preparação" com duração de respetivamente 2,5 e 10 minutos. Para a duração da rampa de desativação ("período de desativação") considera-se um valor de 10 minutos. A oferta de energia de mFRR deve ter um valor mínimo de 1 MW, sendo válida ao longo dos diversos períodos de 15 minutos do dia.

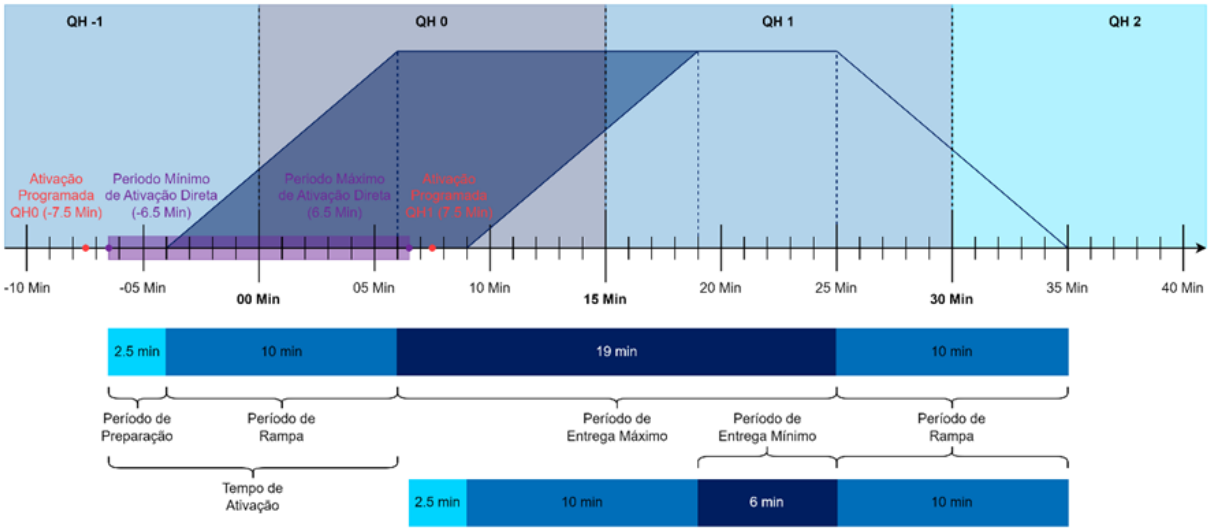
No caso da ativação em modo programado ("*scheduled activation*"), a duração do período de entrega (à potência máxima) é no mínimo de 5 minutos (ver Figura 3-1). No caso da ativação direta ("*direct activation*"), o início da ativação pode ter lugar até 15 minutos depois do início do período de prestação do serviço e a duração do período de entrega pode estender-se até ao fim do período de entrega da unidade de tempo de mercado (período de 15 minutos) seguinte (ver Figura 3-2).

Figura 3-1 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada



Fonte: GGS

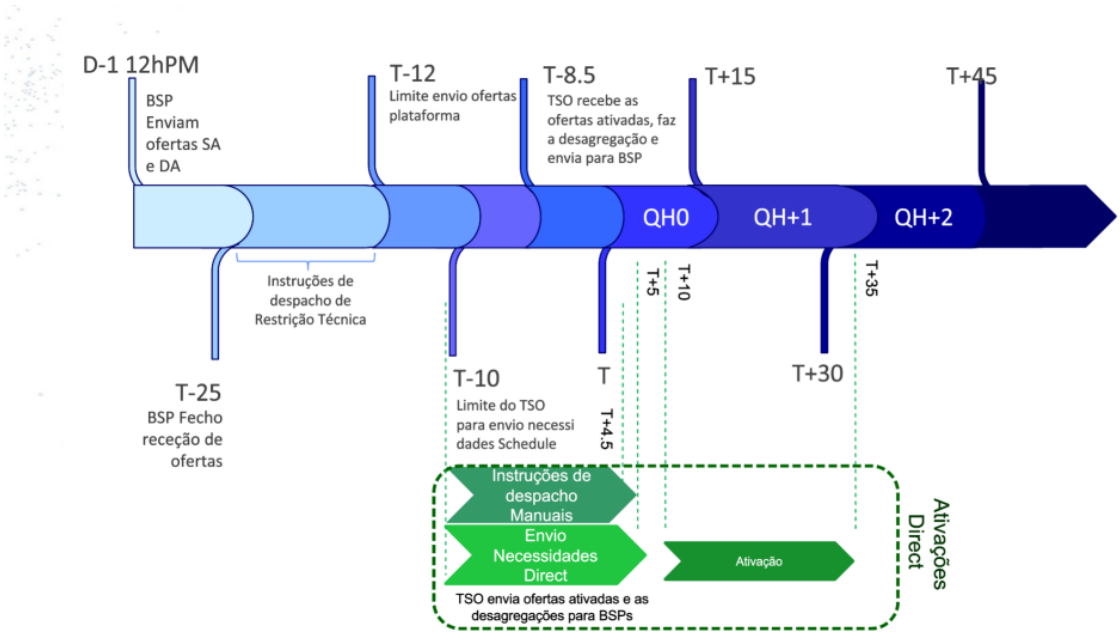
Figura 3-2 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação direta



Fonte: GGS

A Figura abaixo ilustra a sequência de limites temporais, em minutos, associada aos processos de mFRR do GGS e dos BSP.

Figura 3-3 – Sequência de limites temporais dos processos de mFRR



Fonte: GGS

Sendo T o instante de início de um dado quarto de hora:

1. BSP podem fazer ofertas ao GGS desde D-1/12h até T-25.
2. A partir de T-25, até T-12 a GGS:
   a) Faz validação de Ofertas Vs Potência disponível.
   b) Faz reserva de ofertas.
   c) Envia Ofertas para processamento da plataforma.
3. Entre T-12, até T-10 a GGS:

   Faz cálculo e envio das ofertas das suas necessidades enquanto ORT.
4. Entre T-10, até T-8,5:
   a) Os BSP recebem as ofertas de ativação programada para os BSP.
   b) Os BSP recebem desagregação de ofertas através de instruções de despacho (ID).
   c) Os BSP podem receber ID de Restrição Técnica por Área de Ofertas (AO) ou por Unidade Física (UF)
5. A partir de T-8,5 até T+5:
   a) Os BSP recebem ofertas de ativação em modo direto.

b) Os BSP recebem desagregação de ofertas através de ID.

c) Os BSP podem receber ID de Restrição Técnica por AO ou por UF.

PRESTADORES DO SERVIÇO DE MFRR

Pela definição do produto de mFRR, tecnologicamente neutro, qualquer unidade física apta a cumprir os requisitos de prestação do serviço, pode obter a qualificação. Neste conceito enquadram-se as unidades físicas de produção, de consumo ou das instalações de armazenamento autónomo. A unidade física tem de ser representada por um agente de mercado que obtenha o estatuto correspondente junto do GGS, segundo o Procedimento n.º 2 do MPGGS.

O procedimento relativo ao serviço de energia de mFRR impõe que a unidade física tenha uma capacidade mínima de oferta de potência ativável de 1 MW. Não obstante, as ofertas são colocadas por Área de Ofertas, definidas de acordo com o Procedimento n.º 5 do MPGGS. Esta articulação permite, por exemplo, que várias instalações de consumo com potência superior a 1 MW possam prestar o serviço agregadas numa única área de ofertas, o que significa uma flexibilidade acrescida para o prestador do serviço.

O Procedimento restringe a agregação de unidades físicas numa mesma área de ofertas, através do requisito de pertencerem todas à mesma unidade de programação de um BRP. Deste modo, a ativação de uma oferta de mFRR, associada a uma área de ofertas específica, pode ser atribuída diretamente, em ajustamento, à unidade de liquidação de desvios desse BRP. A possibilidade de agregação de unidades físicas de diferentes BRP implicaria um processo de repartição da ativação por essas unidades físicas, para efeitos de liquidação de desvios de cada BRP. Considera-se que essa complexidade adicional pode ser endereçada numa fase mais estabilizada do novo modelo de balanço do SEN.

Os ensaios de qualificação das unidades físicas prestadoras do serviço de mFRR estão incluídos no respetivo procedimento.

Importa referir que o artigo 77.º do ROR já estabelece que as «unidades qualificadas para prestar os serviços de sistema à data da entrada em vigor deste regulamento, mantêm a pré-qualificação, sem prejuízo da renovação periódica». Assim, o início de aplicação do serviço de mFRR deve reconhecer as unidades físicas já habilitadas, nomeadamente as que prestavam o serviço de reserva de regulação, não obrigando à repetição dos ensaios de habilitação, salvo por decurso do período definido para requalificação. Nota-se ainda que o serviço de mFRR como proposto, estabelece requisitos de comunicação em tempo real entre a unidade física e o sistema SCADA do GGS, entre outros aspetos. Os requisitos

incrementais face aos definidos para a reserva de regulação deverão ser observados pelas unidades físicas habilitadas, sem prejuízo do período transitório de adaptação aplicável às unidades que atualmente prestam o serviço de reserva de regulação.

A este respeito, a ERSE propõe um período transitório de adaptação das instalações de consumo participantes no mercado de reserva de regulação, de 6 meses, para cumprimento dos requisitos de comunicação em tempo real entre o GGS e a unidade física. Esta previsão não ignora, no entanto, que por via da participação no serviço de banda de reserva de regulação, a maioria destas instalações já cumprirão os requisitos previstos no serviço de mFRR.

Relativamente à obrigação de prestação do serviço de mFRR, o Procedimento remete para o ROR, nomeadamente o seu artigo 49.º, a identificação das unidades físicas com obrigação de prestação do serviço. Acresce a participação obrigatória das unidades físicas que tenham contratado a prestação do serviço de mFRR, nomeadamente através do mercado de banda.

VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE MFRR E PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO

As ativações de mFRR são determinadas por ordem de mérito, sendo valorizadas pelo preço marginal de mFRR em cada período temporal de entrega (15 minutos). As ativações de mFRR para regulação de frequência são sujeitas a verificação de cumprimento pela GGS, desde que essa unidade física ou área de ofertas não esteja simultaneamente a prestar regulação secundária.

Aplica-se a regra geral de verificação de instruções de despacho e de penalização por incumprimento, prevista no Procedimento da Liquidação.

TROCA DE ENERGIA DE MFRR ENTRE OPERADORES DE REDE DE TRANSPORTE

A implementação do produto de mFRR implica, num primeiro passo, a plataforma nacional, operada pelo GGS. Essa plataforma inclui os sistemas de troca de informação entre o GGS e os prestadores do serviço de mFRR, pelo que é essencial assegurar a compatibilidade e bom funcionamento dos sistemas, tanto do GGS quanto dos agentes de mercado.

Sendo o relacionamento dos prestadores do serviço de mFRR diretamente com o GGS, o passo de adesão à plataforma MARI será efetuado de forma transparente. A adesão à plataforma europeia MARI, prevista acontecer antes de 24 de julho de 2024[10] pode ser consultada no Capítulo 5.

3.1.1 DEFINIÇÃO DO PRODUTO NORMALIZADO DE MFRR A PRESTAR PELOS BSP

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Vários agentes de mercado, detentores de recursos quer de geração, quer de consumo, referem a proposta da ERSE como limitativa.

No que diz respeito à geração é assinalado o tempo de preparação de 2,5 min, considerado como demasiado curto para alguns centros electroprodutores. Recorda-se que este é um dos parâmetros de definição nacional sendo a verdadeira restrição o "tempo de ativação total", igual a 12,5 minutos, valor normalizado do mFRR para todos os ORT que usam o produto mFRR.

Do lado dos agentes com participação do consumo são identificadas duas questões relevantes.

A primeira questão diz respeito à duração do *Market Time Unit* (MTU) de 15 minutos para o mFRR, tema que este tipo de agentes de mercado identifica como sendo incompatível com o funcionamento dos processos industriais e que, ao contrário do período horário do projeto-piloto, deverá limitar muito a participação destes agentes nos processos de mFRR.

A segunda questão diz respeito à obrigatoriedade (ou não) de a forma da energia (diagrama de potência) entregue por um BSP consumidor seguir a forma trapezoidal do produto de mFRR, dado que a variação de consumo associada aos processos industriais será tipicamente feita em escalões.

DECISÃO DA ERSE

Tendo em consideração os comentários recebidos, para permitir a participação no mFRR de um leque mais alargado de recursos, com parâmetros dinâmicos diferentes, a ERSE definiu nos termos e condições nacionais um "período de rampa" e um "período de preparação" sem durações fixas, mas que, à luz da

[10] Por solicitação da REN, a ERSE aprovou uma derrogação do prazo de adesão à plataforma MARI até 24 de julho de 2024.

Decisão da ACER sobre o enquadramento de implantação do mFRR, deverão ter uma soma de duração total máxima igual ao "tempo de ativação total", que é de 12,5 minutos. As características complementares de decisão nacional apresentam-se na Tabela seguinte.

Tabela 3-2 – Características complementares do produto de energia de mFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Período de preparação	Incluído no tempo de ativação total	
Período de rampa	Incluído no tempo de ativação total	
Período de desativação	Até 10 minutos	
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Áreas de Ofertas	

Com esta alteração face à proposta inicial, torna-se claro que os parâmetros a cumprir pelas Unidades Físicas habilitadas, a verificar nos ensaios de habilitação, são a capacidade de atingir a potência ativada num período máximo de 12,5 minutos após a ativação, a manutenção dessa potência por, pelo menos, 5 minutos, e a sua anulação, num tempo máximo de 10 minutos. A prestação do serviço pode ser feita por rampas (de ativação e desativação) ou por escalões de potência, em função das características da Unidade Física.

Fora do período do ensaio, durante a prestação do serviço, salienta-se que, nos produtos de mFRR e de RR, a ERSE considera que a prestação do serviço pelos BSP e a avaliação de eventuais incumprimentos deverá ser feita tendo em conta a energia em cada quarto de hora.

No que diz respeito aos agentes de mercado consumidores, é de referir que existem dois aspetos que facilitam a participação deste tipo de agentes de mercado nos serviços de balanço. Um deles é o mercado de reserva de reposição (TERRE), cuja duração temporal das ofertas (MTU) é horária. Não se anteveem dificuldades de participação nesta plataforma. O segundo aspeto, de maior complexidade, diz respeito às características das ofertas apresentadas pelos agentes. Estas podem incluir uma ligação (ofertas ligadas), permitindo condicionar as ofertas dos períodos de 15 minutos consecutivos à verificação de uma ativação num dado período. Essa forma de ofertas ligadas não assegura a ativação em períodos consecutivos, mas aumenta essa probabilidade, se as ofertas ligadas tiverem preços inferiores.

3.1.2 ENSAIOS DE HABILITAÇÃO DAS ÁREAS DE OFERTAS PARA PRESTAÇÃO DE MFRR

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Vários agentes, produtores e consumidores, levantam dúvidas sobre a necessidade e dificuldades do processo de habilitação. Entre essas dúvidas, encontra-se a necessidade de novos ensaios de habilitação quando é alterada a configuração de uma Área de Ofertas. Outra das questões prende-se com a obrigatoriedade de cumprir, no ensaio de habilitação, a curva trapezoidal apresentada a Consulta de Interessados.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE considera que esses ensaios, sem prejuízo da necessidade de serem repetidos periodicamente, deverão ser realizados apenas para novas Unidades Físicas ou em caso de alteração significativa de uma Unidade Física.

Num ensaio de habilitação, o GGS avalia se a Unidade Física ou a Área de Ofertas consegue cumprir os parâmetros definidos para o produto de mFRR, nomeadamente i) atingir a potência máxima num tempo máximo correspondente ao tempo de ativação total; ii) manter a potência ativada pelo tempo mínimo correspondente ao período de entrega, e iii) anular a potência ativada durante o tempo máximo de desativação.

3.1.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS ATIVAÇÕES E AJUSTAMENTO DA POSIÇÃO FINAL DO BRP

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Diversos interessados questionam sobre o procedimento de verificação do cumprimento das ativações, em concreto do novo produto de mFRR, pedindo a sua clarificação. As questões visam clarificar se a verificação se aplica à energia injetada/consumida da rede no período de liquidação, ou antes a uma verificação de valores de potência ativa atingida.

As questões abrangem ainda a dúvida sobre se a verificação do cumprimento da ativação pressupõe a entrega da curva de potência definida para o produto de mFRR ou, mais simplesmente, a entrega da energia durante o período de liquidação.

Outra questão, levantada pela EDP, prende-se com o perímetro de Áreas de Ofertas consideradas na verificação de uma ativação, na medida em que o ROR (art 53.º) aponta para que os serviços de mFRR e RR devem ser considerados no referencial da zona de programação (agregando várias Áreas de Ofertas do mesmo BSP), salvo se a GGS tiver levantado restrições técnicas ou limitações ao funcionamento das Áreas de Ofertas.

DECISÃO DA ERSE

As diversas questões levantadas apontam a necessidade de clarificar o articulado do MPGGS nesta matéria.

Clarificando os princípios, deve referir-se que a prestação do serviço de mFRR (ou outro) é avaliada em dois momentos: o ensaio de habilitação e a verificação do cumprimento das ativações. Os métodos utilizados são distintos.

No caso do **ensaio de habilitação**, a GGS avalia se a Área de Ofertas consegue cumprir os parâmetros definidos para o produto de mFRR, incluindo a necessidade de atingir a potência ativada num tempo máximo correspondente ao tempo de ativação total, a manutenção da potência ativada pelo tempo mínimo correspondente ao período de entrega e a anulação da potência ativada durante o tempo máximo de desativação. Este processo admitirá à prestação do serviço de mFRR as Áreas de Ofertas capazes de cumprir estes parâmetros, considerando a flexibilidade inerente à sua definição (a qual foi reforçada na sequência do processo de consulta) e apresentada no ponto 3.1.1. Este processo está previsto no Procedimento específico do mFRR. Note-se que o ensaio de habilitação deve ser repetido periodicamente e sempre que ocorra uma alteração relevante nas Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas ou se altere a lista de Unidades Físicas que a integram.

Por outro lado, durante o período de prestação normal do serviço de mFRR, a GGS **verifica o cumprimento das ativações** emitidas ao BSP. Essa verificação assenta na contabilização da energia correspondente à ativação, no período de tempo correspondente ao período de liquidação (15 minutos). Neste processo não há verificação dos restantes parâmetros do produto normalizado.

Acresce que a verificação do cumprimento da energia ativada se deve fazer agregando as Áreas de Ofertas do mesmo BSP, na medida em que se trata de um produto de equilíbrio, desde que a GGS não levante restrições técnicas específicas a uma dada Área de Ofertas (ver n.º 3 do art. 53.º do ROR). Este processo está definido no Procedimento de Liquidação (secção 8.1).

O Procedimento de Liquidação foi clarificado no sentido de prever que a verificação do cumprimento das ativações de RR e mFRR, para controlo de frequência ou resolução de restrições técnicas, ocorre em paralelo com a verificação do cumprimento das limitações de potência. Assim, a verificação do cumprimento das ativações é feita pelo conjunto de Áreas de Ofertas ativadas do BSP, num dado período de liquidação. Havendo alguma Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas sujeitas a limitação de potência, esse cumprimento é verificado à parte. As respetivas penalizações de incumprimento (de ativação e de limitação de potência) aplicam-se de forma independente.

Importa ainda referir que a verificação do cumprimento das ativações se processa por comparação da energia por quarto de hora que resulta da ativação e da emissão real de energia pela Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas. Essa energia resultante da ativação considera o perfil de referência do produto, tal como descrito de seguida na presente secção deste Relatório.

A verificação do cumprimento das ativações inclui ainda dois conceitos importantes, a tolerância e a penalidade. O sobrecumprimento de uma ativação não é considerado incumprimento. O subcumprimento, i.e., a emissão de energia adicional abaixo do valor ativado (ou o contrário para as ativações a descer), é considerada incumprimento, caso exceda a tolerância de incumprimento prevista. Sendo apurado um incumprimento, a quantidade de energia incumprida face à ativação fica sujeita à aplicação de uma penalidade, que constitui um incentivo económico ao cumprimento das ativações. Importa referir que o MPGGS estabelece critérios de tolerância mais largos para as instalações de consumo e parâmetros de penalidade menos gravosos para essas instalações. Porém, todas as instalações estão sujeitas à verificação do cumprimento das ativações e à aplicação de penalidades de incumprimento, nos termos descritos.

No âmbito da penalização de incumprimentos de ativação pelas Áreas de Ofertas de consumo, e reconhecendo que a repartição da programação por períodos de 15 minutos que não sejam todos iguais (dentro do período de 1 hora) é um requisito importante para refletir o real programa de consumo, introduziu-se uma regra transitória suspendendo as penalizações de incumprimento de ativações pelos consumidores, enquanto a programação por 15 minutos não possa ser feita livremente pelos respetivos BSP.

Os incumprimentos de ativações de energia de balanço (mFRR ou RR) resultam em penalizações que apenas endereçam cada ativação, nos termos do Procedimento de Liquidação. Os produtos de capacidade (banda), que pressupõem disponibilidade para oferecer um determinado serviço, definem regimes específicos de verificação e de penalização no caso de incumprimento, como acontece com a banda de reserva de restabelecimento.

Importa ainda clarificar que a eventualidade de uma Unidade Física ou Área de Ofertas ter um comportamento que indicia incapacidade temporária ou permanente de comunicar com a GGS ou de cumprir o serviço, deve levar à reavaliação da sua habilitação, podendo conduzir à necessidade de repetir o ensaio de habilitação (ver Procedimento sobre Unidades Físicas).

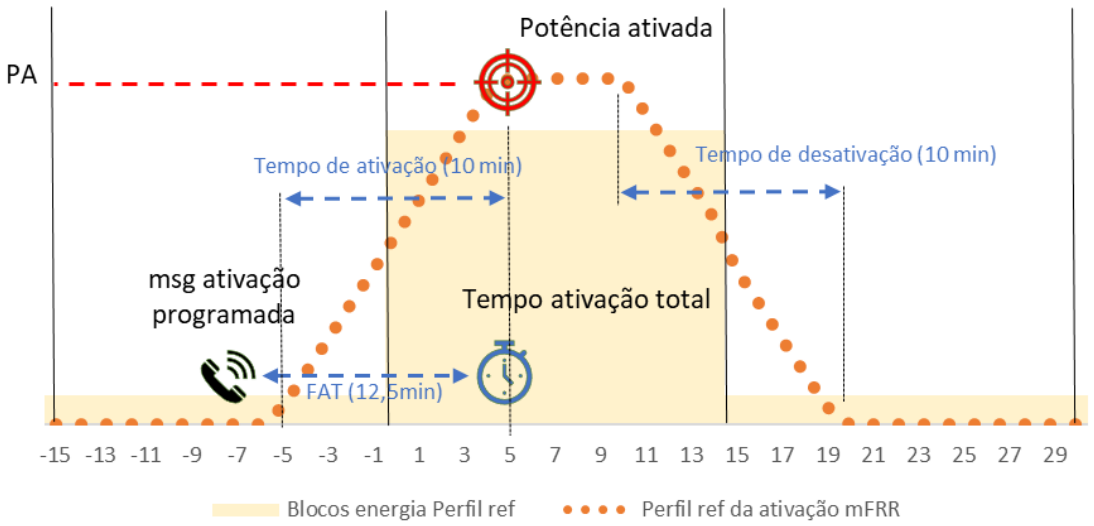
Face a esta clarificação, foram introduzidas modificações no Procedimento sobre o mFRR e no Procedimento de Liquidação.

PERFIL DE REFERÊNCIA DO PRODUTO DE MFRR

Embora a resposta de uma Área de Ofertas a uma ativação de mFRR normalizado possa variar o seu perfil de potência (rampas ou escalões), como descrito no ponto 3.1.1, a GGS recorre ao conceito do perfil de referência do produto para contabilização da energia por quarto de hora relativa à verificação do cumprimento da ativação (da Área de Ofertas do BSP) e ao ajuste da posição final da carteira de desvios do BRP.

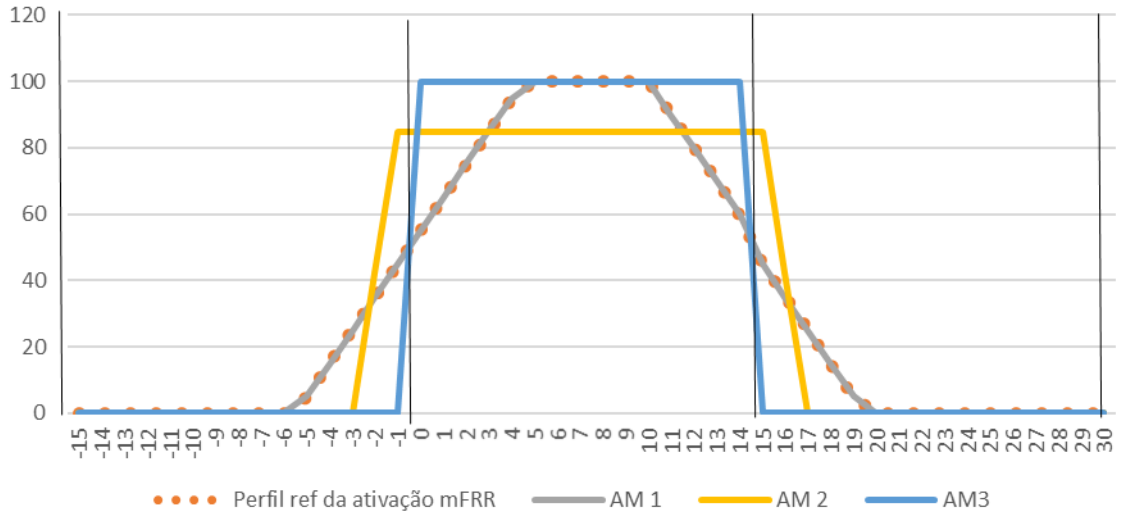
Exemplificando, uma mobilização de uma Área de Ofertas para mFRR com ativação programada, vai implicar a contabilização pela GGS das energias, por quarto de hora, correspondentes a essa ativação. No caso concreto, são consideradas rampas de potência entre o fim do tempo de preparação *default* (2,5 min) e o tempo de ativação total de 12,5 minutos, bem como entre o fim do período de entrega mínimo (5 minutos) e o tempo de desativação (10 minutos). Esta contabilização resulta em 1/12 da energia da ativação do quarto de hora t imputada a cada um dos quartos de hora adjacentes (t-1 e t+1) e a 10/12 da energia da ativação no quarto de hora t (ver Figura 3-4). A verificação do cumprimento da ativação tem por base estas quantidades de energia por período de 15 minutos. De modo análogo, estas energias correspondentes à ativação são consideradas no cálculo dos desvios.

Figura 3-4 – Perfil de referência do produto de mFRR e blocos de energia de 15 minutos considerados na verificação do cumprimento e no ajuste de desvio



Conforme referido, o BSP pode responder à ativação com diferentes perfis de potência, em função das características da sua instalação habilitada (ou conjunto de instalações habilitadas nas suas Áreas de Ofertas). A figura seguinte exemplifica algumas formas alternativas de resposta à ativação.

Figura 3-5 – Perfil de referência do produto de mFRR e hipóteses de cumprimento da ativação



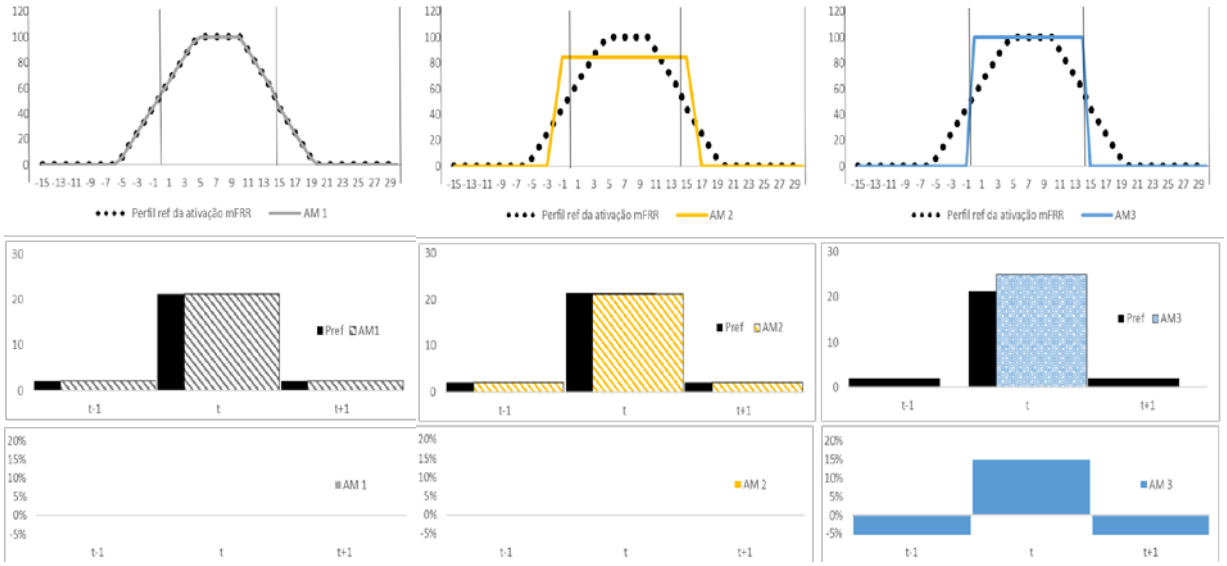
Fonte: ERSE

As curvas correspondentes aos agentes de mercado AM1, AM2 e AM3, traduzem diferentes respostas do BSP:

- AM1 – BSP cuja Área de Ofertas adota um perfil de potência igual ao perfil de referência de mFRR;
- AM2 – BSP cuja Área de Ofertas sobe e desce em escalão, optando por começar o escalão no período t-1 e acabar o escalão no período t+1;
- AM3 – BSP cuja Área de Ofertas sobe e desce em escalão, dentro do período de liquidação de 15 minutos.

Nestes exemplos, os agentes AM1 e AM2 cumprem plenamente as energias atribuídas aos períodos t-1, t e t+1. O agente AM3, que se concentra no período t da ativação, terá uma entrega por defeito nos períodos t-1 e t+1, e terá uma entrega por excesso no período t. A Figura 3-6 mostra o perfil de entrega comparado com o perfil de referência, a medição de energia por blocos de 15 minutos e as diferenças obtidas no âmbito da verificação do cumprimento da ativação.

Figura 3-6 – Verificação do cumprimento da ativação de mFRR em (t)



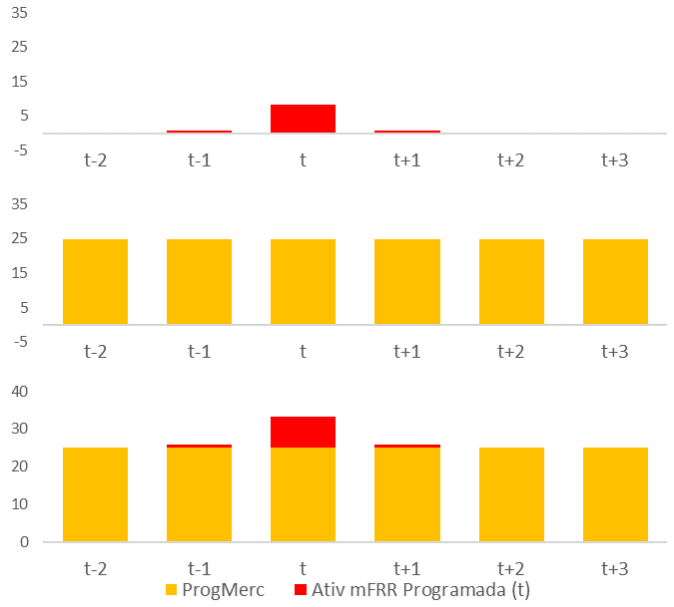
Fonte: ERSE

Nos exemplos anteriores, que consideram uma ativação de mFRR a subir, o sobrecumprimento da ativação, i.e., a entrega de energia num valor superior à ativação, não é considerado incumprimento no âmbito da verificação da ativação de mFRR. No caso do subcumprimento, i.e., a entrega de energia num valor (em cada bloco de 15 minutos) inferior à ativação, dependerá da tolerância aplicável. No caso de instalações de

consumo, o MPGGS define uma tolerância de 20%, o que absorveria o diferencial do AM3 no caso do exemplo. Assim, não haveria lugar a qualquer penalidade por incumprimento de ativação.

O perfil de referência de mFRR é também considerado para efeitos do ajustamento da posição final do BRP, para cálculo de desvios. Em concreto, a conversão de uma ativação de mFRR em blocos de energia de 15 minutos, considerando o perfil de referência para o produto de mFRR, é usada no ajustamento do programa de mercado diário e intradiário do respetivo BRP (ver figura seguinte).

Figura 3-7 – Ajustamento de desvio na posição do BRP devido a uma ativação de mFRR em (t)



Fonte: ERSE

A energia medida no conjunto das instalações que compõem o perímetro de liquidação de desvios ("quantidade atribuída") é comparada com o programa depois de ajustado, em cada período de 15 minutos[11].

Admitindo que o BSP optou pelas 3 estratégias de resposta à ativação, todas elas em cumprimento da ativação como referido nos parágrafos anteriores, essa resposta origina responsabilidade de desvios para o BRP, na medida em que as energias por períodos de 15 minutos não correspondam exatamente ao perfil de referência. Esses desvios serão liquidados segundo a nova metodologia de desvios, aprovados na

[11] Até ao início da aplicação de desvios em 15 minutos, por efeito de uma derrogação aprovada pela ERSE, mantém-se o cálculo de desvios em períodos de 1 hora.

Diretiva 23/2022, de 13 de dezembro, alterada pela Diretiva n.º 12/2023, de 21 de julho. Enquanto se mantiver o cálculo de desvios em períodos de 1 hora, o efeito descrito, devido a diferentes respostas perante uma ativação de mFRR num período de 15 minutos, terá um impacte muito mitigado nos desvios apurados. A Figura 3-8 resume esses efeitos.

Figura 3-8 – Impacte nos desvios do BRP de diferentes perfis de resposta a uma ativação de mFRR

	t-1	t	t+1
AM 1	0%	0%	0%
AM 2	0%	0%	0%
AM 3	-8%	15%	-8%

Fonte: ERSE

Observa-se o desvio nulo, nos 3 quartos de hora (t-1, t e t+1), para o agente AM1 que replica o perfil de referência do mFRR, mas também para o agente AM2 que funcionou em escalão de potência, embora abrangendo ligeiramente os períodos t-1 e t+1. O agente AM3, que funcionou num escalão apenas durante o período de 15 minutos t, incorre num desvio por excesso nesse período t e desvio por defeito nos períodos adjacentes. Conclui-se, portanto, que a consideração do perfil de referência do produto de mFRR pela GGS, embora necessária para concretizar as verificações em unidades de energia por quarto de hora, não impede a prestação do serviço em escalão de potência, desde que corretamente iniciado e finalizado.

3.1.4 LIQUIDAÇÃO DO PRODUTO DE MFRR E REPERCUSSÃO NOS ENCARGOS DE REGULAÇÃO

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Um dos participantes na consulta referiu que uma vez que o perfil de referência para uma ativação de mFRR inclui energia fornecida em períodos de liquidação distintos (t-1 e t+1) do período da entrega (t), as valorizações de energia entregue nesses períodos (t-1 e t+1) deverão ter em conta o preço de oferta do BSP nesses períodos e calcular o máximo deste preço de oferta e o marginal mFRR. O mesmo contributo refere que, para as ativações diretas, a energia entregue no segundo período (t+1) deveria ser também o máximo entre o marginal desse segundo período de entrega e o do marginal do primeiro período de entrega. Caso não seja assim, corre-se o risco de que se valorize a energia destes períodos adjacentes a um preço inferior ao custo marginal do grupo que fornece a mFRR.

DECISÃO DA ERSE

Relativamente à ativação programada de mFRR, o período de entrega é conhecido pelo BSP no momento da oferta, podendo o preço da oferta incorporar devidamente o seu custo marginal de operação e o perfil de resposta próprio das unidades que prestam o serviço. Nesses termos, o preço a liquidar ao BSP corresponderá ao preço marginal de mFRR programada (o qual assegura, pelo menos, o valor da oferta do BSP em causa).

No caso das ativações diretas, existe uma incerteza quanto ao período temporal da entrega, que depende do momento da ativação. Nesse caso, o Procedimento do mFRR foi clarificado para definir o preço aplicável na liquidação entre a GGS e o BSP, da energia entregue no período de liquidação em que ocorre a ativação (t), como o máximo entre o preço marginal de mFRR programada e o preço marginal de mFRR direta a subir, nesse período t, no caso de ativação a subir. No caso da energia entregue no período de liquidação seguinte (t+1), o preço da liquidação resulta do máximo entre o preço marginal de mFRR programada no período t+1 e o preço marginal de mFRR direta a subir no período t, no caso de ativação a subir. Esta clarificação vai de encontro ao comentário identificado.

3.2 IMPLEMENTAÇÃO DE UM NOVO PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de um produto específico de reserva rápida de restabelecimento da frequência com ativação manual foi incluída porque o GGS identificou uma necessidade de uma ferramenta de balanço de perfil intermédio entre o aFRR e o mFRR, em especial para lidar com os momentos de transição do programa de interligação de grande amplitude e de forma abrupta.

As transições com estas características não são frequentes, embora sucedam com persistência ao longo do ano. O GGS refere ainda que, nessas transições de programa de interligação entre horas contíguas, a entrega da energia por parte dos BSP e BRP não segue necessariamente o mesmo perfil temporal de variação de potência usado nos controladores dos TSO, podendo gerar desvios de potência.

Atualmente, o GGS utiliza a reserva de regulação para fazer este controlo, mas com a substituição desse produto nacional pelo mFRR normalizado, deixa de ser viável. O GGS refere o documento da ENTSO-E ("Proposal for mFRR and RR Standard Products – supporting document"[12]), de março de 2016, integrado na discussão prévia à aprovação do Regulamento EB, para enquadrar este comportamento.

Na proposta colocada em consulta, a ERSE estabeleceu dois horizontes, com produtos específicos algo distintos. No imediato, propôs um **produto específico transitório**, aderente à proposta do GGS, mobilizado como cativação de ofertas para resolução de restrições técnicas, em antecipação ou adiamento dos programas de subida ou descida dos geradores que estão programados para compensar a transição do programa de interligação.

A valorização do produto específico transitório da proposta de MPGGS corresponde à prestação de um serviço de características mais exigentes do que as do produto *standard* de mFRR. Nessa medida, a ERSE

[12] Disponível online em: https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160404_Proposal_for_mFRR_and_RR_Standard_Products_Draft7_clean.pdf

propôs um bónus a incluir no preço do serviço específico transitório que posiciona a sua valorização entre o preço da oferta de mFRR e a valorização do serviço de regulação secundária. Esse bónus é de 10%.

Adicionalmente, a ERSE incumbiu o GGS de apresentar uma proposta de um **novo produto específico de reserva rápida de mFRR**, mais aderente aos princípios de mercado, e através de um procedimento alinhado com os requisitos do Regulamento EB, incluindo uma consulta prévia aos agentes de mercado. Essa proposta deve beneficiar da experiência entretanto acumulada nos primeiros meses de utilização do produto transitório e do mFRR.

Entre os princípios a observar por este produto específico, a ERSE elegeu a apresentação de ofertas específicas pelos BSP, permitindo a estes valorizar devidamente os custos de prestação do serviço.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Entre os participantes na consulta de interessados, os BSP comentam que a resolução dos problemas de equilíbrio ou de congestionamento a que se dirige a proposta de produto específico deve passar prioritariamente pelo recurso aos produtos existentes, quer o novo produto de mFRR, quer nomeadamente a regulação secundária, através de um aumento da banda disponível nos momentos em que se prevê necessidades maiores, resultantes das transições do programa de interligação. A Iberdrola sugere ainda a utilização da ativação direta de mFRR e o mecanismo de resolução de restrições técnicas para o mesmo efeito. A Iberdrola refere também que, sendo um produto específico nacional, os BSP nos países adjacentes estão impedidos de participar.

Alguns agentes, incluindo também os agentes consumidores, questionam sobre a articulação entre o produto específico e o produto normalizado de mFRR, sugerindo alguns a existência de uma métrica de avaliação dos arranques provocados pela utilização do produto específico.

Alguns agentes referem não concordar com a proposta de valorização deste produto específico de mFRR.

Vários agentes comentam a não realização de uma consulta prévia pela GGS aos agentes de mercado, sobre a proposta de produto específico de reserva rápida.

DECISÃO DA ERSE

Sobre a necessidade do produto específico, a ERSE remete para a proposta da GGS, que sublinha a falta de experiência de utilização do novo produto normalizado de mFRR e o período de tempo de transição até à

integração nas plataformas MARI e (ainda mais) PICASSO. Refere-se ainda a diferença de dimensão entre a contratação atual de banda de regulação secundária e os valores extremos que pode atingir a transição do programa de interligação (o segundo representa cerca de 10 vezes mais potência do que a banda contratada atualmente).

A experiência de utilização do produto normalizado de mFRR pode vir a demonstrar que os desajustes a corrigir são muito raros ou com reduzida materialidade. A GGS também transmitiu à ERSE, nos trabalhos preparatórios da proposta de alteração do MPGGS, que a integração na plataforma PICASSO pode reduzir a necessidade deste produto específico.

Nem os problemas de equilíbrio que a GGS refere, decorrentes do desalinhamento entre as transições do programa de interligação e as rampas dos geradores no SEN, nem os congestionamentos, podem ser endereçados com recurso a BSP localizados em zonas de balanço adjacentes. Independentemente do comportamento dos BSP em Espanha, o respetivo ORT procurará cumprir o acordo de gestão da interligação e as transições nos 5 minutos anteriores e posteriores à transição. Estes BSP poderão participar na resolução das transições de programa a partir da adesão dos ORT ibéricos à plataforma PICASSO, se a banda de aFRR nacional for aumentada.

A ERSE concorda que a GGS deve priorizar a utilização dos produtos normalizados de balanço, incluindo o futuro aFRR, reduzindo ao mínimo indispensável o recurso a um produto específico com estas características. Nessa medida, a ERSE clarificou o procedimento do produto específico transitório de reserva rápida para sublinhar a prioridade no recurso aos produtos normalizados de balanço. Adicionalmente, introduziu obrigações mais concretas de monitorização e envio à ERSE de um relatório sobre a utilização do produto transitório, garantindo que essa utilização apenas ocorre quando as alternativas normalizadas não são suficientes. Assim, cria-se uma ferramenta de balanço para casos extremos, que a própria ENTSO-E identificou em 2016 que poderia ser necessária se o ORT não tivesse ao seu dispor produtos de mFRR com FAT inferiores ao tempo de eliminação do desvio na sua zona de controlo (15 min).

Relativamente ao procedimento de aprovação do produto específico de reserva rápida, a ERSE considera que a presente consulta pública assegurou o cumprimento do requisito regulamentar do Regulamento EB, na medida que os agentes foram de facto ouvidos antes da respetiva aprovação. Deve notar-se que a urgência na implementação do mFRR (pela já referida relação com a entrada em funcionamento da nova metodologia de desvios) impediu a adoção de um procedimento de consulta nos exatos termos do Regulamento EB. Adicionalmente, assumindo o atual produto como transitório, o MPGGS solicita à GGS a

apresentação de uma proposta de produto específico com princípios de funcionamento mais aderentes aos requisitos do Regulamento EB, seguindo o processo de consulta prévia previsto.

Na tabela seguinte apresenta-se o conjunto de parâmetros que resultou da Decisão da ERSE.

Tabela 3-2 – Características do produto específico transitório da proposta de MPGGS

Característica	Descrição
Modo de ativação	Manual
Tempo de ativação total	De 1 a 10 minutos
Ativação/Desmobilização	As Áreas de Oferta podem ser mobilizadas ou desmobilizadas, de 1 a 5 minutos antes do período de entrega e em qualquer instante dentro do período entrega
Resolução da Quantidade das Ofertas	1 MW
Duração mínima do Período de Entrega	1 minutos
Duração máxima do Período de Entrega	12,5 minutos
Direção	Positiva (regulação a subir) ou negativa (regulação a baixar)

3.2.1 APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS APLICÁVEIS AOS PRODUTOS ESPECÍFICOS

O objetivo das plataformas europeias de troca de energia de regulação é permitir a concorrência a nível europeu. Nessa medida, o Regulamento EB definiu i) princípios comuns sobre a aquisição e liquidação de reservas de equilíbrio (capacidade e energia) e ii) uma metodologia comum para a ativação de reservas de FRR (reservas de restabelecimento de frequência) e RR (reservas de reposição).

Com capacidade de interligação disponível, a existência de produtos normalizados apresenta como principais benefícios i) o acesso a ativação de ofertas de balanço mais baratas de outros mercados, por oposição a ofertas mais caras se só existir o mercado local; e ii) os BSP locais terem acesso para fornecer serviços de balanço para outros mercados, maximizando a sua participação.

A troca de energia de regulação é feita nas plataformas europeias (TERRE, MARI, PICASSO e IGCC), nas quais os ORT apresentam as suas necessidades de serviços de sistema e colocam as ofertas locais dos BSP a si ligados.

Existe assim, desde a aprovação do Regulamento EB, um grande esforço de harmonização para que os ORT utilizem fundamentalmente produtos normalizados. Quando isso não seja totalmente possível, o Regulamento EB prevê a possibilidade de aprovação de produtos específicos. Nesse caso, estabelece um conjunto de critérios a verificar por estes produtos específicos.

Esses critérios são definidos no artigo 26º do Regulamento EB, que estabelece a necessidade da proposta de definição dos produtos específicos incluir: i) a definição do produto específico e o período em que será utilizados; ii) a demonstração de que os produtos normalizados são insuficientes para assegurar segurança operacional e manter, com eficiência, o sistema equilibrado; iii) a descrição das medidas propostas para minimizar a utilização de produtos específicos, numa perspetiva de eficiência económica; iv) a demonstração de que os produtos específicos não geram distorções nem ineficiências significativas no mercado de regulação, dentro e fora da zona de programação. O Regulamento EB estabelece ainda que incumbe a cada ORT que utilize produtos específicos reavaliar, pelo menos de dois em dois anos, a necessidade de os utilizar, em conformidade com os critérios estabelecidos.

É previsto igualmente que os produtos específicos devem coexistir em paralelo com produtos normalizados, devendo quando for aplicável existirem regras de conversão dos primeiros para os segundos. Considera-se que não é aplicável neste caso.

De seguida apresenta-se uma avaliação sumária dos critérios requeridos pelo Regulamento EB para aprovação de produtos específicos.

DEFINIÇÃO DO PRODUTO ESPECÍFICO E O PERÍODO DE APLICAÇÃO

O produto específico foi definido na proposta apresentada em consulta, sendo caracterizado como um produto de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual com tempos de ativação mais curtos do que o mFRR normalizado. A mecânica de seleção e valorização das ativações foi apresentada.

O produto específico aplica-se transitoriamente, tendo a ERSE solicitado à REN que apresente uma nova proposta de produto específico no prazo de 6 meses, observando o Regulamento EB. Esta proposta inclui aspetos do produto mais alinhados com um produto normalizado. A proposta deve beneficiar da experiência dos primeiros meses de utilização do produto transitório.

DEMONSTRAÇÃO DE INSUFICIÊNCIA DOS PRODUTOS NORMALIZADOS

A GGS justificou, com uma nota técnica, as circunstâncias de aplicação do produto específico, nomeadamente as transições mais abruptas e de maior amplitude no programa de interligação, ou situações de congestionamento que necessitem de ação mitigadora muito rápida.

No documento justificativo da Consulta, a ERSE apresentou dados sobre as transições do programa de interligação, mostrando que essas transições podem tomar valores muito elevados, da ordem de 3 GW entre dois períodos de 15 minutos consecutivos. Essas transições ocorrem por vezes em momentos de carga do sistema reduzida, significando que o saldo importador assegura a maior parte da satisfação do consumo, deixando fora de funcionamento muitas das centrais despacháveis.

O produto de mFRR não permite o tempo de reação necessário, pois admite rampas de 10 minutos a subir mais 10 minutos a descer, que comparam com as rampas de 10 minutos totais na transição do programa de interligação.

O produto de aFRR tem um valor de banda contratado na zona de balanço portuguesa que representa cerca de 300 MW. Ora, esta banda de regulação secundária é muito inferior à dimensão das transições que ocorrem na interligação. Por outro lado, os requisitos de regulação secundária não são totalmente necessários na resolução do problema em causa, uma vez que o ORT costuma solucionar estes desequilíbrios através de instruções de antecipação ou adiamento dos programas de mercado das áreas de ofertas. Esse procedimento visa também minimizar instruções de despacho que implicassem arranques de grupos geradores para funcionar apenas de 1 a 5 minutos.

A GGS considera que a futura adesão à plataforma Picasso, com uma capacidade de aFRR disponível muito superior ao mercado nacional, poderá ajudar a mitigar o problema, reduzindo a necessidade deste produto específico, caso exista capacidade de interligação disponível.

MEDIDAS PROPOSTAS PARA MINIMIZAR A UTILIZAÇÃO DE PRODUTOS ESPECÍFICOS, NUMA PERSPETIVA DE EFICIÊNCIA ECONÓMICA

As regras do produto específico determinam que seja usado apenas em caso de insuficiência ou inadequação dos produtos normalizados. Adicionalmente, o MPGGS define obrigações de registo e justificação das ativações deste produto específico, bem como de emissão de um relatório sobre a utilização do produto, de modo a verificar o cumprimento dos pressupostos da sua criação.

Adicionalmente, o MPGGS requer à GGS a elaboração de uma nova proposta de produto específico, com elementos mais próximos dos produtos normalizados, tal como a existência de ofertas específicas e ativação por ordem de mérito (preço).

DEMONSTRAÇÃO DE QUE OS PRODUTOS ESPECÍFICOS NÃO GERAM DISTORÇÕES NEM INEFICIÊNCIAS SIGNIFICATIVAS NO MERCADO DE REGULAÇÃO

Como referido, o produto específico aprovado tem um âmbito de utilização muito específico (transições abruptas e significativas no programa de interligação e resolução de congestionamentos). Assim, a sua utilização deverá ser muito pontual.

A ativação de unidades físicas para o produto específico recorre às ofertas de mFRR, cativando essas ofertas quando necessário. A valorização desta ativação está indexada ao preço marginal de mFRR e a um prémio. A reserva das ofertas de mFRR recorre às regras previstas no produto normalizado de mFRR.

3.3 PROPOSTA DE REGRAS ESPECIAIS PARA A PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NOS SERVIÇOS DE SISTEMA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A Tabela seguinte resume as principais consequências de aplicação das regras gerais à participação da procura nos serviços de sistema, em comparação com as regras vigentes durante o projeto-piloto.

Tabela 3-3 – Principais consequências de aplicação das regras gerais à participação da procura nos serviços de sistema

Tema	Projeto-piloto da Reserva de Regulação	Proposta de regras gerais de participação da procura
Pré-qualificação das instalações	Regras próprias	Regra geral, prevendo um período transitório de adaptação para os atuais participantes no projeto-piloto
Período de entrega	1 hora (regra geral)	Depende do serviço a prestar. definido na regra geral. mFRR: 15 minutos, RR: 1 hora.
Agregação	Não permitida	Possível agregar numa área de ofertas instalações pertencentes a unidades de programação de um mesmo BRP (regra geral)
Ajustamento para perdas	Não se aplica	Aplica-se ajustamento (regra geral)
Desvios	Instrução de mobilização assume-se como cumprida e os desvios de consumo são refletidos na liquidação do BRP	Posição do BRP é ajustada pelas ativações de reserva (regra geral)
Penalização por incumprimento		Penalizações por incumprimento segundo a regra geral, mas parâmetros específicos para o consumo
Tarifas de acesso às redes	Ativação a baixar (acréscimo de consumo) não sujeita ao pagamento de tarifas de acesso às redes	Ativação a baixar (acréscimo de consumo) não sujeita ao pagamento de tarifas de acesso às redes (regra provisória, autónoma)

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

No âmbito dos comentários de carácter geral recebidos na consulta, referem-se os seguintes:

- As opções regulamentares do projeto piloto de participação da procura nos mercados de balanço, nomeadamente as características do produto horário (reserva de regulação), a realização de ofertas no referencial do consumo e a isenção do pagamento de tarifas de acesso, incentivaram com eficácia a participação dos consumidores industriais.
- Alguns interessados apreciam a agregação de várias instalações de consumo numa única Área de Ofertas, que veem como benéfica e positiva, uma vez que dá uma maior flexibilidade às instalações para cumprir com os exigentes requerimentos de disponibilidade e participação no mercado. Outros, no entanto, requerem que a opção por esta agregação seja facultativa.
- Em geral, os interessados valorizam todos os mecanismos de participação dos consumidores no serviço de sistema, com carácter voluntário, e que permitam tomar partido da capacidade flexível do consumo de energia elétrica dos seus processos para promover a estabilidade da rede elétrica.
- Os agentes consumidores defendem que as suas características e limitações devem ser consideradas no desenho dos produtos de balanço e nos serviços de sistema, sendo importante a adequação dos produtos à realidade industrial, tanto ao nível a exequibilidade técnica como da segurança e viabilidade económica da operação solicitada.
- A experiência do projeto piloto relativamente à metodologia de cálculo do consumo objeto de faturação por parte do comercializador, como correspondendo ao valor apurado no equipamento de medição ajustado pelas ativações, demonstrou ser adequada, concordando os interessados com a sua manutenção.
- Os consumidores consideram que o produto normalizado de mFRR de operacionalização quarto-horária vem condicionar a adesão dos consumidores industriais dado o curto período de entrega envolvido, sendo o período de entrega de 5 minutos como o proposto, ou inclusive um período de 15 minutos, uma barreira para a participação consumo.
- Os consumidores defendem um período transitório em que se permita a continuidade da participação através do produto reserva de regulação até ao seu esclarecimento, adequação das instalações e habilitação dos agentes consumidores à mFRR, que se estenda até à integração na plataforma MARI.

- Os consumidores solicitam uma transição transparente entre produtos de balanço, valorizando a divulgação de instruções claras sobre a descontinuação do projeto-piloto, designadamente destinadas aos participantes e demais envolvidos.

DECISÃO DA ERSE

No âmbito da decisão de permitir a participação das instalações de consumo nos mercados de serviços de sistema, de forma regular e permanente, em igualdade de condições e de tratamento com a geração, foram assumidas as seguintes decisões e clarificações:

- A clarificação e flexibilização da resposta do BSP às ativações de mFRR, permitindo diferentes tipos de resposta, nomeadamente rampas ou escalões de potência, conforme seja mais adequado às características das instalações que prestam o serviço (ver ponto 3.1.1 deste Relatório).
- A clarificação da definição de um perfil de referência para a entrega de mFRR e da respetiva utilização nos processos de verificação do cumprimento da ativação e no cálculo de desvios do BRP (ver ponto 3.1.3 deste Relatório).
- A manutenção do carácter voluntário da participação das instalações de consumo nos mercados de serviço de sistema;
- A garantia do direito de opção das instalações de consumo por participação individual ou em agregação com outras instalações de consumo na mesma Área de Ofertas;
- A clarificação da possibilidade de participação de instalações com potência inferior a 1 MW, em Unidades Físicas Agregadas, ainda que sujeitas aos mesmos requisitos aplicáveis às instalações maiores;
- A suspensão da aplicação de penalizações de incumprimento de ativações de mFRR e RR às Áreas de Ofertas correspondentes a instalações de consumo ou a Unidades Físicas em Agregação enquanto não for possível a repartição dos programas de mercado para as Áreas de Ofertas em valores distintos para cada quarto de hora na mesma unidade de tempo de mercado (hora), devendo a GGS modificar os sistemas para permitir esta desagregação discriminada;
- A clarificação que a aplicação do mecanismo de ajustamento para perdas às ofertas de instalações de consumo decorre das opções regulamentares, no RARI e no ROR (art.º 9º), discutidas na Consulta Pública 113. Esse ajustamento também é aplicável ao consumo em bombagem e para

armazenamento, garantindo o funcionamento do sistema em igualdade de condições e tratamento. Essa regra passa a aplicar-se com a revisão do MPGGS;

- A manutenção das regras de apuramento do consumo objeto de faturação pelo comercializador, que deve ser corrigido das ativações em serviços de balanço, na diretiva de regras especiais;
- A manutenção, pela sua especificidade, de uma Diretiva autónoma com as poucas regras especiais que não foram incorporadas no ROR nem no MPGGS, como é o caso da aplicação das tarifas de acesso às redes e quantidades a apurar para efeitos de faturação, cujas matérias são objeto do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais.
- A manutenção provisória do regime de isenção de tarifas de acesso às redes à parcela da energia mobilizada a descer (subir consumo) no âmbito dos mercados de serviços de sistema;

3.4 OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA

OBRIGAÇÕES DO BSP VS BRP VS AGENTE DE MERCADO

A REN comenta que a identificação das obrigações do BSP face ao BRP e ao agente de mercado (representante das instalações no mercado diário, intradiário ou bilateral) merece um aprofundamento, identificando áreas de sobreposição dos papéis.

A ERSE reconhece essa sobreposição, embora defenda que o BSP é a entidade com relação preferencial com a GGS, uma vez que representa unidades físicas habilitadas para a resolução de congestionamentos e serviços de sistema. Nas alterações promovidas, também se pressupõe que o BSP e o respetivo BRP e agente de mercado, caso sejam entidades diferentes, partilham adequadamente toda a informação sobre a programação, contratação, o estado e a ativação de unidades físicas do respetivo portefólio. Não cabe assim à GGS a articulação entre essas entidades. Não obstante, foram promovidas alterações pontuais para melhor precisar a entidade responsável por determinada atuação.

UTILIZAÇÃO DE ATIVOS *BEHIND-THE-METER*

A EDP propõe o reconhecimento de ativos flexíveis internos às instalações de consumo ou de produção (*behind-the-meter*), tais como unidades de armazenamento, como unidades físicas de prestação de

serviços de sistema. A Altri também alerta para a necessidade de acomodar nas regras o efeito das UPAC (instalações de produção para autoconsumo) internas às instalações de consumo habilitadas.

A ERSE reconhece que toda a flexibilidade disponível deve poder participar nos serviços de sistema, em benefício do custo social e da segurança da operação do sistema. Adicionalmente, a presença de ativos flexíveis dentro de instalações de consumo pode beneficiar de contagens parciais, internas, que permitam demonstrar cabalmente a resposta desses ativos a mobilizações da GGS, em vez de ficarem embebidos nos restantes consumos da instalação, com resultados menos claros observáveis no ponto de ligação à rede.

Está em curso a preparação de um código de rede europeu sobre resposta da procura, que inclui esta discussão, assim como a revisão do quadro legal europeu do mercado interno ("electricity market design") também faz referências a esta matéria. Não obstante, a discussão destes temas poderá ser antecipada a nível nacional, caso exista interesse prático nestas soluções.

Ainda sobre os efeitos da existência de produção interna na resposta das instalações de consumo a ativações de mFRR, clarifica-se que a resposta líquida do consumo pode incluir a passagem de um saldo consumidor para um saldo injetor na rede, somando-se os dois efeitos. No entanto, esta quantificação só é possível se a Área de Ofertas de consumo e do excedente de produção pertencem ao mesmo BSP.

4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO

Neste capítulo discutem-se comentários específicos sobre as propostas de regulamentação, cuja relevância merece uma apreciação particular e uma resposta da ERSE, seja clarificando as propostas seja justificando a sua decisão final.

O teor destes comentários específicos foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto sobre os contributos recebidos na consulta.

Os comentários estão organizados por tema. A numeração das normas faz referência à versão proposta em consulta.

4.1 PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS

Comentário	Observações da ERSE
SU Eletricidade (Parte I, §9) "Verifica-se que na atual proposta de alteração ao MPGGS são retiradas do capítulo das definições, o conceito de Agente de Mercado, Comercializador e Comercializador de Último Recurso. […] Havendo referência a estas entidades ao longo do documento, sugerimos a inclusão destas nas definições do presente documento."	A omissão de certas definições do MPGGS decorre de uma opção regulamentar também tomada no ROR. Quando as definições estão explicitamente referidas no Decreto-Lei n.º 15/2022 ou, no caso do MPGGS, se estiverem no ROR, então a subregulamentação não repete. Deste modo, promove-se uma maior consistência jurídica dos documentos, evitando definições diferentes ou que se tornem desatualizadas. Compreende-se que pode dificultar a legibilidade do MPGGS, mas a opção tomada no ROR assumiu como prioritária a segurança jurídica do quadro regulamentar.
Endesa (Parte I, §9) "Existe a necessidade de aclarar e normalizar o conceito de "Área de Ofertas" em toda a produção regulatória. No articulado da consulta de interessados nº10, a Área de Oferta esta definida como um conjunto de Unidades Físicas associadas a um mesmo Agente de Mercado, as quais se agregam, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema, excluindo a referência às Áreas de Rede, enquanto que no Procedimento 5 do MPGGS e na Proposta de termos e condições aplicáveis à banda de reserva de restabelecimento de frequência com ativação	A definição de Área de Ofertas na Parte I do MPGGS não substitui o rigor das regras para a sua constituição que são definidas no Procedimento próprio. De facto, no caso geral, a Área de Ofertas corresponde a um conjunto de Unidades Físicas do mesmo agente de mercado e na mesma área de rede, dependendo da tecnologia. Mas o Procedimento também define exceções, para as quais a restrição da área de rede não se aplica. A justificação desta diferença foi discutida no contexto da Consulta Pública n.º 105, em 2022. Na redação da definição de Área de Ofertas foi incluída uma remissão para o procedimento próprio, para clarificação.

4.1 PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentário	**Observações da ERSE**
manual, a Área de Oferta define-se como um conjunto de UFs pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que estão conectadas à mesma área de rede.”	
Iberdrola “Entendemos que neste contexto não faz sentido continuar com a publicação do PHO e do PHOF, tal como proposto pelo MPGGS em consulta.”	A proposta de alteração do MPGGS eliminou as referências ao PHO e PHOF, mas apenas nos procedimentos colocados em consulta. Assim, as referências que permanecem serão objeto de eliminação na próxima revisão do MPGGS.

4.2 PROCEDIMENTO N.º 4 – ÁREAS DE OFERTAS	
Comentário	**Observações da ERSE**
EDP (Proc4, 2 b)) “[…] sugerimos que seja revisto o limiar de potência instalada, por forma a isentar instalações de produção com potência instalada de até 1MW da obrigação de conferir poderes de representação, bem como clarificada a possibilidade de os Agentes de Mercado representarem estas instalações na prestação destes serviços de sistema.”	A medida em causa foi estabelecida precisamente com o fim de reduzir a burocracia do processo de inscrição de unidades de produção, em particular de autoconsumo. No próximo processo de revisão do MPGGS, mais abrangente, a ERSE considerará esta proposta, avaliando os resultados da medida em vigor para o limiar de 30kW.
EDP (Proc4, 3) “Atualmente, os agentes desagregam a energia em períodos quarto-horários, mas, por requisito da REN, têm de ter todos a mesma potência média. Esta limitação passa a ser problemática se a liquidação dos desvios, ou verificações das instruções de potência, não tiver uma base horária. […] entendemos que a validação das instruções de despacho com base QH, só deve acontecer depois dos agentes terem a possibilidade de desagregar diferentes programas QH dentro da mesma hora, para acomodar as variações de carga.” **MEGASA** “Se a informação de previsão de consumo (Desagrega) se mantiver com potências médias	A ERSE reconhece a pertinência dos comentários. No entanto, considera-se o tema mais relevante para as instalações de consumo, dado que as instalações de produção habilitadas são em geral mais controláveis de modo a corresponder a uma entrega de potência mais constante durante a hora do mercado. Além disso, aplica-se a verificação por conjunto de Áreas de Ofertas do BSP fazendo com que a resposta não dependa de uma única Unidade Física. A GGS desenvolverá os seus sistemas para permitir a programação por períodos de 15 minutos de forma independente dentro da hora que corresponde à unidade de tempo do mercado grossista. Enquanto essa funcionalidade não estiver disponível, suspende-se a aplicação de penalidades de incumprimento de ativações aplicáveis às Áreas de Ofertas de instalações de consumo.

4.2 PROCEDIMENTO N.º 4 – ÁREAS DE OFERTAS	
Comentário	Observações da ERSE
iguais para os 4 períodos de quarto de hora da mesma hora, não será razoável que o cumprimento seja calculado em período de quarto de hora, pelo que se deve manter horário.”	

4.3 PROCEDIMENTO N.º 6 – FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
REN (Proc 6, §45-47) “Relativamente aos planos de teledisparo propõe-se a não incorporação das instalações de consumo nestes planos” E-Redes “Dado que muitos utilizadores de rede significativos se encontram ligados na rede de distribuição, é essencial que o ORD tenha conhecimento destes teledisparos e da sua ativação para que consiga realizar a sua função de gestão da rede de distribuição.”	Considera-se o ponto da REN no sentido de que o deslastre remoto se aplica apenas a instalações de produção e armazenamento e que às instalações de consumo se aplica o deslastre automático. Procedeu-se como proposto pela REN. Também se inclui a norma de informação do ORD pela GGS.
REN (Proc 6, §51-67) “Propõe-se eliminar as Secções 6.2.1 e 6.2.2 descritivas dos Planos de Deslastre Automático de Cargas e Deslastre Seletivo de Cargas uma vez que estes planos ficam remetidos para o Regulamento (UE) 2017/2196 […] conforme secção 6.4.” E-Redes (Proc 6, §57) “alerta-se que o mesmo [desligação de instalações se a frequência cair abaixo de 47,5Hz] deve ser apenas feito na existência de condições de segurança para pessoas e bens na rede pública que se encontram definidos no atual Regulamento da Rede de Distribuição”	A ERSE considera que a elaboração dos planos de emergência referidos carece de algum detalhe procedimental, pelo que a eliminação das secções mencionadas deverá fazer-se perante proposta concreta de procedimento pela GGS, evitando um vazio regulamentar nesta matéria. Foram, porém consideradas simplificações pontuais no articulado. Considera-se que os temas da segurança da rede para pessoas e bens deve ser reservado para o Regulamento das Redes, não precisando de referência neste contexto.

4.3 PROCEDIMENTO N.º 6 – FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
REN (Proc 6, novo §) "Não estão previstos requisitos respeitantes à redundância de Centros de Controlo, comunicações e à operacionalidade contínua dos Agentes de Mercado, que participam no Mercado de Serviços de Sistema. Neste sentido propomos a inclusão de um novo ponto, de forma a clarificar que os Agentes de Mercado habilitados a prestar serviços de sistema e identificados como utilizadores de rede significativos estão sujeitos aos requisitos mínimos, conforme estabelecido no Regulamento (UE) 2017/2196 […] (Regulamento ER)."	Os requisitos de habilitação dos agentes de mercado devem ser definidos no Procedimento 1 (nova numeração), relativo aos agentes de mercado. A ERSE considera que os impactos destes requisitos motivam que tal regra deva ser devidamente consultada, pelo que aponta essa discussão para a próxima alteração do MPGGS.

4.4 PROCEDIMENTO N.º 7 – PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS	
Comentário	Observações da ERSE
REN (Proc7, §19) "[…] no momento em que a GGS toma a decisão de arrancar um grupo termoeléctrico as ofertas que foram apresentadas pelos BSPs não são firmes, isto é, só podem ser consideradas firmes após o fecho do período de receção de ofertas de mFRR ou RR que é 25 e 60 minutos antes do período de entrega"	Compreendendo as razões apontadas, adotou-se a proposta da REN.
SU Eletricidade (Proc7, §8,35) "[…] consideramos ser necessário clarificar se o disposto se aplicará futuramente às ofertas decorrentes do 1º Leilão Solar de julho de 2019."	A repartição da programação por Unidade Física aplica-se apenas às Unidades Físicas habilitadas para participar nos serviços de sistema.
Endesa (Proc 6) "As ofertas e o cumprimento do serviço dão-se de forma agregada por Área de Oferta. Por tanto, entendemos que os programas deveriam ser repartidos por Área de Oferta, mas nunca por Unidade Física. A desagregação por Unidade Física supõe uma importante barreira ao	A ERSE não acolhe o comentário na medida em que a desagregação por Unidade Física, tal como na geração, é fundamental para a verificação técnica da viabilidade do programa estabelecido. Importa referir que no caso das Unidades Físicas por Agregação, constituídas por instalações com potência inferior

4.4 PROCEDIMENTO N.º 7 – PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS	
Comentário	Observações da ERSE
desenvolvimento da participação da procura nos mercados de balance e no desenvolvimento da figura do agregador"	a 1 MW, esta desagregação por instalação não se aplica. Esta exceção vai ao encontro do comentário expresso.

4.5 PROCEDIMENTO N.º 9 – RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS	
Comentário	Observações da ERSE
REN (Proc9, §52-54) "deve prever-se o ajuste para situações de indisponibilidades em geral (como por exemplo para a bombagem)."	Concorda-se com a proposta, que foi adotada.

4.6 PROCEDIMENTO N.º 13 – RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL	
Comentário	Observações da ERSE
Endesa (Proc 13, 3) "O comercializador, na figura do agregador, é quem deveria, além de obter o status de agente de mercado, obter a habilitação como BSP e aportar as devidas garantias ao GIG, desobrigando às Unidades Físicas por ele agregadas a cumprir com essas responsabilidades"	Confirma-se que cabe ao BSP (seja o comercializador ou o agregador) obter o estatuto de agente de mercado e de prestar as garantias exigidas. Apenas recai na Unidade Física quando esta assuma diretamente o papel de BSP.
EDP (Proc13, §15) "[…] a EDP entende que, por motivos de transparência, deve ser clarificada a possibilidade de participação da unidade física agregada suprarreferida no mercado de mFRR, sempre que o seu valor agregado corresponda a uma capacidade de oferta superior a 1 MW."	A ERSE reconhece que a participação de instalações com potência inferior a 1 MW deve ser promovida, por agregação, ainda que respeitando a quantidade mínima das ofertas de mFRR. Efetivamente, esse princípio já está vertido no MPGGS. No entanto, a aplicação prática dessa agregação carece de desenvolvimentos adicionais, por exemplo quanto aos requisitos técnicos específicos para estas instalações. Sem essas regras, o princípio pode ficar inoperante.

4.6 PROCEDIMENTO N.º 13 – RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL	
Comentário	**Observações da ERSE**
	Não obstante, foi alargada a possibilidade de participação no mFRR a Unidades Físicas em agregação, correspondentes a instalações com uma potência inferior a 1 MW. Sem as regras complementares referidas, esta unidade física agregada, e cada instalação que a integre, terá de cumprir as regras *default* aplicáveis às restantes Unidades Físicas.
EDP (Proc13, §15) "[…] no caso em que o ORT recorra a necessidades elásticas, a EDP defende que a metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas deve ser publicada no site da ERSE e sujeita a consulta publica prévia, assegurando desde logo a maior transparência possível na sua aplicação. Por último, a EDP considera excessivo o prazo de 30 dias concedido ao GGS para a publicação das curvas de necessidades elásticas submetidas […]. Neste âmbito, a EDP sugere que a publicação aconteça no dia seguinte à sua aplicação (d+1), juntamente com as informações da energia ativada e dos preços marginais." Iberdrola (Proc13, §15) "[…] falta transparência na metodologia. Embora os parâmetros sejam confidenciais, é pelo menos necessário publicar a base para a sua determinação. Publicação de curvas, atribuições e preços: afigura-se necessária uma publicação completa imediatamente após cada mercado, pelo que o parágrafo 99 do Procedimento 13 e o parágrafo 14 do Procedimento 13A devem ser alterados."	A ERSE adotou, sob proposta da GGS, um modelo para as necessidades elásticas em tudo semelhante ao já estabelecido para as reservas de reposição, estabelecido em conjunto com a CNMC. De facto, sendo o mercado de balanço um mercado particular com um único agente do lado da procura do serviço (embora mitigado pela participação nas plataformas europeias), a revelação da sua curva de preços condicionaria significativamente os resultados do mercado. Importa ainda referir que o recurso a necessidades elásticas pelos ORT é alvo de supervisão pela ERSE e pela ACER, sendo publicado através de um relatório anual pela ENTSO-E. Relativamente aos prazos de disponibilização de informação sobre as curvas de necessidades elásticas, aplicam-se um argumento semelhante. Não obstante, reconhecendo o valor da transparência, a ERSE reduziu o prazo de disponibilização das curvas de necessidades elásticas previsto no procedimento do mFRR para 7 dias.
EDP (Proc13, 14) "[…] o articulado do MPGGS contém disposições contraditórias na forma como será verificado o cumprimento da instrução de despacho, nomeadamente o ponto 14 do Procedimento n.º 14 e o ponto 8.1 do Procedimento n.º 22, onde a verificação se realiza por valor de potência ou por valor de energia, respetivamente."	No ponto 3.1.3 deste relatório a ERSE clarifica que os procedimentos de verificação são específicos para o ensaio de habilitação das Unidades Físicas e para o cumprimento das ativações. No caso dos ensaios, são verificados os tempos de resposta da Unidade Física e o atingimento da potência ativada. Mas na verificação do cumprimento de ativações apenas é

4.6 PROCEDIMENTO N.º 13 – RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL	
Comentário	**Observações da ERSE**
	contabilizada a energia injetada/consumida no período de liquidação. A secção 14 do Procedimento 13 foi revista com esta orientação.
Bondalti (Proc 13, 6.2) "Em relação a estas propostas complexas é especialmente importante perceber se a restrição de ligação temporal entre períodos quarto-horários será uma possibilidade, i.e., se será possível submeter uma proposta que implique que após uma ativação num determinado período quarto-horário, um número determinado de períodos quarto-horários subsequentes terão também de ser ativados." **Endesa** "O recurso flexível proveniente dos grandes consumidores industriais precisa de um certo nível de previsibilidade e estabilidade na participação dos mercados de balance, tornando necessária a criação de um mecanismo de ofertas complexas que permita, por exemplo, ofertar 4 períodos de 15 minutos consecutivos interligados entre si, de forma que a ativação do primeiro período implique na ativação dos 3 períodos seguintes."	As ofertas complexas não garantem que a ativação num período de 15 minutos implica a ativação nos períodos seguintes. No entanto, permitem que o preço da oferta possa reduzir-se (no caso das ofertas a subir) nos períodos seguintes, no caso de um período ser ativado. Esta redução de preço da oferta para os períodos seguintes torna mais provável a ativação desta Área de Ofertas.
E-Redes (Proc 13, 6.3.3) "No âmbito destes dois protocolos [Proc 13/§68 e Proc 22/§167], a E-REDES sugere que, por uma questão de simplicidade, e sem prejuízo das disposições constantes em protocolos de cooperação já existentes (Contrato de Ligação, Protocolo de Liquidação, entre outros) os dois protocolos possam ser celebrados numa única iniciativa, evitando a multiplicação de documentos."	O MPGGS impõe a existência de regras acordadas entre o ORD e a GGS em diversas matérias, mas não é prescritivo quanto à forma ou organização dos protocolos em causa. Nessa medida, considera-se que a sistematização das regras acordadas pode ser benéfica para os operadores e para o sistema.
Endesa "A normativa não deixa claro como serão feitos os avisos de ativação do serviço de mFRR no caso das instalações de consumo. Atualmente, essa	Concorda-se com o comentário. A redação da secção 4 do Procedimento do mFRR foi alterada para especificar que as

4.6 PROCEDIMENTO N.º 13 – RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL	
Comentário	Observações da ERSE
comunicação é feita diretamente entre a GGS e a instalação de consumo. No entanto, com o início da participação do agente "agregador" (através da criação da área de oferta), o agente agregador deve receber essa consigna de ativação dado que o agregador poderia fazer uma distribuição diferente da ordem de ativação entre as instalações que representa, segundo as condições acordadas com cada cliente."	mensagens de instruções de despacho acontecem entre a GGS e o BSP.
Endesa (Proc13, novo) "entendemos que isso é resultado da não determinação de uma metodologia de cálculo da Base Line transparente e reproduzível a ser considerada pelo operador do sistema para verificação da entrega do serviço. É verdade que enquanto considerarmos grandes consumidores industriais isso não é um problema, já que estes consumidores têm grande controle do seu consumo. Porém, com a incorporação de consumidores médios, essa não determinação de uma metodologia específica de cálculo da Base Line pode ser uma barreira importante para a participação da procura nos mercados de balance."	A ERSE prevê analisar e propor metodologias de baseline por algoritmo implementado pelo operador de rede.
The Navigator Company (Proc 13) "Quais as alterações/implicações práticas que um prestador da mFRR à data de 1 Jan/2024 poderá vir a ter com a integração e utilização da plataforma MARI por parte do GGS?"	A integração na plataforma europeia MARI não deverá trazer implicações significativas no modo de participação dos BSP no mFRR, mas antes na dinâmica do mercado, que passa a incluir ofertas e necessidades de outras zonas de balanço. Conforme estabelecido nas disposições transitórias e finais do MPGGS, o GGS deve informar os BSP sobre as limitações e especificidades da contratação de mFRR na plataforma nacional. Contudo, devido à implementação gradual da plataforma de mFRR, até à integração da plataforma europeia MARI não estão disponíveis as ofertas complexas salvo as ofertas tecnicamente ligadas.

4.7 PROCEDIMENTO N.º 13-A – PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE MFRR	
Comentário	Observações da ERSE
Iberdrola (Proc 13-A, §10) Não é suficientemente clarificado no Capítulo 4 do Procedimento 13A el proceso com que as ofertas mFRR são ativadas: o Parágrafo 10.b): não está claro se serão utilizados primeiro os recursos disponíveis nas restrições técnicas que não sejam participantes do MARI. o Parágrafo 10.c.ii): não se esclarece se as ofertas MARI serão reservadas para uso nacional, de acordo com o disposto no n.0 14 do Artigo 29 do Regulamento EB. Recordamos que a possibilidade de não partilha de ofertas no MARI (cf. n.º 10 do Artigo 29 do Regulamento EB) está sempre no último lado da ordem de mérito. o Parágrafo 10.c.iii): deve ser especificado que a ativação nunca implicará arranques extemporâneos, exceto se o BSP sinalizar primeiro (ahora se disse que o GGS debe evitarlos). Además, cremos que não se especifica como é que essas essas ofertas serão sinalizadas (flag específica no ficheiro do envio?). o Parágrafo 10.c.iv: deverá ser esclarecido se é necessário marcar a oferta com possibilidade de ativação direta para além da flag específica para ser ativada neste mercado ad-hoc. o Parágrafo 11: não é esclarecido se os recursos disponíveis em restrições técnicas que não sejam participantes do MARI serão utilizados primeiro. Además, à semelhança do parágrafo 10, não se esclarece se serão evitados arranques extemporâneos.”	As regras definidas neste produto específico estabelecem a alteração (antecipação ou adiamento) do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas, no mercado diário, no mercado intradiário, na contratação bilateral, e das reservas de reposição e de ativação de mFRR. O desaparecimento do produto específico de Reserva de Regulação representa para a GGS um desafio muito relevante do ponto de vista operacional, dado que aquela era a ferramenta utilizada nas transições significativas que se verificam no programa da interligação em horas consecutivas. Este produto é assim uma ferramenta de garantia da operação do sistema, cuja utilização a GGS deverá justificar adequadamente. Foi por isso prevista a obrigação de apresentação de um relatório sobre a utilização do produto específico. A ERSE considera ser necessário uma fase de aprendizagem aos novos produtos de mFRR (rápido e normalizado) a qual será indispensável para a definição do novo produto específico a implementar no futuro. É expectável que a utilização deste produto, considerando a segurança de operação do sistema, tenha em conta os preços associados aos recursos disponíveis. A experiência de utilização do produto normalizado de mFRR pode, no entanto, vir a demonstrar que os desajustes a corrigir são pouco frequentes. A GGS definirá com os agentes qual o meio de sinalização referido na alínea c) do parágrafo 11. Essa definição e o esforço de desenvolvimento não pode ignorar que este produto é transitório, devendo evitar-se custos e tempos de implementação significativos.
Iberdrola (Proc 13-A, 5) “A metodologia de determinação do preço pay-as-bid e o valor do prémio no preço de 10% não se justificam (capítulo 5 do Procedimento 13A). Considerando que a fixação do preço MARI é marginal, a seleção de ofertas MARI para ativação ad-hoc deverá ser ao preço marginal máximo do MARI nos períodos temporais afetados pela referida ativação, entre todos os tipos de ativações (programada ou ativação direta), acrescido de um	A metodologia de valorização do produto específico foi alterada considerando os comentários. Assim, a valorização de energia mobilizada pelo produto específico é: P subir = máx (mFRR Prog; mFRR Dir a subir; oferta ativada) x 110% P descer = mín (mFRR Prog; mFRR Dir a descer; oferta ativada) x 90% Até à ligação à plataforma MARI, o preço das ofertas de mFRR cativadas não estará disponível para liquidação. Considerando

4.7 PROCEDIMENTO N.º 13-A – PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE MFRR	
Comentário	Observações da ERSE
prémio máximo de entre 20% desse marginal e 50% do marginal de PICASSO, quando implementado. Enquanto o PICASSO não for implementado, o prémio deverá ser aumentado para 70% do marginal do MARI (ou seja, o preço total sería 170% do MARI). Desta forma, podem ser refletidos no valor de um produto de balnço especifico que está a meio caminho entre o mFRR e o aFRR os lucros cessantes de ativação no produto mFRR normalizado e, , além do risco de penalidade pelo não cumprimento das instruções de despacho (cf. capítulo 9 do Procedimento 13A).” “No entanto, lembramos que qualquer ativação neste sentido distorce a ordem de mérito de oferta do MARI, ao refletir nela de alguma forma a potencial ativação do produto de equilíbrio específico. Portanto, a possibilidade de ativação não deve ser obrigatória para recursos de geração e bombeamento despacháveis. No entanto, o Capítulo 3 do Procedimento 13A exige que os recursos necessários para participar no serviço mFRR normalizado participem no serviço de equilíbrio específico, exceto no caso em que não estén em funcionamento previo (cf. parágrafos 7 e 9).”	a limitação temporária da plataforma nacional apresentada pela GGS, não é possível garantir o preço da oferta cativada, pelo que se introduziu uma disposição transitória, acrescentando, por paralelismo com os argumentos apresentados na valorização da energia de regulação secundária, um parâmetro de referência correspondente a 120% do preço do mercado diário, a subir (ou 80% a descer). A GGS justifica a proposta com a diferença histórica registada entre os preços dos produtos de balanço e do mercado diário. Considera-se que o bónus (10%) a atribuir aos prestadores deste novo serviço transitório posiciona a sua valorização entre o preço da oferta de mFRR e a valorização do serviço de regulação secundária. Face aos valores históricos que a gama de valorizações referida tem apresentado, considera-se adequada uma bonificação de 10% da oferta de mFRR ativada relativamente ao preço dessa oferta no caso das ofertas a subir, e uma redução em 10% no caso das ofertas a descer. Recorda-se que o racional de ativação das áreas de ofertas neste serviço aponta maioritariamente para aquelas que estão já programadas para acompanhar a transição do programa de interligação, conduzindo à antecipação ou adiamento do programa. Como tal, este tipo de utilização da reserva não deve implicar custos com arranques ou paragens adicionais às previstas na programação da área de ofertas antes desta ativação.

4.8 PROCEDIMENTO N.º 17 – GESTÃO DAS INDISPONIBILIDADES	
Comentário	Observações da ERSE
Iberdrola (Proc17,) “A procura participante na energia BmFRR e mFRR deverá ser incluída no Procedimento 17 de gestão de indisponibilidades para que este recurso operacional seja gerido pelo GGS nas melhores condições.”	O Procedimento 17 não foi colocado em consulta por motivos de foco no tema da consulta urgente. A ERSE considera mais oportuno revisitar este comentário no processo de revisão do MPGGS seguinte. De todo o modo, a capacidade de intervenção da GGS no programa de indisponibilidades do parque produtor está prevista na lei, ao contrário das instalações de consumo.

4.9 PROCEDIMENTO N.º 20 – GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO	
Comentário	**Observações da ERSE**
REN (Proc20, §23) "[…] somente após o início da sua [metodologia de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias, previstas no Regulamento (UE) 2015/1222] aplicação é que as mobilizações de mFRR, para desagravamento do desvio do sistema, deverão ser tidas em conta na formação do preço do desvio."	O parágrafo 23 do Procedimento n.º 20 foi passado para as disposições transitórias, como proposto pela REN.

4.10 PROCEDIMENTO N.º 22 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	**Observações da ERSE**
REN (Proc22, §60) "A valorização da Energia de Regulação Secundária e da energia de mFRR não estão detalhados na equação que determina os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento de cada BSP do procedimento nº22."	As fórmulas de liquidação foram clarificadas no sentido proposto pelo comentário.
REN (Proc22, §63) "O serviço transitório de reserva rápida pode cativar ofertas de ativação programada e direta, dependendo do momento em que se identifica a necessidade de antecipar ou adiar o programa da(s) Área(s) de Ofertas, por este motivo, propomos que se considere também na equação de direitos de recebimento ou obrigações de pagamento do BSP"	As fórmulas de liquidação foram clarificadas no sentido proposto pelo comentário.
SU Eletricidade e EDP (Proc22, 5.2) "As definições das parcelas da fórmula da liquidação, $LIQ^{BRP}(t,a)$ (ponto 76), não refletem a alteração da fórmula"	A redação do MPGGS foi corrigida no sentido proposto pelo comentário.

4.10 PROCEDIMENTO N.º 22 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
Iberdrola (Proc22, 5.2.2) "esclarecer que são atribuídos ao consumo nacional dos clientes e não à compra de energia de bombagem ou baterias. Embora as ofertas de balanço sejam utilizadas para resolver restrições técnicas em tempo real, esse custo deve ser transferido para a procura nacional, nunca para geradores ou armazenamento."	O ponto 5.2.2 relativo aos encargos de regulação para o sistema foi clarificado para excluir a aplicação destes encargos ao consumo em bombagem ou para injeção em instalações de armazenamento autónomo. Estes consumos não são finais, sendo apenas intermediários na cadeia de valor do SEN, não sendo por isso totalmente equiparáveis ao consumo pelas instalações de clientes finais.
Fortia (Proc22, 5.2.2) "Da mesma forma que as tarifas de acesso dos consumidores devem ser eliminadas quando estos venderem reserva a baixar, os encargos do GS aplicados ao consumo também devem ser eliminados. Assim se evita uma discriminação frente à bombagem, que não tem de pagar estos encargos, quando estão a vender reserva a baixar."	A ERSE irá propor uma alteração da imputação dos encargos de regulação do sistema, em linha com o previsto no ROR (n.º 11 do art. 48.º).
Iberdrola (Proc22, 5.2.4) "Solicitamos que o valor relativo a resolução de restrições técnicas no capitulo 5.2.4 inclua os valores provenientes da solução de restrições após o PDBF, incluindo a utilização do mFRR rápida (e em correspondência com os componentes RTPHF e RTTPI dos capítulos 5.12 e 5.13)"	Os valores associados à resolução de restrições técnicas após o PDBF já incluem o cálculo da parcela ERS (ver ponto 9 do Procedimento de Liquidação). Por essa via, aparecem nos encargos imputáveis aos BRP.
EDP (Proc22, 6) "[…] a EDP entende que é cada vez mais relevante e necessária a definição de regras claras que regulem a atividade do Agregador Independente, de forma que sejam considerados os impactos na carteira de compra de energia do comercializador (em consequência de participação em mFRR), e que a mobilização de energia de balanço, seja considerada pelo GGS no apuramento do desvio dos BRP que asseguram o fornecimento de eletricidade, sugerindo-se desde já a aplicação do modelo corrigido."	Com a entrada em funcionamento da nova metodologia de desvios, torna-se claro o ajustamento da posição final (de mercado) do BRP, em função das ativações de energia de balanço. Desse modo, o comercializador (BRP) não será afetado em desvios pela ativação, a subir ou descer, de unidades físicas na sua carteira. Adicionalmente, a Diretiva com as regras especiais de participação da procura manteve expressa a regra de que a fatura de comercialização, no que respeita à parcela de energia, deve basear-se nos valores medidos no contador da instalação de consumo, ajustados das ativações em serviços de balanço, a subir ou a descer. Recorde-se que no caso da parcela da tarifa de acesso às redes, este ajustamento é assimétrico.

4.10 PROCEDIMENTO N.º 22 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
Iberdrola (Proc22, 6.1) "Solicitamos a confirmação de que o parágrafo 92 do capítulo 6.1. permite consolidar desvios dos vários agentes de mercado não representados por apenas um agente em mercado, através da mera comunicação de uma delegação contratual relativamente à responsabilidade pelos desvios (cfr. Procedimento n.º 23 do MPGGS), como é o caso das empresas do grupo IBERDROLA. consolidar desvios de distintos agentes de mercado no representados por uno solo em el mercado"	Confirma-se que o desvio é apurado para a unidade de liquidação que consolida os vários agentes de mercado que tenham delegado a responsabilidade pelos desvios num mesmo BRP.
REN (Proc22, 6.1.4) "O capítulo 6.1.4 do procedimento nº 22 faz referencia ao Programa de Liquidação (PL) que deixou de fazer sentido com a nova metodologia de cálculo dos desvios. Com a separação de responsabilidades entre AM, BSP e BRP, o PL dificulta o escrutínio entre as três entidades e obriga estas entidades ao processo inverso de discriminação das componentes do PL. Por este motivo, não implementamos o PL, disponibilizando o PHFC e Ajustamentos em separado por AM, BSP e BRP (Harmonizamos com Espanha)."	Foi clarificada a referência ao PHFC, mas deixou-se a referência ao programa de liquidação. Se a GGS disponibiliza as respetivas parcelas do PL, então os intervenientes dispõem da informação necessária. Na futura revisão do MPGGS, a ERSE prevê atualizar as disposições sobre desvios segundo as propostas da GGS, as quais não implicam alterações materiais mas antes clarificações.
REN (Proc22, 6.2) "A metodologia que determina a aplicação de preços duais para o desvio, de acordo com o artigo 11º, nº1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020 apenas faz referencia a ativações de reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos."	Foi adotada a redação proposta no comentário.
EDP (Proc22, 8.1) "A determinação da posição final e cada Área de oferta deve ter como base os PHFCUF e PRRUF publicados pelo GGS e não o programa desagregado pelo operador de mercado. Assim sendo pedimos que seja clarificada a seguinte fórmula: [§141]"	O programa usado para verificação das ativações é o PHFC (programa final após o mercado intradiário contínuo). Este programa tem de ser repartido por períodos de 15 minutos e por Área de Ofertas. O texto correspondente foi clarificado e simplificado.

4.10 PROCEDIMENTO N.º 22 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	**Observações da ERSE**
Iberdrola (Proc22, 8.1) "Condições de liquidação do incumprimento pela procura. O MPGGS não prevê o seu caráter transitório nem a sua avaliação periódica e a necessidade de tornar públicas as suas conclusões."	A presente norma resulta da evolução do quadro de regras do projeto-piloto e da reflexão feita na alteração do ROR. Como todo o restante quadro regulamentar, deve ser monitorizada e ponderada a sua evolução, se se justificar. No caso particular da participação da procura é patente o estado inicial do funcionamento do mercado de serviços de sistema e a necessidade de desenvolver o respetivo enquadramento regulamentar.
REN (Proc22, 10.4) "A potência contratada pelas instalações consumidoras pode variar mensalmente, para que não existam dúvidas que possam impactar a operacionalização da repartição propomos uma metodologia para determinar a potência contratada."	A ERSE concretizou o apuramento da potência contratada, apontando para o valor faturado à instalação no último mês, para efeitos de acesso às redes.
REN (Proc22, 10.5) "No ponto 10.5 deste capítulo é importante clarificar na sua redação final como se materializa a "existência de inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas de consumo"." **Bondalti** (Proc22, 10.5) "Torna-se por isso imperativo deixar claro para os potenciais participantes no mercado de mFRR quais os critérios a aplicar na classificação de "inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas de consumo" e em que condições as Áreas de Oferta serão sujeitas a suspensão." **Endesa** "a programação deve ser objeto de verificação de qualidade pelo operador de rede. Neste caso, entendemos justificada esta preocupação no caso da participação individual da procura. No caso da participação agregada na Área de Oferta do Comercializador, essa verificação da qualidade perde sentido, os BSPs já são penalizados por seus desvios."	O ROR (art. 9.º) refere que a programação pelo prestador do serviço do consumo das instalações participantes nos serviços de balanço, pelo BSP, deve ser sujeita a verificação pela GGS. A norma proposta para o MPGGS estabelece esse dever de monitorização. A existência de desvios à programação do BSP pode decorrer da imprevisibilidade intrínseca dos processos de utilização de energia e de operação da instalação. Nessa medida não devem ser penalizados. Mas se os desvios forem significativos e permanentes, então correspondem a incumprimento do dever de programar. A ERSE não pretende cristalizar no MPGGS a avaliação da programação como negligente ou incumpridora, sobretudo perante a falta de experiência prática desta regra e tendo em conta que existe uma componente justificável dos desvios de programação. No entanto, afirma-se a possibilidade efetiva da própria GGS, com as competências que tem atribuídas, avaliar as situações concretas e utilizar a figura da suspensão do contrato de adesão. Futuramente, deverão ser estabelecidos métodos alternativos de programação, com base em algoritmos, podendo vir a ser usados nestas situações. A redação foi clarificada para não considerar situação de incumprimento quando os desvios decorrem de programação

4.10 PROCEDIMENTO N.º 22 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	**Observações da ERSE**
	estabelecida em mercado, através das respetivas Unidades de Programação.
Iberdrola (Proc22, 11.3.1) "é necessário confirmar se será publicada uma nota resumida com o valor a receber/pagar pelos BRP, conforme publicado pelo OMIE, REE e MIBGAS, e se ainda se será publicado um relatório com os direitos de crédito resultantes do incumprimento dos agentes devedores, devidamente detalhado"	O eventual incumprimento de algum agente de mercado sobre a GGS não deve impactar sobre a liquidação dos restantes. Os incumprimentos de pagamento são cobertos pelo sistema de garantias prestadas pelos agentes a favor da GGS.
EDP (Proc22, 11.3.2) "[…] o articulado do MPGGS deve garantir ao agente de mercado todas as condições necessárias para validar os processos de liquidação […]. Neste sentido, é importante que os webservices de liquidação do GGS facultem aos agentes de mercado todas as energias/potências consideradas para a verificação do incumprimento e posição final do desvio, detalhadas por Unidade Física, nomeadamente: • PF(t,up) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade de Programação, que corresponde ao PHFC; [8.1 do Procedimento n.º 22] • PF (t,uf) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade Física após o mercado intradiário contínuo. [8.1 do Procedimento n.º 22] • QVA (t,ao) - A quantidade verificada atribuída a cada Área de Ofertas, detalhada por Unidade Física; [8.1 do Procedimento n.º 22] • Integral das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central à unidade física em telerregulação (ISE) [10.2 do Procedimento n.º 11]."	A ERSE concorda que o agente de mercado deve ter acesso, em tempo útil e de forma fácil e adequada a processamento automático, aos dados de base usados na sua liquidação. A secção 11.3.2 do Procedimento de Liquidação já prevê o envio de um conjunto de dados relevantes, onde se encontram nomeadamente aqueles referidos no comentário. A ERSE clarificou a redação de algumas das alíneas, precisando o detalhe da informação a enviar. Quanto ao modelo de troca de dados entre a GGS e os agentes, ele deve cumprir os princípios mencionados.

4.11 PARTE III - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS	
Comentário	**Observações da ERSE**
The Navigator Company (Parte III, §4) "Confirmam que uma instalação que esteja atualmente a prestar BRR terá efectivamente um prazo de 6 meses após início da prestação do serviço para comunicação entre a unidade física e SCADA da GGS?" **Bondalti** "[…] embora questione se o período indicado de 6 meses será suficiente, em especial se for necessário instalar hardware ou desenvolver novo software específico, visto que o processo no âmbito da BRR, foi moroso e complexo."	A regra transitória foi estabelecida para acautelar os casos das instalações habilitadas no projeto-piloto do mercado de reserva de regulação, que não tinha o requisito de ligação ao sistema SCADA, que, por essa razão, não têm implementada essa comunicação. Assim, as instalações habilitadas que já dispõem dessa comunicação com o SCADA não precisam nem beneficiam da regra transitória de 6 meses. Não está prevista, no curto prazo, uma alteração de requisitos de integração no sistema SCADA, pelo que os consumidores já integrados deverão cumprir os requisitos agora incluídos no Procedimento do mFRR.
REN (Parte III, §6) "[…] deve fazer referência à alínea (e) do Ponto 1 do Artigo 11.º da Decisão ACER 18/2020 e não à secção 6.2 do Procedimento 22 (Liquidação)."	A redação proposta no comentário foi adotada.
Bondalti (Parte III, §10) "A participação no produto de mercado de mFRR irá obrigar à celebração de novos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema, no prazo de 30 dias. Entendemos que este prazo poderá ser curto, dependendo das alterações face ao contrato celebrado anteriormente no âmbito do projeto-piloto."	O conteúdo do contrato de adesão aplicável na fase de projeto-piloto não difere substancialmente do contrato geral. A ERSE manteve o prazo de adaptação dos contratos.
SU Eletricidade (Parte III, 14.2) "[…] a SU ELETRICIDADE informa que precisa de um período de testes, no mínimo de 1 mês, para realização de todos os testes necessários decorrentes da implementação da Liquidação Semanal."	A liquidação semanal foi prevista na alteração do MPGGS em dezembro de 2022, tendo então sido discutida na consulta pública realizada para o efeito. Durante 2023, a GGS promoveu sessões de esclarecimento e interação com os agentes de mercado sobre várias matérias, entre as quais os nossos processos de liquidação. Não obstante esta situação, a GGS deve apoiar os agentes de mercado na adaptação aos seus sistemas, sobretudo num momento de mudança como o atual, pelo que, nesse plano, as duas partes no processo de liquidação devem encontrar as melhores soluções para endereçar a dificuldade manifestada.

4.11 PARTE III - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS	
Comentário	**Observações da ERSE**
REN (Parte III, novo) "é determinante ter um preço para a regulação secundária até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR." **EDP** (Parte III, novo) "[…] tem-se vindo a observar situações em que os preços de reserva de regulação a baixar são superiores ao preço marginal do mercado diário. Esta situação não é coerente com a lógica de mercado, onde se espera que os preços de reserva a baixar sejam inferiores ao preço marginal de mercado diário, e os preços de reserva a subir sejam superiores." "O preço apurado para a valorização da energia de reserva de regulação secundária a baixar deve ser menor ou igual que o preço de encontro do mercado diário."	A proposta de alteração incluía uma disposição transitória aplicável a todos os procedimentos que não foram objeto de alterações, para remeter as referências ao serviço de reserva de regulação para o novo serviço de mFRR, que se manteve na redação final. No entanto, a ERSE reconhece que esta referência genérica pode gerar dúvidas de interpretação, em particular no caso da valorização da energia de regulação secundária, pelo que adota a proposta da REN. A explicitação da fórmula transitória de valorização da energia de regulação secundária é incluída nas disposições transitórias do MPGGS. Nota-se que, por proposta da REN, até à implementação do produto normalizado de aFRR, a liquidação da energia de regulação secundária passa a fazer-se por período de 15 minutos, aplicando-se, na valorização da energia, o valor máximo entre o preço de mFRR (ou mínimo, caso seja a descer) e 120% do preço do mercado diário (ou 80% do MD, se for a descer). A REN justifica este parâmetro de valorização (120% do MD) com a análise histórica dos preços de reserva comparados com o mercado diário, sendo possível haver períodos de 15 minutos sem ativação de mFRR. Esta nova redação também endereça a preocupação do comentário da EDP, corrigindo eventuais situações de preços de balanço incoerentes com o preço do mercado diário.
REN (Parte III, novo) "O serviço transitório de reserva rápida, não permite identificar as ofertas cativadas e consequentemente não é possível garantir o preço da oferta cativada. Por este motivo, até à implementação da plataforma europeia de contratação de mFRR, propõe-se uma metodologia transitória de valorização da energia de restrição técnica para as transições do programa na interligação."	Atendendo à limitação apresentada pela REN, introduziu-se uma disposição transitória nos termos propostos, acrescentando, por paralelismo com os argumentos apresentados na valorização da energia de regulação secundária, um parâmetro de referência correspondente a 120% do preço do mercado diário, a subir (ou 80% a descer).
E-Redes (Parte III, novo) "A E-REDES propõe a inclusão na Parte III de uma referência ao prazo de implementação relativo ao acordo sobre a comunicação ao GGS das limitações	Os acordos entre operadores estão no domínio da autorregulação. Como tal, considera-se desnecessário especificar o prazo de elaboração do referido acordo.

4.11 PARTE III - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS	
Comentário	Observações da ERSE
às Unidades Físicas das instalações ligadas à RND, conforme previsto no Procedimento n.º 9. A E-REDES propõe que o prazo deste acordo seja definido no Acordo de Cooperação previsto no Regulamento de Operação das Redes.”	Não obstante, concorda-se que o Acordo de Cooperação previsto no ROR é adequado para incluir diversas matérias que devem ser objeto de acordo entre a GGS e o ORD, ou pelo menos o seu enquadramento nos temas e nos calendários de implementação.

4.12 DIRETIVA SOBRE AS REGRAS ESPECIAIS DE PARTICIPAÇÃO DA PROCURA	
Comentário	Observações da ERSE
E-Redes (novo) “O artigo 3.º da proposta de Diretiva prevê que, para efeitos de faturação do consumo de energia elétrica pelo comercializador de uma instalação de consumo prestadora de serviços de balanço, consideram-se os valores de consumo registados no equipamento de medição, ajustados pelas ativações de energia de balanço emitidas pelo GGS. No entanto, a E-REDES nota que nada é referido no âmbito da reconciliação dos comercializadores, entendendo que é importante que o articulado clarifique que regra deverá ser aplicada para a atribuição de energia elétrica entregue aos comercializadores, conforme a Secção IV do Capítulo IV do GMLDD.”	Da metodologia de tratamento dos desvios, resulta que a posição de mercado de um BRP é ajustada pelas ativações em serviços de balanço e depois comparada com os consumos e produções reais. Em coerência, o apuramento das carteiras de comercialização para cálculo de desvios deve considerar os valores medidos nos contadores dos clientes, sem correção pelas ativações, uma vez que essa correção já é feita no cálculo do desvio. Nota-se, assim, a diferença entre o apuramento da carteira de comercialização, que não corrige as leituras pelas ativações, e o apuramento dos dados para faturação do cliente pelo seu comercializador, que deve corrigir esse efeito. Foi clarificada a redação da Diretiva, com um novo artigo.
E-Redes (art. 4.º) “A E-REDES dá nota de que a troca de informação a que este artigo se refere já acontece no âmbito do projeto-piloto. Importa, no entanto, que seja feito um esforço conjunto entre a E-REDES e o GGS, de forma a evoluir os atuais serviços de troca de mensagens e dados para um modelo mais robusto e eficiente.”	A ERSE concorda que a massificação de processos que implica o fim do projeto-piloto deve implicar o desenvolvimento de ferramentas de comunicação e tratamento de dados de modo automático, reduzindo o esforço de manipulação e a margem para erros. O texto da diretiva foi clarificado para transmitir esta ideia.

4.13 OUTROS TEMAS	
Comentário	**Observações da ERSE**
EDP "[…] a EDP questiona o motivo que não permitiu, até ao momento, a implementação da metodologia de harmonização de desvios e salienta que os detalhes partilhados através do documento justificativo são tardios e vagos."	Como referido na consulta, a GGS apresentou à ERSE uma dificuldade prática de implementação da metodologia de desvios no prazo previsto, pelas interdependências destes sistemas de informação e os que implementarão o mFRR. Perante esta posição, e estando em causa um adiamento de apenas alguns meses, a ERSE optou por acelerar o processo de aprovação do novo produto de mFRR, cuja implementação nos sistemas da GGS começou em 2022, como também referido na consulta. Apesar dos inconvenientes manifestos de uma consulta rápida sobre o mFRR, a solução adotada procurou precisamente um compromisso entre essa alteração e a entrada em funcionamento da nova metodologia de desvios.
EDP "[…] a EDP pede mais uma vez à ERSE e ao GGS uma maior visibilidade sobre o calendário de implementação dos projetos definidos na regulação europeia e a organização de workshops recorrentes para a discussão dos temas com todos os agentes impactados, com o objetivo de proceder às futuras alterações da forma mais eficiente possível."	A ERSE destaca que o ano de 2023 incluiu uma consulta muito alargada dos regulamentos do SEN, incluindo uma profunda alteração do ROR, e diversos workshops da GGS para preparação da implementação do mFRR e da metodologia de desvios. Não obstante, reconhece-se a necessidade de continuar a discussão com os agentes e a GGS, com o tempo devido para essa discussão, mas também para a implementação dos novos mecanismos. Com a aprovação do mFRR, a ERSE inicia já os trabalhos da próxima alteração do MPGGS, nos quais serão acautelados os tempos e interações com os interessados.
Fortia "O operador de redes de Distribuição (E-Redes) tem informado a seus clientes de MT, AT e MAT dum novo projeto regulamentar para estender à aplicação dos "fatores de adequação" dos coeficientes de perdas estândar também para estos níveis de tensão. Assim, a energia consumida pelos clientes de MT, AT e MAT, quando seja ajustada ao referencial de geração, será diferente à utilizada inicialmente pela REN para verificar o cumprimento dos acertos, no M+1, no M+3 e no M+6. Isto é uma inseguridade para os consumidores que participam nos serviços do sistema e por tanto resulta num elemento de discriminação frente a outros agentes ao competir no referencial de geração."	Na sequência da aprovação do RRC em 2023, a ERSE colocou em consulta pública (n.º 118), em 20 de novembro de 2023, uma alteração da metodologia do fator de adequação, que ajusta as carteiras de comercialização. No entanto, a proposta da ERSE sob consulta prevê a aplicação do referido fator de adequação apenas em BT, pelo que os consumidores industriais ficariam à margem deste ajuste.

4.13 OUTROS TEMAS	
Comentário	**Observações da ERSE**
Iberdrola "queremos sublinhar a importância de haver uma maior controlabilidade das energias renováveis e a sua participação ativa em todos os serviços do sistema, o que minimiza as necessidades deste e os condicionantes de operaçao em todos os horizontes temporais e áreas de operaçao, contribuindo, em simultâneo, para satisfazer aquelas." "Solicitamos à ERSE que realize um estudo detalhado da influência que a falta de controlabilidade e despachabilidade das energias renováveis tem atualmente no cálculo das capacidades NTC na interligação Portugal-Espanha e avalie soluções para minimizar a sua influência, sem recorrer a ações restritivas em geradores despacháveis e bombeamento. "	A alteração do ROR, em 2023, discutiu o aspeto referido no comentário, concordando-se com a conclusão. Importa incentivar a participação nos mercados de balanço, quer da produção, quer do consumo, quer ainda dos novos agentes como o armazenamento. O ROR discutiu e prevê vários mecanismos, que serão abordados em sede de nova revisão do MPGGS. Estes mecanismos incluem, por exemplo: i) a facilitação da participação de unidades de menor dimensão e menos controláveis; ii) a possibilidade de agregação de áreas de ofertas para prestação de serviços; iii) a definição de um mecanismo de controlo da injeção de energia por instalações de produção não habilitadas; iv) a repercussão dos encargos de regulação sobre as instalações (consumo ou produção) que não participem nos serviços de sistema, etc. A ERSE acompanha a evolução do cálculo de capacidade comercial de interligação e os efeitos que limitam esta capacidade. A disponibilização da capacidade comercial na interligação tem registado melhorias importantes e muito rápidas no passado recente, refletindo uma atitude proativa dos ORT na resolução dos efeitos limitadores desta capacidade.
Iberdrola "Ressaltamos a conveniência do agregador ou comercializador ser parte ativa do processo e não mero veículo para liquidar a prestação de um serviço (BRP). O seu papel como intermediário técnico-económico dinamizaria a participação da procura nos serviços do sistema, dando segurança a ambas as partes (GGS e recursos com potencial para prestar serviços) […]."	A agregação de instalações de consumo numa mesma Área de Ofertas passa a ser possível de imediato. Nesses termos, o agregador pode fazer a mencionada gestão ativa da participação nos mercados de balanço, em vez de uma mera representação. Em seguida, a ERSE irá promover a participação de unidades físicas agregadas.
SU Eletricidade "[…] é necessário alinhar as demais disposições do MPGGS com o estabelecido na Diretiva n.º 5/2021 da ERSE, de 24 de fevereiro, que aprovou a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, em particular, a parcela da remuneração relativa à componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, que é relativa ao mês «m» conforme estabelecido na referida Diretiva."	A liquidação dos encargos de regulação do sistema e dos desvios está no âmbito do MPGGS e afeta o agregador de último recurso enquanto representante de produção em mercado. A relação comercial entre o AUR e os seus produtores decorre noutro contexto de regras, não devendo o MPGGS condicionar o modelo de liquidação a esse contexto. Porém, caso se verifique necessário, a ERSE acomodará as referidas regras de faturação do AUR ao novo modelo de liquidação.

4.13 OUTROS TEMAS	
Comentário	**Observações da ERSE**
SU Eletricidade "[…] é necessário garantir uma solução que assegure que a SU ELETRICIDADE continue a receber as produções reais da carteira de produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW, discriminada por Unidade Física […]"	O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (ponto 74) assegura a disponibilização dos dados de produção ao respetivo agregador, bem como o Regulamento do Autoconsumo (art. 36.º) no que respeita aos excedentes de autoconsumo.
Iberdrola "Directiva da ERSE "Aprovação de regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema". A norma não prevê o seu caráter transitório nem a sua avaliação periódica e a necessidade de tornar públicas as suas conclusões."	A Diretiva referida contém uma menção expressa ao carácter transitório da regra sobre a aplicação das tarifas de acesso às redes.
The Navigator Company "Quais as cargas que os consumidores que não prestam serviço de BmFRR terão de deslastrar em caso de atuação do relé de deslastre de frequência por se encontrarem abrangidos pelo referido estatuto [cliente eletrointensivo]?"	Segundo a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, a atribuição do estatuto de cliente eletrointensivo é feita pela DGEG, pelo que cabe a esta entidade o esclarecimento da questão colocada.
Bondalti "Contrariamente ao que acontecia no mercado de RR, no mercado de mFRR os agentes consumidores terão de realizar ofertas ajustadas ao referencial de geração. Esta questão poderá levar a necessidades de alteração dos procedimentos e sistemas que os agentes de mercado utilizam atualmente para a realização das suas ofertas. Entendemos que esta alteração não será promotora de uma eficaz gestão por parte dos agentes consumidores que verão uma maior complexidade na apresentação das suas ofertas e programação."	O ajustamento para perdas é uma regra geral, estabelecida no RARI e no art. 9º do ROR, que se aplica a todos os agentes do setor, incluindo os produtores quando adquirem energia para bombagem, garantindo o funcionamento do sistema com igualdade de tratamento. Com o fim do projeto-piloto, finaliza também esta exceção. Note-se que o efeito das perdas é amplificador da resposta do consumo, pelo que nas mobilizações a subir (descer consumo), a ativação pode ser cumprida com uma redução de potência inferior (por efeito das perdas).

5 CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS ALTERAÇÕES

IMPLEMENTAÇÃO DA PLATAFORMA NACIONAL DE MFRR AINDA EM 2023

Conforme explicitado no documento justificativo da consulta de interessados, o GGS promoveu, ao longo de 2023, diversas sessões de esclarecimento e testes de comunicações e de integração de sistemas com os agentes de mercado. Esta interação e fase de testes é determinante para que um produto de balanço tão relevante como a reserva de regulação possa ser substituído por outro.

Com estas garantias, o MPGGS aprovado fixa a data de produção de efeitos para 14 dias após a sua aprovação. O MPGGS prevê ainda que, a partir dessa data, se inicie um prazo até ao dia 29 de fevereiro de 2024 para que a plataforma nacional de mFRR inicie o funcionamento de acordo com as regras aprovadas.

O período que decorre até ao início de funcionamento da plataforma nacional de mFRR deve ser utilizado para testes adicionais, em ambiente real dos sistemas, entre o GGS e os agentes de mercado – BSP. O GGS deve assegurar os bons resultados desses testes e, após essa garantia, definir o dia concreto de início da operação, comunicando aos agentes com antecedência.

Deve sublinhar-se que na mesma data se inicia também a aplicação da nova metodologia de desvios e de liquidação semanal, já aprovadas em dezembro de 2022.

Importa referir que os sistemas do mercado de serviços de sistema preveem mecanismos auxiliares de comunicação com os agentes de mercado, os quais podem ser utilizados especialmente num momento de transição, pelos BSP que ainda não tenham promovido as adaptações definitivas necessárias.

INTEGRAÇÃO DA PLATAFORMA MARI DURANTE 2024

Em 2024 continuarão os trabalhos de integração dos sistemas do GGS na plataforma europeia MARI, de troca de energia de mFRR, devendo concluir-se até à data definida na derrogação concedida (24 de julho).

A partir dessa integração, as ofertas nacionais de mFRR serão incluídas na lista de ofertas participantes na plataforma, sendo usadas ofertas em qualquer zona de balanço participante para satisfazer as necessidades colocadas pelos ORT. Essa troca de reservas de mFRR está condicionada à capacidade de interligação disponível em cada momento.

A plataforma MARI também oferece funcionalidades acrescidas ao GGS, nomeadamente a possibilidade de colocar necessidades elásticas e de fazer reserva de ofertas. Segundo o MPGGS aprovado, o GGS deve publicar informação clara sobre as limitações da plataforma nacional de mFRR, válidas no período inicial até à integração da plataforma MARI e sempre que o GGS recorra à plataforma nacional em situações de contingência.

A ERSE INICIA OS TRABALHOS PREPARATÓRIOS DA PRÓXIMA REVISÃO DO MPGGS

O catálogo de produtos normalizados de balanço não está ainda completo. A regulação secundária será o próximo produto nacional a ser adaptado às normas do produto normalizado europeu – as Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática (aFRR).

Além desta alteração, a ERSE pretende discutir outros temas já identificados na Consulta Pública n.º 113, de aprovação do ROR, incluindo, entre outros, os seguintes:

- Um novo modelo para o produto específico de reserva rápida de mFRR;
- Um mecanismo de controlo da injeção de energia por instalações de produção não habilitadas;
- A repercussão dos encargos de regulação sobre as instalações (consumo ou produção) que não participem nos serviços de sistema;
- Um modelo para implementar o acesso à rede com restrições, previsto na lei e na regulamentação.

A próxima revisão do MPGGS, mais abrangente, deverá garantir a participação e ponderação dos interessados, sem a urgência que agora foi evocada para implementar o mFRR. Deverá ainda levar em conta o tempo de adaptação dos BSP e do GGS. Embora se reconheça que o calendário de implementação previsto nos códigos de rede europeus é de difícil cumprimento (aliás, situação sentida de um modo geral pelos vários ORT europeus), importa concretizar o rumo das alterações e iniciar os trabalhos de adaptação, com a flexibilidade suficiente para recolher a experiência prática das alterações já em funcionamento.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1 – 3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt