ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

MPGGS

CONSULTA PÚBLICA
127

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA
GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

SETOR ELÉTRICO

janeiro - 2025

ÍNDICE

1 RESUMO DA PROPOSTA 1
2 INTRODUÇÃO 3
3 INSCRIÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS 7
3.1 Inscrição de unidades de produção até 1 MW 7
3.2 Requisitos de observabilidade e controlabilidade das unidades físicas 7
4 HABILITAÇÃO PARA PARTICIPAR NOS SERVIÇOS DE SISTEMA 11
5 PARTICIPAÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS AGREGADAS 15
5.1 Qualificação 18
5.2 Programação base (*baseline*) 22
5.3 Modelos de agregação e efeitos sobre o tratamentos dos desvios do BRP 26
5.4 Tratamento das áreas de ofertas de instalações bidirecionais, de consumo/injeção, e unidades físicas agregadas 34
5.5 Tratamento de instalações com medição em pontos internos 36
6 RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA – AFRR 39
6.1 O atual serviço de regulação secundária 39
6.2 O serviço standard europeu de aFRR 44
6.3 Mercado de banda de aFRR 49
6.4 Mercado de energia de aFRR 54
6.5 Processo de Coordenação de Desvios 58
7 BANDA DIÁRIA DO PRODUTO STANDARD DE MFRR 59
7.1 Mercado de banda diária de mFRR 59
8 MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO DE PRODUÇÃO 67
9 REGRAS APLICÁVEIS AOS DESVIOS 73
10 IMPUTAÇÃO DOS ENCARGOS DE REGULAÇÃO 77
11 PRODUTO ESPECÍFICO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL 85
12 OUTRAS MATÉRIAS SUJEITAS A ALTERAÇÃO 87
12.1 Adoção de MTU15 no MD e MI 87
12.2 Harmonização pontual do serviço de reserva de reposição com os restantes 87
12.3 Tolerâncias aplicáveis ao cumprimento das ativações de áreas de ofertas de consumo 88
12.4 Resolução de restrições técnicas e instalações com acesso com restrições 88
13 PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS REGRAS 97

1 RESUMO DA PROPOSTA

A ERSE LANÇA UMA CONSULTA PÚBLICA SOBRE O MPGGS, PARA COMPLEMENTAR A ADOÇÃO DO DESENHO EUROPEU DOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

O código de rede de balanço do sistema elétrico (Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, "Regulamento EB"), estabelece produtos de balanço normalizados, de implementação obrigatória, e plataformas europeias para a troca de energia de balanço entre os operadores das redes de transporte. Define, igualmente, que as entidades reguladoras dos estados membros devem aprovar os "termos e condições" aplicáveis, em cada Estado-Membro, aos recursos que vão prestar os serviços de balanço.

O Regulamento de Operação das Redes (ROR) aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço e estabeleceu igualmente um conjunto de disposições sobre outras matérias do Regulamento EB.

A 8 de agosto de 2023, o gestor global do SEN (GGS) formalizou o envio à ERSE das propostas de alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), tendo sido aprovadas, em dezembro de 2023, uma parte dessas alterações, em particular as necessárias para o funcionamento do produto normalizado de mFRR. O novo mercado de energia de mFRR iniciou o funcionamento em março de 2024, assinalando-se ainda o início da utilização da respetiva plataforma europeia MARI, pelo GGS, a 28 de novembro de 2024.

A presente Consulta Pública propõe alterações adicionais ao MPGGS, precisamente no sentido em que é a peça regulamentar que estabelece e concretiza quer os referidos "termos e condições" nacionais, quer os princípios estabelecidos no ROR.

ALÉM DOS PRODUTOS NORMALIZADOS DE BALANÇO, PROPÕEM-SE NOVAS FERRAMENTAS DA GESTÃO DO SISTEMA, PARA GERIR OS EFEITOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Com o presente processo de Consulta Pública, concretiza-se a segunda fase de implementação das propostas do GGS, sendo o elemento principal o produto de balanço normalizado de aFRR, atual regulação secundária, incluindo os mercados de energia e de capacidade (ou banda).

Entre os restantes temas que se apresentam nesta proposta de alteração de MPGGS destacam-se os mais relevantes, para além do já referido pacote *standard* de aFRR.

Em primeiro lugar, o MPGGS adota um produto *standard* de capacidade (banda) diária de mFRR, permitindo ao GGS garantir para o dia seguinte os recursos necessários de mFRR, seja a subir, seja a baixar.

Em segundo lugar, integra-se um conjunto de novas ferramentas da gestão de sistema para permitir ultrapassar os desafios crescentes decorrentes da dimensão das fontes de energia renovável e da sua variabilidade. Entre elas encontram-se: o Controlo de injeção da produção não-habilitada (em mercado), o estabelecimento de requisitos de observabilidade para instalações com potência acima de 1 MW, bem como a operacionalização da agregação de agentes de pequena dimensão (com potência inferior a 1 MW).

Finalmente, assinala-se o tratamento do tema dos custos da gestão do sistema para produtores que não participam nos serviços de sistema (não-habilitados), bem como as implicações da introdução do intervalo de 15 minutos na liquidação de desvios e a sua relação com a implementação do mesmo intervalo de tempo no funcionamento dos mercados diário e intradiário, já tido em conta de forma transitória na Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, aprovada a 15 de novembro.

2 INTRODUÇÃO

A integração de mercados de eletricidade iniciou-se pelos mercados grossistas diário e intradiário, tendo Portugal atingido um muito elevado nível de integração, por exemplo no espaço ibérico. A integração dos mercados de serviços de sistema foi também objeto de regulamentação europeia, que veio harmonizar conceitos e regras de mercado, para que estes mercados, por tradição mercados nacionais ou subnacionais, evoluam para maiores níveis de integração.

Este processo de normalização dos mercados de serviços de sistema tem sido gradual. Em Portugal, iniciou-se em 2020[1] com a criação do serviço de reservas de reposição e a adesão à plataforma europeia de transação deste serviço – plataforma TERRE. Mais recentemente, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) foi também alterado para incluir a metodologia harmonizada de tratamento de desvios[2] e o produto *standard* de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR)[3], assim como a adesão à plataforma MARI (concretizada em 28 de novembro de 2024).

As alterações aos serviços de sistema impactam nos sistemas de informação do gestor global do SEN (GGS), mas também nos sistemas dos agentes de mercado que fornecem os serviços de sistema (BSP). Para além dos sistemas, também os técnicos e procedimentos de operação do GGS e dos BSP têm de se adaptar às novas condições de funcionamento, em paralelo com a obrigação de manter o SEN em funcionamento normal e com a necessidade de adaptação à transformação significativa provocada pela transição energética. Este contexto explica o gradualismo das alterações promovidas e sublinha o esforço destes intervenientes na mudança das regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema.

Neste processo, a ERSE vem promover uma nova alteração do MPGGS, para adotar o serviço *standard* de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR). Esta alteração inclui a transformação do mercado de capacidade associado a este serviço, que substitui a atual banda de regulação secundária, e a criação de um novo mercado de energia de aFRR, que passa a estabelecer a mobilização do serviço em função da ordem de mérito das ofertas e da minimização dos custos para o sistema (em vez do atual mecanismo de ativação por rateio dos prestadores com banda contratada).

[1] A Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio, aprovou o novo serviço *standard* de reservas de reposição e a adesão à plataforma TERRE, de troca de reservas de reposição entre operadores de rede de transporte.

[2] Esta metodologia foi aprovada pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro.

[3] O novo serviço de mFRR foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro.

Associada ao serviço de aFRR, prevê-se também a adesão do SEN à plataforma europeia de troca de energia de aFRR – plataforma PICASSO.

Refira-se que esta revisão do MPGGS ocorre depois de uma profunda alteração do Regulamento de Operação das Redes (ROR)[4], em julho de 2023, que adotou as alterações do regime jurídico do SEN promovidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, bem como a envolvente regulamentar europeia, estabelecida pelos códigos de rede europeus. Em consequência, para além da implementação do produto standard de energia de aFRR e do respetivo mercado de capacidade, que constituem a base desta revisão, são incluídas propostas de alteração do MPGGS que corporizam matérias previstas no ROR e nos restantes regulamentos do setor elétrico. Entre estas matérias, sublinha-se:

a) A sistematização do processo de habilitação (ou pré-qualificação) das unidades que prestam serviços de sistema;

b) A promoção da participação nos serviços de sistema em modelo de agregação, prevendo regras específicas para esta nova realidade;

c) A concretização de um mecanismo de controlo de injeção, de forma a implementar a obrigação de despachabilidade definida na lei e aplicável genericamente aos produtores e instalações de armazenamento com potência de ligação superior ou igual a 1 MW;

d) A criação de um produto *standard* de capacidade para o dia seguinte associado ao serviço de mFRR, com entrega no dia seguinte e com contratação para cada período de 15 minutos;

e) A repartição dos encargos de banda de regulação também pelos produtores não-habilitados, incorporando os incentivos à participação destes agentes nos serviços de sistema e a comparticipação nos custos por si provocados.

O quadro de aceleração da transição energética aumenta a urgência de disponibilizar ao GGS as ferramentas de gestão do sistema adequadas ao novo enquadramento, no qual a presença de centrais convencionais na rede não se pode dar por adquirida e a observabilidade e controlabilidade da produção de origem renovável tem de ser a regra e não a exceção. No mesmo sentido, importa acelerar a promoção da participação de novos agentes nos serviços de sistema, sejam a produção renovável, as instalações de armazenamento ou diversos ativos em agregação. Assim, as mudanças agora propostas no MPGGS

[4] O ROR foi aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho.

assumem-se como estruturais para o papel da gestão do sistema e para o alinhamento desta com a evolução do SEN.

Em complemento a estas alterações principais, a proposta de revisão do MPGGS inclui também alterações pontuais para contemplar a migração dos mercados diário e intradiário para os períodos de programação de 15 minutos (esperada para o primeiro trimestre de 2025), o novo modelo de acesso à rede com restrições ou atualizações de conceitos utilizados.

A maior parte das alterações agora propostas contou com os contributos iniciais do GGS, os quais foram essenciais para a elaboração das mesmas e foram discutidos e trabalhados pela ERSE na presente consulta.

A ERSE, com a participação do GGS, promoveu uma sessão de trabalho com os interessados[5], no dia 18 de setembro, na qual foram partilhadas as linhas gerais da proposta e a sua justificação, bem como discutidos aspetos que os agentes de mercado pretendem ver incorporados na regulamentação atual.

Importa referir ainda que, conjuntamente com o processo de revisão do MPGGS, a ERSE promoverá uma modificação do seu formato, adotando um formato normativo articular, como é regra na sua regulamentação. Esta alteração de formato será formalizada no momento final de aprovação, para não prejudicar a clareza da identificação das alterações propostas face ao MPGGS em vigor.

A abrangência das alterações propostas justifica um processo de consulta inclusivo e de duração adequada para a pronúncia dos interessados. A consulta pública lançada pela ERSE procura receber contributos dos interessados para a melhoria das presentes propostas.

A ERSE submete a consulta pública a sua proposta de revisão do MPGGS, aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, alterada pela Diretiva n.º 11/2024, de 22 de março.

A proposta de revisão do MPGGS é composta pelo presente documento justificativo e pelo articulado do MPGGS assinalando as alterações de redação.

A consulta decorre entre os dias 2 de janeiro e 13 de fevereiro de 2025, sendo este o período durante o qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre a proposta apresentada pela ERSE.

[5] As apresentações e vídeo da sessão de trabalho estão disponíveis no sítio da ERSE na internet.

Os contributos devem ser enviados preferencialmente por email ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 127 ou Consulta Pública 127):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade, o autor deve disponibilizar uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

a) Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita;

b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

3 INSCRIÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS

3.1 INSCRIÇÃO DE UNIDADES DE PRODUÇÃO ATÉ 1 MW

A inscrição de instalações para representação em Unidades Físicas em agregação foi simplificada na anterior revisão do MPGGS, tendo em conta a facilitação da adesão dos novos agentes tais como os autoconsumidores, por exemplo. Não obstante, a referência atual à apresentação do contrato de agregação (ponto 2 do procedimento das Unidades Físicas) não tem uma aplicação fácil de objetivar (não havendo uma redação *standard* do contrato, torna-se um exercício interpretativo). Assim, mantendo a simplificação administrativa aplicável às instalações até 30 kW, propõe-se restringir a redação do MPGGS para exigir a entrega de formulário próprio relativo aos poderes de representação do agregador ou representante. Note-se que o GGS deve sempre procurar agilizar os procedimentos administrativos de registo, priorizando a interação por meios eletrónicos e os formulários digitais adequados.

No mesmo contexto, o MPGGS em vigor estabelece que um Agente de Mercado que agrega ou representa instalações de produção que são detidas por terceiros "deve apresentar documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pelo GGS, conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante o GGS ou, em substituição, cópia do contrato de agregação entre o Agente de Mercado e o produtor desde que ateste os poderes de representação do primeiro" quando pretenda proceder à inscrição de uma Unidade Física. Adicionalmente, é estabelecido que a referida formalidade é "dispensada para as instalações de produção com potência instalada até 30 kW".

A REN, com base no racional de que esta dispensa a instalações até 30 kW não tem levantado problemas significativos, propôs alterar o limiar em que o formalismo da procuração é dispensado para instalações até 1 MW. Esta simplificação adicional foi incluída na redação proposta do MPGGS.

3.2 REQUISITOS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE DAS UNIDADES FÍSICAS

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, (art. 91.º) estabelece obrigações de observabilidade e controlabilidade, «Por razões de segurança de abastecimento», para «os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA».

Esta condição de observabilidade é tanto mais relevante quanto mais se incremente o peso da produção renovável no SEN. A produção renovável tem vindo a instalar-se sobretudo como produção não-habilitada, o que impacta na gestão do sistema, razão pela qual se estabelece neste MPGGS uma nova ferramenta de controlo da injeção dessa produção.

Assim, o MPGGS proposto passa a clarificar os requisitos de observabilidade aplicáveis às unidades físicas, quer sejam habilitadas ou não-habilitadas (desde que sujeitas à obrigação legal). Estas novas disposições do Procedimento sobre Unidades Físicas incluem os casos de unidades físicas em mercado pré-existentes ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e que não cumprem os requisitos de integração no SCADA e de receção de instruções de despacho.

Importa referir a evolução significativa das circunstâncias do SEN, a qual registou uma grande penetração de renováveis distribuídas, incluindo uma potência instalada em regime de autoconsumo de cerca de 1,9 GW em agosto de 2024[6] e que cresceu 630 MW durante 2023.

Os custos dos equipamentos necessários à integração no SCADA do GGS e da respetiva operação e manutenção não são significativos no quadro da atividade económica do produtor com dimensão significativa[7]. No entanto, importa definir critérios com proporcionalidade, nomeadamente contrastando o valor da segurança da operação do SEN face à dimensão da potência em jogo com o da própria viabilidade da atividade de produção. Tendo em conta as estimativas de custos do GGS, a Figura 3-1 apresenta uma ordem de grandeza para o impacte destes encargos nos custos médios de operação do produtor, em função da sua potência instalada. Note-se que o impacte desta adaptação das instalações de produção pode ser mitigado mediante circunstâncias concretas da instalação, como a existência dos canais de comunicação requeridos e a definição de requisitos específicos para instalações de menor dimensão. Considerando os fatores atrás apresentados, a ERSE propõe que a aplicação da obrigação de integração no SCADA do GGS se aplique aos centros eletroprodutores pré-existentes ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em regime de mercado e com potência de ligação superior ou igual a 10 MW (Tipo C e Tipo D). Para esses centros eletroprodutores, propõe-se um prazo de 18 meses para instalação dos equipamentos e canais de comunicação para integração no SCADA. Esta disposição não prejudica a regra a definir pelo Regulamento das Redes ou nos processos de licenciamento destes centros eletroprodutores, nem se aplica

[6] Estatísticas Rápidas das Renováveis n.º 237, DGEG. Somando a potência em UPP e microprodução fotovoltaica, a potência instalada em produção totalmente não controlável ultrapassava 2,2 GW.

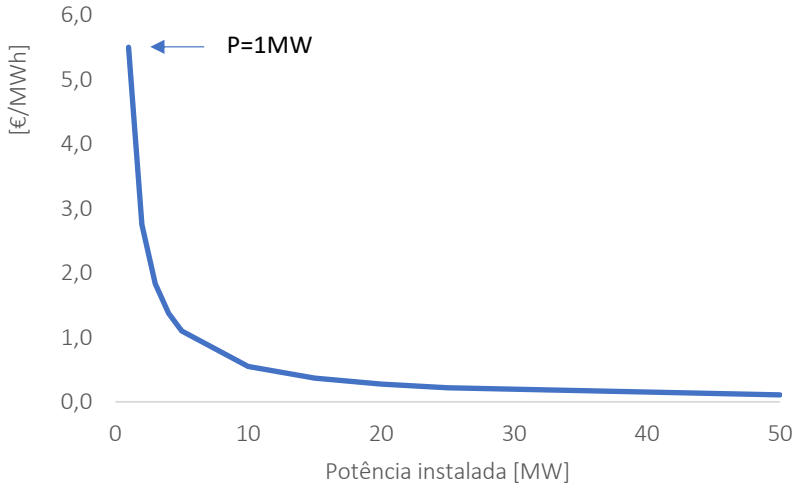
[7] A REN estima que os custos associados à integração no SCADA podem atingir em cerca de 15 mil euros fixos e até 10 mil euros anuais em contratos de manutenção.

no caso de alterações significativas na instalação, nos termos previstos na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, sobre os requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à RESP. Assim, a regra prevista para os produtores pré-existentes salvaguarda não apenas o tempo necessário à conformação da instalação com o novo quadro regulamentar, mas a própria dimensão do impacte destes encargos.

A redação proposta para o MPGGS prevê ainda uma possibilidade de aprovação, pelo GGS, de requisitos específicos ou da dispensa de cumprimento dos requisitos, perante a apresentação de razões devidamente fundamentadas pelo produtor. Esta cláusula visa enquadrar, por exemplo, situações de centros eletroprodutores com tecnologias e sistemas de controlo que já não sejam adaptáveis ao novo enquadramento com custos razoáveis ou cujo fim de vida útil esteja próximo (com mais de 20 anos decorridos desde a entrada em exploração), não permitindo diluir o custo de adaptação por um período de exploração adequado.

É relevante notar que a presente alteração do MPGGS vem clarificar a possibilidade de estabelecimento de centros de controlo dos agentes de mercado, que podem centralizar as comunicações em tempo real com o GGS relativas a várias unidades físicas. Esta medida constitui uma flexibilização adicional, facilitadora do cumprimento dos requisitos de observabilidade e controlabilidade.

Figura 3-1 – Estimativa do custo nivelado dos sistemas de integração no SCADA do GGS



Nota: os custos estimados podem variar consoante a situação particular de cada produtor ou no caso de integração em centro de controlo.

Refere-se ainda a circunstância de centros eletroprodutores que partilham o ponto de ligação à RESP, prevista no n.º 4 do artigo 3.º da Portaria n.º 73/2020, os quais devem ser considerados pela «soma da

potência de todos os módulos geradores, a qual constitui a potência de ligação à RESP», para efeitos dos requisitos dos geradores.

4 HABILITAÇÃO PARA PARTICIPAR NOS SERVIÇOS DE SISTEMA

CENTROS DE COMANDO DOS AGENTES DE MERCADO

O processo de habilitação dos agentes de mercado para a participação no mercado adapta-se às diferentes formas de participação nesse mercado. Estão definidos 3 papéis para os agentes de mercado: i) a participação no mercado grossista e na contratação bilateral; ii) a responsabilidade pelos desvios de programação e outros encargos de regulação (BRP, *Balance Responsible Party*); e iii) a prestação de serviços de sistema (BSP, *Balancing Service Provider*).

Num mercado que se quer mais inclusivo de novos agentes, importa mencionar o advento da atividade de agregação, pela qual os agentes de mercado especializados na participação nos vários serviços fazem a intermediação e a representação de agentes menos focados nessa dimensão. Além da intermediação, os agregadores podem agrupar várias instalações para prestar serviços com ofertas conjuntas, permitindo a participação de instalações mais pequenas e maximizando a efetividade da flexibilidade oferecida. Nas instalações participantes devem incluir-se instalações de produção (sejam as mais tradicionais e controláveis, sejam as renováveis de recurso dito variável), de consumo (desde que façam a respetiva gestão com flexibilidade) ou de armazenamento.

A habilitação distingue entre o agente de mercado e as respetivas instalações que representa. A presente revisão do MPGGS vem clarificar sobretudo o enquadramento da habilitação das unidades físicas para diferentes tipos de participação no mercado de eletricidade, incluindo a particularidade dos agentes que recorrem a centros de controlo do seu parque de recursos. Esta matéria é especialmente relevante para agentes agregadores cujos ativos representados não sejam ativos próprios e possam variar em função dos contratos de agregação que estabeleçam em cada momento.

A proposta de MPGGS inclui requisitos para os centros de controlo dos agentes de mercado no Procedimento sobre unidades físicas.

HABILITAÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS

A habilitação de unidades físicas depende do tipo de serviço a prestar. Cada serviço define requisitos específicos a cumprir, embora o cumprimento de requisitos mais exigentes possa implicar a atribuição de habilitação para serviços menos exigentes (este princípio será expresso no futuro código de rede de resposta da procura). Nesta revisão do MPGGS clarifica-se que a habilitação de cada unidade física depende

dos serviços a prestar, embora se definam princípios gerais do processo de habilitação (ou pré-qualificação), estabelecidos no Regulamento SO. Esses princípios incluem a necessidade de repetir o processo de habilitação, no mínimo, a cada 5 anos, ou sempre que a instalação correspondente à unidade física sofra alterações relevantes, ou ainda a proporcionalidade dos requisitos face à dimensão das instalações participantes.

A aplicação do princípio da proporcionalidade implica que, para Unidades Físicas de menor dimensão e para determinados serviços de sistema, a habilitação pode dispensar ensaios, baseando-se apenas na verificação das características técnicas especificadas pelo fabricante e pelos requisitos operacionais de comunicação e integração no SCADA do GGS. Esta avaliação da necessidade de ensaios deve ser feita pelo GGS. Prevê-se também que o GGS deve definir, por Aviso, requisitos operacionais aplicáveis a instalações incluídas em unidades físicas agregadas, tal que se reconheça as particularidades associadas à pequena dimensão destas instalações. Esta matéria beneficiará certamente da discussão em torno do novo código de rede de resposta da procura, de eventuais projetos-piloto a promover pelo GGS e por desenvolvimentos ao nível das tecnologias de comunicação empregues entre os equipamentos de medição e os sistemas dos operadores.

O processo de habilitação de Unidades Físicas foi revisto, de forma a explicitar um conjunto de requisitos gerais, transversais a qualquer serviço de sistema, o que permite eliminar a repetição desses requisitos gerais em cada procedimento relativo a um serviço de sistema.

É também considerado o caso das unidades físicas em agregação, no qual a habilitação se aplica a um conjunto de instalações agregadas numa unidade física. Esta habilitação tem de ter em conta que o conjunto de instalações agregadas pode variar no tempo com alguma facilidade, dependendo dos contratos de agregação que o agregador faça com os titulares das instalações. O processo de habilitação deve adaptar-se a esse dinamismo, não criando obstáculos injustificados à participação deste tipo de unidades físicas no mercado de serviços de sistema.

No processo de inscrição de unidades físicas, prevê-se o princípio do acesso digital aos elementos do processo pelo GGS, junto das entidades relevantes. Esse acesso, sendo possível, deve dispensar a apresentação dos mesmos elementos pelo Agente de Mercado, simplificando o processo de inscrição. Pode ser necessária a apresentação de autorizações de acesso aos dados em nome do GGS, o que deve ser avaliado em cada caso. O GGS e o ORD ao qual a instalação se encontre ligada devem cooperar na partilha de informação relevante, por exemplo sobre as características técnicas da instalação ou sobre os sistemas de medição instalados.

Outra matéria sujeita a alterações na habilitação de Unidades Físicas é o enquadramento da verificação da disponibilidade das comunicações entre a Unidade e as salas de comando do GGS. A elevada disponibilidade das comunicações em tempo real é uma característica essencial da segurança da operação do SEN. Com a diversificação dos participantes ativos na gestão de sistema, importa reafirmar e clarificar este requisito. Além de se considerar expressamente as comunicações com os Centros de Controlo dos agentes de mercado (p.e. dos agregadores), são incluídas neste requisito as instalações de produção (ou armazenamento) não habilitadas, desde que sujeitas a condição de observabilidade e controlo[8] (instalações com potência superior a 1 MW). É incrementada a taxa de disponibilidade mínima destes centros e das instalações ligadas à RNT, por proposta da REN. Em contrapartida, a aplicação de penalidades por incumprimento foi modificada para incluir um passo prévio de apresentação de um plano de melhoria das comunicações, pelo Agente de Mercado. Este plano de melhoria permite a reparação das condições de participação nos mercados, caso o Agente de Mercado seja diligente, evitando a aplicação de penalizações.

Importa mencionar que os requisitos de comunicação em tempo real devem ser objeto de coordenação entre o ORT e o ORD, no caso das instalações ligadas à rede de distribuição (vd. art. 8.º do ROR).

[8] Vd. art. 8.º do ROR.

5 PARTICIPAÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS AGREGADAS

AGREGAÇÃO

A agregação, enquanto atividade independente da comercialização, foi estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A agregação é uma forma de participação nos mercados de energia, juntando numa unidade virtual agregada um conjunto de ativos cuja gestão solidária permite responder às solicitações do sistema ou da rede. O agregador é responsável pela gestão desses ativos, assegurando que, em conjunto, adquirem o comportamento esperado e contratado pela oferta colocada pelo próprio agregador. Enquanto que a participação em unidades agregadas é regra no mercado grossista diário e intradiário (unidades de programação), está ainda a emergir nos mercados de serviços de sistema ou de flexibilidade e de resposta da procura.

Está atualmente em curso o processo de elaboração do código de rede da resposta da procura (DR NC), pela ACER[9]. O código de rede define requisitos para a resposta da procura, incluindo regras para a agregação, armazenamento, geração distribuída e deslastre do consumo. Visa ainda permitir o acesso dos ativos e prestadores de serviços e flexibilidade aos mercados de energia e aos mercados locais de serviços de flexibilidade. Com este objeto, o novo código de rede será uma regulamentação essencial para conformar as regras aplicáveis à agregação, também no contexto dos serviços de sistema e do MPGGS.

A revisão regulamentar do setor elétrico em 2023 veio incorporar, entre outras, as regras gerais necessárias ao acesso não discriminatório aos mercados pelos agregadores, a definição do agregador como agente participante em mercado, o mecanismo de mudança de agregador, bem como, a agregação de último recurso. Foram ainda definidas as modalidades de contratação através de agregação para representação em mercado de produtores e armazenamento autónomo, ou para representação de produção renovável, consumo ou autoconsumo. Com esta revisão, a agregação enquanto atividade do sistema elétrico passou a poder participar nos mercados em igualdade de circunstâncias com as restantes tecnologias de produção, armazenamento ou consumo, que participem de forma individual.

A alteração ao MPGGS pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, que veio implementar serviço de mFRR, estabeleceu ainda regras para a participação da procura em unidades físicas agregadas,

[9] Vd. PC_2024_E_07 - Public consultation on the draft network code on demand response [https://www.acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2024e07-public-consultation-draft-network-code-demand-response].

pertencentes à mesma unidade de liquidação de um BRP. Juntamente com o MPGGS, foi aprovada a Diretiva n.º 20/2023, de 26 de dezembro, que estabelece regras especiais aplicáveis à participação da procura nos mercados de serviços de sistema, no âmbito da aplicação das tarifas de acesso às redes e do relacionamento comercial.

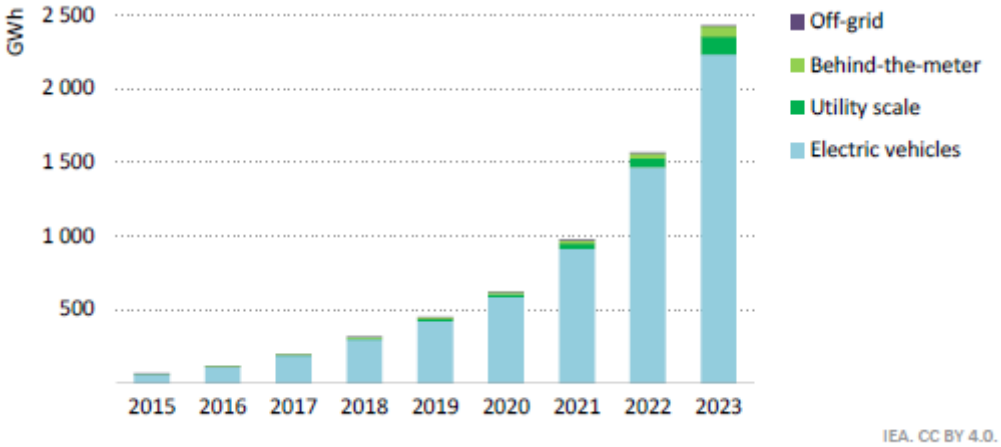
As regras aplicáveis às unidades físicas de maior dimensão[10], mais exigentes, tornam-se uma barreira à participação das unidades de dimensão mais pequena, pelo que importa definir regras proporcionais e adequadas à dimensão das instalações. Esta adequação visa promover a sua participação, embora sem comprometer a fiabilidade e efetividade da prestação do serviço de que o sistema ou a rede local necessitam.

Os sistemas de armazenamento distribuído, ao nível das instalações de utilização, possibilitam, entre outros benefícios, uma maior integração de energias renováveis (ao aproveitar o excesso de energia, em alturas de produção abundante face ao consumo), mas também permitem reduzir a utilização da rede nas alturas de ponta.

Também o consumo flexível pode ter uma forte complementaridade com a produção renovável, por exemplo deslocando-se para momentos de maior disponibilidade de produção de energia. Atualmente, os veículos elétricos representam a maior capacidade de armazenamento disponível em baterias de iões de lítio, como mostra a Figura 5-1. Enquanto recurso disponível, este encontra-se subaproveitado. A agregação de tecnologias, em particular do armazenamento, pode permitir o aproveitamento deste recurso em benefício do sistema.

[10] Desde 2020, as instalações industriais com potência superior a 1 MW podem participar nos serviços de sistema.

Figura 5-1 – Volume de baterias de iões de lítio em uso por tipo de aplicação no setor de energia global



Fonte: IEA, 2024, Batteries and Secure Energy Transitions

A utilização das baterias dos veículos elétricos para prestação de serviços de flexibilidade ou sistema depende, em primeiro lugar, do utilizador. O carregamento em casa pode ser uma forma de aumentar a flexibilidade da instalação de utilização por si só, ou em conjunto com outros equipamentos (bombas de calor, unidades de produção para autoconsumo).

O Regulamento (UE) 2023/1804, de 13 de setembro, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR) [11] estabelece que todos os pontos de carregamento de acesso público instalados ou renovados a partir de 13 de abril de 2024 ou remodelados a partir de 14 de outubro de 2024, devem ser capazes de carregamento inteligente [artigo 5(8)]. Esta disposição acentua a necessidade de incentivar o carregamento inteligente, com benefícios para o sistema elétrico e com a participação do consumo (utilizadores dos veículos elétricos), modelando a potência disponibilizada para o carregamento.

No relatório "*Barriers to demand response and other distributed energy resources - 2023 Market Monitoring Report*", a ACER analisa a situação em cada estado-membro à data de 31 de dezembro de 2022, identificando as principais barreiras que limitam a participação da procura.

Para Portugal, a "falta de enquadramento legal adequado para os modelos de agregação" é identificada como uma restrição elevada, em particular, para os mercados diário e intradiário e para os serviços de FCR, aFRR, mFRR, RR e redespachos.

[11] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj

A elegibilidade de acesso dos diferentes agentes aos produtos de balanço foi outra barreira identificada como sendo uma barreira elevada em mercados de FCR, aFRR (capacidade e energia), mFRR (capacidade e energia) e de RR (capacidade e energia) à exceção da participação da procura por consumidores industriais.

A presente revisão do MPGGS vem iniciar o detalhe da regulamentação da participação em agregação, criando disposições específicas para esta realidade. Dado ser uma realidade nova (e até a fase incipiente da legislação do mercado interno europeu sobre a matéria), a opção da ERSE recaiu sobre a definição de princípios e orientações, deixando ainda espaço para metodologias de implementação a propor pelo GGS. Esta abordagem incremental permite que as opções fundamentais fiquem claras, deixando aos detalhes operacionais uma margem de manobra para ajustes e interações com o mercado.

Embora os serviços a prestar em agregação sejam os serviços de sistema estabelecidos, a diferenciação está em temas mais pontuais tais como: i) os requisitos técnicos de habilitação (incluindo de medição e comunicação), ii) a programação da *baseline* anterior à ativação, iii) a correção dos desvios dos BRP em função de ativações de instalações na sua carteira. Os próximos subcapítulos detalham as opções propostas em cada um destes temas.

Este capítulo apresenta ainda propostas mais pontuais para permitir a participação em mercado de instalações mais complexas, que integrem consumo e produção ou armazenamento, ou com contagem parcial.

5.1 QUALIFICAÇÃO

Os requisitos de qualificação devem ser proporcionais à dimensão das unidades físicas, individuais ou agregadas. O processo deve ser simples, não discriminatório, objetivo, transparente e tentar minimizar o número de etapas sempre que possível.

Esta simplificação deve incluir a qualificação dos sistemas ou plataformas informáticas dos BSP que podem, efetivamente, controlar a prestação dos serviços e a qualificação de uma amostra do conjunto de unidades físicas que prestam o serviço. Através destes mecanismos, os requisitos aplicáveis à medição (observabilidade) podem ser aliviados desde que o prestador de serviços demonstre o cumprimento das ordens de ativação.

A proposta de MPGGS vem clarificar o papel dos centros de controlo (Procedimento sobre Unidades Físicas), que se torna particularmente relevante para viabilizar a gestão conjunta de diversas unidades

físicas. É ainda definido que o GGS deve publicar requisitos especiais para as unidades físicas agregadas, adaptados à realidade da dimensão e características das instalações que as compõem. A ERSE inscreveu a possibilidade de o GGS propor um limite à dimensão de cada Unidade Física Agregada, desde que de forma justificada. Admite-se que a experiência possa vir a recomendar uma contenção da dimensão de cada uma destas Unidades Físicas Agregadas, para efeitos de qualificação e monitorização, embora não se considere desejável definir esse limite sem a experiência concreta deste novo conceito.

A partir de janeiro de 2025, e por aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, todas as instalações de BTN devem ter um contador inteligente e estar integradas numa rede inteligente. Esta nova realidade do setor deve ser potenciada para promover a participação ativa do consumo, nomeadamente na prestação de serviços em agregação. Os requisitos de participação para as instalações mais pequenas devem procurar aproveitar o potencial destes novos sistemas e reduzir os custos de entrada, assim atraindo para a gestão do sistema o potencial de flexibilidade que se encontra disperso no sistema elétrico. Essa definição de requisitos mais ligeiros não deve perder de vista a fiabilidade da prestação dos serviços e a credibilidade deste modo de participação.

As unidades físicas que prestam serviços de sistema também podem ser habilitadas a prestar serviços de flexibilidade à rede de distribuição. Nestes casos, deve ser evitada a duplicação de procedimentos, adotando, sempre que possível os processos de qualificação e testes já efetuados por outros operadores de rede. A coordenação entre operadores de rede de transporte e de distribuição e a definição de critérios e processos equivalentes é essencial para garantir a não duplicação de processos. A proposta de código de rede de resposta da procura colocada pela ACER em consulta pública é clara nesta matéria. A proposta da ACER distingue ainda as figuras da pré-verificação (sem ensaio de conformidade) e da pré-qualificação (com ensaio), fixando o método da pré-verificação como método *default* e a obrigação de estabelecer limiares e condições para a aplicação da pré-qualificação.

A proposta de código de rede refere também, sobre a qualificação, a necessidade de repetir o processo quando há alteração significativa da carteira agregada, a separação entre a qualificação do agregador (*Service Provider*) e dos ativos (instalações ou unidades), o princípio da proporcionalidade dos requisitos e o da uniformização (qualificação para um serviço deve servir para outros serviços equivalentes ou menos exigentes) ou a existência de um registo único de flexibilidade.

No relatório da ACER já referido[12], sobre as barreiras e recomendações para o desenvolvimento a participação de agregação nos mercados, e no que respeita à pré-qualificação, sempre que esta for necessária, a ACER recomenda que os operadores devem ter um processo que permita a validação de agregação de todos os tipos de tecnologias para que os BSP possam combinar e otimizar o seu portfólio. O MPGGS já define o conceito de Unidade Física Agregada, precisamente com esta configuração.

A ACER identificou como barreira a não definição de prazos para a qualificação ou tempos alargados para esta qualificação. Nos diversos estados-membros, os prazos variam entre 2 a 24 semanas (5 meses), seja para aumentar/diminuir a capacidade ou adicionar unidades ou pontos de ligação ou para alterações na composição ou distribuição ou para a mudança de agregador (*switching* [13]). A não definição de prazos para a qualificação de carteiras de agregação ou unidades físicas cria incerteza aos BSP que não conseguem prever quando podem começar a funcionar, podendo provocar desistências dos clientes finais dado o tempo de espera. A ACER sugere ainda que os critérios de qualificação aplicáveis a pequenas alterações à carteira de agregação, quando se justifica a requalificação após alterações à carteira de clientes ou unidades físicas, devem ser regulados e limitados tanto quanto possível. A proposta de MPGGS inscreve o princípio de que a requalificação deve restringir-se a aspetos materiais da alteração da carteira, podendo inclusive fixar-se um limiar de insensibilidade para alterações na carteira sem expressão significativa (detalhado à frente, neste capítulo).

O processo de habilitação de uma Unidade Física Agregada que recorra a um centro de controlo habilitado deve suportar-se nos sistemas do BSP para validação da resposta global do conjunto das instalações que compõem a Unidade Física Agregada, em particular, no que respeita à prestação do serviço pretendido.

Os requisitos de habilitação aplicáveis às unidades físicas devem ser adaptados à existência de pequenas unidades que respondem através de centros de controlo habilitados. De entre os requisitos aplicáveis, a ligação da unidade física ao sistema de telecontagem e a qualidade das medidas em tempo real da unidade física mantêm-se a cada unidade física, mesmo no caso de existência de um centro de controlo habilitado.

[12] Barriers to demand response and other distributed energy resources - 2023 Market Monitoring Report

[13] Este processo tem como prazo máximo 3 semanas, nos termos do n.º 5 do artigo 242.º do RRC, Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

ALTERAÇÃO DE CARTEIRAS DE AGREGAÇÃO

A alteração das carteiras de agregação (Unidade Física Agregada), nomeadamente, de entrada, saída ou alteração das características de cada instalação pertencente à unidade física, pode não implicar a repetição do processo de habilitação de toda a carteira. Este aspeto é particularmente relevante no domínio da agregação de pequenas instalações, cuja composição pode ser dinâmica com regular entrada e saída de ativos. De facto, a ACER[14] recomenda reduzir ao máximo a duração do processo de requalificação em caso de alteração do conjunto das unidades físicas agregadas. O estabelecimento de um limiar para o qual as alterações na carteira de agregação não impliquem nova qualificação, permite ao BSP manter a sua capacidade de prestação dos serviços cada vez que inclui novas unidades físicas no seu portfolio.

A ACER identificou[15] características de alguns procedimentos de requalificação aplicáveis em diferentes países, nomeadamente, a exigência de requalificação perante aumentos de capacidade da carteira de agregação acima de 10 MW, acima de 10% ou de 30 MW, no caso de a capacidade habilitada de licitação no mercado se manter inalterada. Esses exemplos preveem ainda a requalificação se mais de 10% das instalações forem alteradas (aumento de capacidade) ou se a variação da capacidade habilitada da carteira for superior a 1 MW. Mais recentemente, o gestor do sistema da Dinamarca estabeleceu o limiar de 25% de aumento de capacidade relativamente à capacidade original, desde que não superior a 10 MW, para o qual não é necessário novo processo de qualificação[16].

A proposta de MPGGS estabelece que o ensaio de habilitação a grupos de unidades físicas é realizado por amostragem, mediante proposta do BSP ao GGS.

Por outro lado, também é estabelecido um limiar para exigir nova qualificação quando existe alteração da composição da carteira de agregação. Em concreto, a ERSE propõe que o processo de reabilitação ocorra apenas perante uma variação superior 25% da potência habilitada da carteira ou se a variação for superior a 10 MW, face à potência pré-qualificada sujeita a um processo de habilitação. Estas matérias incluem o Procedimento relativo às Unidades Físicas.

[14] *Barriers to demand response and other distributed energy resources - 2023 Market Monitoring Report*

[15] Wholesale Electricity Market Monitoring 2021

[16] Prequalification of Units and aggregated portfolios, Energinet

Quando a unidade física prestadora do serviço se encontre ligada à rede de distribuição, o GGS e o operador da rede a que está ligada a unidade, estabelecem procedimentos para a troca de informação e tomada de decisão relativamente à pré-qualificação.

5.2 PROGRAMAÇÃO BASE (*BASELINE*)

A programação base (*baseline*) de uma instalação que presta serviços de sistema permite estabelecer a base a partir da qual se aplica a ativação para subir ou descer. Na produção habilitada, a regra usa o programa individual de cada unidade física, que o respetivo agente tem de comunicar ao GGS após o funcionamento dos mercados diário e intradiário. Nas unidades físicas de consumo habilitado, com mais de 1 MW, foi utilizada a mesma ferramenta, devendo o representante da instalação habilitada apresentar a respetiva programação *ex ante*.

Este método, referido como de auto programação, exige um esforço permanente dos representantes das instalações em prever (conhecer) e comunicar o programa individual de cada uma das suas unidades físicas. Implica também uma verificação pelo GGS de que os programas comunicados aderem à realidade de forma consistente, dentro de uma tolerância de erro, credibilizando este processo.

No entanto, para a participação de unidades físicas agregadas, compostas de múltiplas pequenas instalações com potência inferior a 1 MW, o esforço de previsão deve ser proporcional à dimensão do volume de negócios potencial da prestação de serviços. Por outro lado, a constituição de carteiras com maior número de instalações melhora a previsibilidade estatística do seu comportamento, que é menos afetado por eventualidades de uma instalação concreta. Neste sentido, o ROR determina que a participação em agregação deve ter ao seu dispor alternativas quanto ao método de programação, nomeadamente auto programação ou programação por algoritmo, realizada diretamente pelo GGS[17].

O projeto de DR NC colocado em consulta pela ACER [18] refere que os detalhes da criação das metodologias de *baseline* são incluídos nos "termos e condições aplicáveis às metodologias de *baseline*" a aprovar pelo regulador mediante proposta conjunta dos operadores de sistema nacionais, através de procedimento

[17] Artigo 9.º

[18] https://www.acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2024e07-public-consultation-draft-network-code-demand-response

próprio estabelecido na proposta de regulamento. Esta proposta deve ser apresentada aos reguladores nacionais no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do regulamento atualmente em elaboração [19].

Os termos e condições acima referidos devem incluir as responsabilidades dos BSP, o processo de validação da *baseline*, a informação mínima para implementar os métodos de cálculo, a granularidade necessária para a prestação do serviço e as condições de partilha de informação relevante com os agentes.

As características dos métodos de *baseline* a aprovar devem:

- Ser recalculáveis e transparentes;
- Prevenir a ativação simulada e a ação contrária aos serviços;
- Ser precisas e imparciais com vista a obter resultados fiáveis;
- Considerar efeitos de compensação e eventuais efeitos de *rebound*[20];
- Usar dados existentes, se possível.

O projeto de DR NC prevê ainda a criação de um registo europeu de todas as metodologias implementadas com o objetivo de servir de base para futura harmonização, com vista a desenvolver metodologias aplicáveis em todo o espaço europeu. Qualquer proposta de *baseline* fora desta lista de metodologias publicadas a nível europeu deve ser avaliada mediante um processo de validação também previsto nos "termos e condições" a aprovar pelo regulador.

A escolha da metodologia de programação inicial envolve a estimação de como seria o comportamento de um dado cliente, ou unidades que providenciam a flexibilidade, sem que tivesse existido a resposta da procura. A escolha desta metodologia tem particular importância quando se trata de agregação de pequenas instalações de consumo (ou armazenamento ou produção distribuída).

Estas metodologias devem ser contratadas entre o GGS e o prestador de serviços, tendo por base princípios como a facilidade de implementação, a transparência e a exatidão. Devem ser preferidos métodos de cálculo objetivos e simples, replicáveis e não manipuláveis[21].

[19] Que atualmente se encontra em análise pela ACER para apresentação à Comissão Europeia durante o ano de 2025

[20] O projeto de DR NC define "efeito de *rebound*" como: "a alteração da injeção ou retirada de eletricidade por uma unidade de programação (SPU) ou por uma unidade de programação de portefólio (SPG) na direção oposta à ativação, antes ou depois do período de ativação devido a à prestação de um serviço local ou de balanço".

[21] Vd. proposta da ACER para o código de rede de resposta da procura.

Alguns tipos de programação inicial[22] são listados em seguida, sendo que estes podem ter inúmeras variações:

a) Medição da carga base (*maximum base load, MBL*), é um método baseado na capacidade de um recurso de procura em reduzir para um nível específico de consumo, independentemente do seu consumo de eletricidade na ativação;

b) Medição antes e medição depois da prestação do serviço (*metering before/after, MBMA*), onde o consumo de eletricidade durante um período de tempo antes da ativação é comparado com leituras semelhantes durante o tempo de ativação;

c) Previsão com base no diagrama de carga histórico medido na data, que pode incluir dados de calendário ou sobre o clima (utilizando métodos de regressão, médias ou comparação de dias representativos);

d) Amostragem estatística, onde se estima o consumo de eletricidade de um recurso agregado de consumo, quando os dados de medição não estão disponíveis para toda a população;

e) Medição à saída do gerador ou "atrás do contador", esta abordagem é utilizada quando um ativo se encontra atrás do contador fronteira com a rede do local de consumo, em que os valores de redução da procura são baseados na saída do ativo de geração ou consumo.

Para instalações abaixo de 1 MW, a escolha da metodologia de programação inicial deve ter em conta as especificidades do serviço a prestar, sendo disponibilizadas várias opções, incluindo a auto-programação e propostas do GGS. O BSP deverá ter pelo menos duas hipóteses de escolha. As regras a aplicar ao cumprimento da programação inicial devem ser publicadas pelo GGS, estabelecendo também as condições e prazos de validação da programação inicial escolhida. Estas regras constam da proposta do MPGGS (Procedimento sobre Áreas de Ofertas).

Estabelecido o programa base da unidade física agregada, o efetivo cumprimento de uma ativação será verificado por comparação do consumo ou produção real do conjunto das suas instalações com a *baseline*. O agregador poderá monitorizar o comportamento da sua carteira em tempo real e o desvio face à *baseline*, de forma a assegurar o cumprimento das ativações. Nesta matéria, importa referir a norma proposta no Procedimento de liquidação, relativamente à disponibilização de dados de energia das carteiras de

[22] Florence School of Regulation (FCR): Measuring the Intangible: An Overview of the Methodologies for Calculating Customer Baseline Load in PJM

agregação. Esta disponibilização de dados está prevista no artigo 222.º do RRC. No entanto, estando a função de operação logística de mudança de agregador temporariamente atribuída à REN, o apuramento e disponibilização de dados de energia das carteiras de agregação depende de uma cooperação estreita entre o GGS e os operadores de rede de distribuição, em particular tratando-se de instalações de pequena dimensão, não observáveis diretamente pelo GGS. Refere-se ainda que não cabe ao MPGGS definir o detalhe desta cooperação.

Outra forma de melhorar a controlabilidade da carteira de agregação e facilitar o cumprimento das ativações, é através da existência de contagens separadas localizadas dentro da instalação de consumo ou produção junto aos ativos que prestam serviços de sistema ou flexibilidade (por exemplo: bombas de calor, geração em autoconsumo, sistemas de armazenamento, veículos elétricos). A programação destes ativos específicos pode ser mais previsível ou menos onerosa, do que de todo o consumo ou produção de uma instalação. Por outro lado, com este método, o despacho realizado pelo agregador sobre estes ativos tem uma consequência direta sobre o comportamento monitorizado da carteira, evitando possíveis distorções na avaliação do cumprimento do serviço. A participação de ativos *behind-the-meter* deverá ser avaliada e estudada, nomeadamente com recurso a projetos-piloto. A este respeito ver as propostas expostas no ponto 5.5.

A energia mobilizada por recursos flexíveis na prestação de um serviço pode ser medida pelo agregador, uma vez que tem a possibilidade de controlo do ativo e verificação do comportamento previsto. A informação obtida em contadores utilizados e detidos pelo agregador (BSP) pode ser partilhada com os operadores através dos centros de controlo habilitados do agregador[23].

A proposta de alteração do MPGGS prevê, nas disposições transitórias, que o GGS deve apresentar à ERSE propostas para as metodologias de programação por algoritmo, no prazo de 6 meses da entrada em vigor do MPGGS.

O Procedimento sobre Áreas de Ofertas propõe um conjunto de regras aplicáveis às metodologias de programação por algoritmo e à sua escolha pelos BSP. Propõe-se, nomeadamente, a reavaliação periódica das metodologias de programação em utilização e a sua harmonização com as metodologias definidas na regulamentação europeia. Propõe-se ainda que a seleção do modo e método de programação pelo BSP

[23] Abordagem desenvolvida pela Energinet (Nordic Regulatory Framework for Independent Aggregation)

tenha uma validade mínima de 1 mês, evitando que este altere o modo escolhido a meio de um mês de faturação.

5.3 MODELOS DE AGREGAÇÃO E EFEITOS SOBRE O TRATAMENTOS DOS DESVIOS DO BRP

A prestação de serviços de sistema em pontos de consumo implica a identificação dos impactos que a ativação destes serviços causa nos contratos de fornecimento das instalações participantes e, também, dos benefícios e atribuição de responsabilidade pelos desvios causados por uma ativação de serviços.

Uma vez que no mesmo ponto de medição, de ligação à rede de uma instalação, é possível ter um comercializador e um contrato para prestação de serviços de sistema (agregador), estes agentes podem ter o mesmo BRP ou não.

No caso de existência de uma unidade de produção (autoconsumo ou uma central de cogeração, por exemplo) numa instalação de utilização (*behind-the-meter*) é também possível ter um agregador diferente para venda do excedente de produção. Assim, num mesmo ponto de ligação à rede, de uma instalação de consumo, por exemplo, seria possível, em teoria, ter três BSP cada um com o seu BRP distinto. Atualmente, o MPGGS restringe a integração numa Área de Ofertas às Unidades Físicas do mesmo BRP (vd. Procedimento de liquidação). Deste modo, a ativação de uma dada Área de Ofertas pode ser imputada a um BRP específico.

Ora, a regra atual não serve para as Unidades Físicas Agregadas, as quais, por natureza, integram instalações de pequena dimensão e, potencialmente, de múltiplos BRP. A manutenção da restrição atual implicaria a obrigação dessas instalações terem o mesmo comercializador, por exemplo, o que não é desejável.

A admissão de instalações de vários BRP numa mesma Área de Ofertas de um BSP vem requerer uma forma de imputação das ativações a cada BRP. A identificação dos responsáveis pelos desvios nos serviços prestados em agregação independente pode ser feita através de alguns conceitos de modelos de agregação, designados, pelo estudo *The regulation of independent aggregators with a focus on*

compensation models, de: não corrigido, corrigido e liquidação central [24,25] (detalhado infra). Na prestação do serviço de aFRR encontram-se implementados os diversos modelos em diferentes países europeus [26].

O relatório da ACER *"Barriers to demand response and other distributed energy resources - 2023 Market Monitoring Report"* [27] categoriza os modelos de agregação em três níveis: número de BRP por ponto de ligação à rede, número de pontos de medição e se a posição do BRP é corrigida ou não.

Na implementação destes modelos, não é necessário haver relação contratual entre o agregador e o comercializador que fornece energia à instalação. Dependendo dos modelos, a responsabilidade pelos desvios pode ser atribuída a diferentes entidades e também a compensação ou remuneração aplicável pode ser diferente.

MODELO NÃO-CORRIGIDO DE TRATAMENTO DOS DESVIOS DAS ATIVAÇÕES DE SERVIÇOS DE SISTEMA

No **modelo não corrigido** os efeitos da ativação do serviço recaem sobre o BRP correspondente ao comercializador, ainda que essa ativação tenha partido de um agente (agregador/prestador de serviço/BSP) pelo qual o comercializador não é responsável.

Neste modelo, a ativação dos serviços de balanço provoca uma alteração momentânea do perfil de consumo ou de injeção na rede de uma ou várias das instalações pertencentes a uma carteira de comercialização, provocando desvios face ao programa de mercado desse agente.

No modelo não corrigido o comercializador não recebe qualquer informação sobre a existência de um agregador associado ao seu cliente. A faturação do comercializador ao seu cliente processa-se pelos valores medidos no respetivo contador, como tradicionalmente. O mesmo acontece com a faturação do acesso às redes.

Tendo em conta o funcionamento do modelo não corrigido, pode acontecer que o BRP/comercializador em desvio devido à ativação dos serviços de balanço, se desvie no sentido contrário ao desvio global do

[24] Independent Aggregation Remuneration, Euroelectric, 2023

[25] The regulation of independent aggregators: with a focus on compensation mechanisms, Nordic Energy Research, 2022

[26] Corrigido: Bélgica, Alemanha; Não corrigido: França; Liquidação Central: Reino Unido, Suíça e Holanda. Fonte: The regulation of Independent aggregators, Nordic Energy Research, 2022, https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2022-04/#

[27] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf

sistema (por essa razão foi ativada a instalação). Neste caso, e perante um modelo de preço único de desvio, o BRP pode sair beneficiado pela comparação entre o preço de desvio e o preço de mercado[28].

Tendo em consideração uma expectativa de que as ativações das instalações de consumo para serviços de balanço serão, em geral, marginais face ao seu programa base, o valor dos sobrecustos (ou sobreproveitos) devido aos desvios provocados pelas ativações será pouco significativo. Este mesmo argumento permite defender um período transitório sem qualquer compensação dos comercializadores, desde que a materialidade das ativações das Unidades Físicas Agregadas se mantenha sem significado expressivo.

Uma vez que o modelo não corrigido não requer grandes alterações é, geralmente, o primeiro modelo de agregação a ser implementado, tendo já sido implementado em diversos países. Por outro lado, é um modelo que é tipicamente utilizado em produtos de capacidade, simétricos e/ou que envolvem baixos volumes de energia [29].

MODELO CORRIGIDO DE TRATAMENTO DOS DESVIOS DAS ATIVAÇÕES DE SERVIÇOS DE SISTEMA

O **modelo corrigido** considera que a responsabilidade pelos desvios da ativação é do prestador do serviço/agregador/BSP.

Neste caso, o GGS corrige a posição do BRP do comercializador em conformidade, nomeadamente por correção da posição inicial do BRP/comercializador, relativamente às ativações de balanço, sendo o BRP informado da ativação. Este corresponde ao modelo geral (parcela de ajuste), atualmente em aplicação no tratamento de desvios previsto no MPGGS.

Neste modelo, o comercializador vê os dados de consumo do cliente "corrigidos" da ativação dos serviços de balanço, pelo que fatura o seu consumidor sem ter em conta a ativação do serviço, ou seja, incluindo por aplicação da correção da medição. Para esse efeito, o comercializador tem de receber informação, discriminada por instalação (cliente), da correção do consumo devido à ativação de um serviço de balanço.

[28] Por exemplo, se um cliente do comercializador for ativado para descer consumo, o comercializador desvia-se por excesso, o que implica um recebimento desse excesso valorizado ao preço de desvio. Admitindo o *single price model* para os desvios e um desvio do sistema por defeito (que justificaria uma ativação para consumir menos), o preço de desvio deverá resultar superior ao preço do mercado diário, pelo que a receita do BRP em desvio supera o custo em mercado diário.

[29] The regulation of independent aggregators: with a focus on compensation mechanisms, Nordic Energy Research, 2022

Este modelo está em aplicação quanto às instalações de consumo participantes nos serviços de sistema[30]. No entanto, o modelo resulta numa elevada complexidade do relacionamento comercial entre o comercializador e o cliente, no qual as faturas requerem um elevado grau de especialização e conhecimento da regulamentação para analisar, compreender e verificar. A ERSE considera que o modelo corrigido, atualmente previsto, não se adequa às Unidades Físicas Agregadas em geral.

No modelo corrigido, o agregador compensa ou liquida o seu cliente (consumidor) pela energia correspondente à ativação do serviço.

Importa referir ainda que o modelo corrigido tem implicações quanto à aplicação das tarifas de acesso e das taxas incluídas na fatura de consumo.

MODELO DE LIQUIDAÇÃO CENTRAL DOS DESVIOS DAS ATIVAÇÕES DE SERVIÇOS DE SISTEMA

No **modelo de liquidação central,** a responsabilidade pelo balanço e pelo desvio recai no BSP/agregador que prestou o serviço. A posição inicial do BRP/comercializador é corrigida pelo GGS (pelo termo de ajuste).

Neste modelo, o BRP/comercializador compra energia no mercado pelas quantidades previstas (programa inicial), mas apenas fatura o cliente pelas quantidades medidas (real). Não sendo compensado ao nível do desvio, isto gera um diferencial entre energia comprada e vendida. Para compensar este efeito, estabelece-se uma compensação financeira entre o BSP/agregador e o BRP/comercializador, por via do GGS, pela energia ativada valorizada a um preço definido (e.g. o preço do mercado diário). Não há qualquer relacionamento direto entre o BSP e o BRP.

O BRP/comercializador deve ser informado das quantidades de energia correspondentes à ativação dos serviços no seu portfolio. A faturação do comercializador ao cliente é feita pelos valores medidos no contador, incluindo a faturação do acesso às redes.

Este modelo implica apurar a contribuição das várias instalações agregadas para a ativação, para assim repartir o seu efeito sobre cada BRP/comercializador. Esta metodologia é discutida mais à frente neste texto.

[30] A Diretiva n.º 20/2023, de 26 de dezembro, aprovou regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema, exatamente neste contexto.

RESUMO DOS MODELOS DE COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS E PROPOSTA DA ERSE

A tabela seguinte apresenta 3 modelos teóricos para a agregação independente, segundo a literatura referida, com diferentes impactes sobre o modelo de tratamento de desvios, apuramento e disponibilização de dados e a faturação do comercializador.

Tabela 5-1 – Características de diferentes modelos de agregação independente

Modelo de agregação	Responsabilidade pelos desvios provocados pela ativação	Aprovisionamento da energia	Troca de informação	Faturação do comercializador ao cliente	Faturação do acesso às redes
Não corrigido	BRP	Aprovisionamento de energia do BRP não é corrigido. Se o BRP se desviar "a favor do sistema", o preço de desvio é um benefício.	Não há troca de informação específica	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador	A faturação do acesso considera os valores do contador
Corrigido	Agregador/BSP Cálculo do desvio do BRP é ajustado para descontar ativação	Aprovisionamento de energia pelo BRP não é corrigido. Agregador deve compensar o cliente pela energia que este pagou ao BRP mas não consumiu (ativação a descer consumo).	O BRP recebe os valores de consumo ajustado pela ativação.	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador ajustados pela ativação A faturação do acesso pode ser feita usando os valores do contador, não ajustados.	A faturação do acesso pode considerar os valores do contador ou os valores ajustados
Liquidação central	Agregador/BSP Cálculo do desvio do BRP é ajustado para descontar ativação	Aprovisionamento de energia do BRP é corrigido pela aplicação de um preço de transferência Este preço é pago pelo agregador e recebido pelo BRP, no caso de uma ativação a subir consumo.	O GGS (entidade central) estabelece as liquidações aos agregadores/BSP e aos BRP, não disponibilizando informação específica sobre instalações participantes em agregação. Só são trocados dados agregados das ativações, por BRP e por agregador.	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador A diferença entre as quantidades faturadas ao cliente e a energia comprada em mercado é compensada pelo preço de transferência	A faturação do acesso considera os valores do contador

Face ao exposto, **a ERSE propõe que o tratamento dos desvios associados à participação das Unidades Físicas Agregadas nos serviços de sistema seja feito pelo modelo não corrigido.**

Com este modelo, o comercializador fatura o seu cliente final pelo valor do contador (sem correção da ativação) e o desvio correspondente à ativação é compensado pelo preço de desvio. Com um modelo de preço único de desvios (*single price*), admitindo como provável que a mobilização em serviços de balanço será, em média, contra o desvio dominante em cada período de liquidação, a compensação do BRP pelo preço do desvio deverá consistir num benefício face ao preço de mercado diário.

Note-se, sobre o preço de desvio, que embora o MPGGS defina um preço dual para o desvio, a regra determina a aplicação de um preço único sempre que as ativações num dos sentidos sejam residuais face ao sentido dominante. No período de implementação do produto de mFRR (desde 14 de março de 2024), houve ativações de mFRR e aFRR nos dois sentidos no mesmo período de 15 minutos durante 75% do tempo[31]. Assim, com a adoção do período de liquidação de 15 minutos esperada em março de 2025 e com a alteração proposta para a metodologia de cálculo do preço de desvio (ver capítulo específico), espera-se que a metodologia aprovada resulte maioritariamente num preço único de desvio.

Considera-se que este modelo mais simples limita a complexidade ao nível do relacionamento comercial entre o comercializador e o cliente final, reduzindo barreiras à participação destes clientes em serviços de agregação. Este modelo limita muito os impactes ao nível da disponibilização de dados. Em complemento, não se espera que o impacte da ativação de Unidades Físicas Agregadas seja muito expressivo durante um período relativamente longo de desenvolvimento destes serviços.

A ERSE incluiu na proposta de MPGGS (no Procedimento das liquidações) uma solicitação ao GGS, para que apresente um estudo sobre o impacte do modelo não corrigido sobre os BRP, que leve em conta as dinâmicas reais de preços de desvio e de ativações, para que este modelo possa ser reavaliado no futuro com dados mais concretos. Como referido, esta opção evita esforços e custos de implementação no imediato, evitando protelar, por essa razão, a participação das

[31] Valor calculado pelo GGS para o período de 14 de março a 11 de novembro de 2024.

unidades físicas agregadas, e salvaguarda a manutenção da simplicidade do relacionamento comercial no âmbito do fornecimento de eletricidade, para estas instalações de menor dimensão.

Menciona-se ainda que, ao restringir o âmbito de aplicação deste modelo não corrigido às ativações das Unidades Físicas Agregadas, a ERSE propõe a manutenção do modelo corrigido no caso dos consumidores habilitados e das restantes unidades físicas.

Assim, a Diretiva 20/2023, de 26 de dezembro, que estabelece regras especiais aplicáveis à participação da procura nos mercados de serviços de sistema, aplica-se apenas às unidades a que é aplicado o modelo corrigido, não sendo aplicável às Unidades Físicas Agregadas.

METODOLOGIA DE REPARTIÇÃO DA ATIVAÇÃO DO BSP PELOS BRP ENVOLVIDOS NA SUA ÁREA DE OFERTAS

A prestação de serviços por um BSP que envolva mais do que um ativo, por exemplo, instalações de consumo, vai ter impacto nos desvios dos BRP (distintos) de cada uma dessas instalações. No caso de se utilizar um modelo corrigido ou um modelo de liquidação central, como descritos acima, é necessário identificar a contribuição de cada ativo e consequente impacto em cada BRP.

Por um lado, os desvios podem ser identificados pelo BSP (agregador) que ativou o serviço, desagregando as contribuições para cada BRP afetado, identificando a responsabilidade de cada um. Esta opção exige ao BSP que presta o serviço o desenvolvimento de um modelo interno que permita a distribuição das responsabilidades.

Quando questionados os agentes de mercado [32] sobre qual o método de ajuste da posição do BRP mais adequado, no caso de a carteira de agregação de um BSP conter instalações de múltiplos BRP, as respostas recolhidas identificam, em geral, que a repartição da ativação pelos BRP deve ser feita de forma proporcional, de acordo com a participação das instalações das quais são responsáveis no portfólio de agregação.

A atribuição da responsabilidade em proporção do peso de cada instalação numa Unidade Física Agregada deve ter por base uma característica inerente à instalação participante. Características como a potência contratada (no serviço de agregação) ou a potência instalada podem servir para

[32] Na sessão de trabalho promovida pela ERSE sobre a alteração do MPGGS, de 18.9.2024, ver: https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/operacao-das-redes/#processo-de-alteracao-do-mpggs-em-2024.

simplificar o cálculo na atribuição da responsabilidade de forma proporcional. A aplicação de uma distribuição proporcional de responsabilidades pela ativação de serviços de sistema deverá ter impacto reduzido na carteira do BRP, tratando-se de pequenas instalações.

Embora se discuta e apresente acima diversas opções para a repartição das ativações por carteira de liquidação dos BRP ou até por instalação participante, tendo a ERSE proposto aplicar um modelo não corrigido às ativações das Unidades Físicas Agregadas, esta repartição não é necessária. Como tal, a proposta de MPGGS não inclui qualquer metodologia de repartição.

A propósito, cabe mencionar que para as instalações de consumo habilitadas que participem numa mesma área de ofertas, mantém-se válida a necessidade de não incluir na mesma área de ofertas, instalações associadas a BRP diferentes.

5.4 TRATAMENTO DAS ÁREAS DE OFERTAS DE INSTALAÇÕES BIDIRECIONAIS, DE CONSUMO/INJEÇÃO, E UNIDADES FÍSICAS AGREGADAS

O conceito de Unidade Física Agregada inclui um conjunto de instalações, cada uma com potência inferior a 1 MW, que podem incluir instalações de produção, de consumo ou de armazenamento. Quando se determina o programa base desta Unidade Física Agregada, o resultado, em cada período de liquidação, pode ser um valor de consumo líquido ou de injeção líquida para a rede, em resultado dos contributos das várias instalações que a integram. É esse programa base que deve ser usado para verificar o cumprimento de uma ativação para subir ou para descer[33].

Assim, o BSP que represente uma Unidade Física Agregada deve representar as instalações que a integram, independentemente do sinal do trânsito de energia entre a rede e cada instalação.

Esta circunstância pode ser aplicável em casos particulares como o de unidades físicas de consumo com produção ou armazenamento co-localizados (um cliente com uma UPAC interna é um exemplo concreto). Nesta situação, a resposta da instalação a uma ativação para subir, pode ser tal que o consumo interno se anula, passando a instalação de um saldo consumidor para um

[33] Nota-se que está convencionado que uma ativação para subir pode corresponder a um acréscimo de injeção na rede ou redução de consumo e que uma ativação a baixar pode corresponder a uma redução da injeção na rede ou a um acréscimo de consumo.

saldo injetor na rede. A amplitude dessa variação seria o contributo para o balanço do sistema, verificável contra o valor da ativação.

A inscrição de unidades de programação separa o sentido do fluxo de energia dado que, na perspetiva da monitorização dos trânsitos na rede e de eventuais congestionamentos, não é indiferente se a resposta se produz com uma alteração do consumo ou das injeções na rede. Porém, a participação de instalações de menor dimensão nos serviços de sistema tem a característica de serem, individualmente, menos relevantes para a determinação de restrições de rede. Esse foi o racional apontado na revisão do MPGGS de 2022[34] para definir uma área de ofertas para Unidades Físicas Agregadas independente da localização das instalações que a integram (ao contrário das áreas de ofertas da produção de maior dimensão, que está sujeita a uma segregação geográfica, por área de rede). No caso das instalações de consumo, independentemente da sua potência, o MPGGS também permite a agregação numa área de ofertas única sem distinção geográfica.

Assim, embora a segregação do sentido do trânsito continue a ser utilizada para caracterizar o comportamento de uma instalação de consumo habilitada ou uma carteira agregada de várias instalações (quantificando as injeções na rede das instalações integradas na UFA, por um lado, e os consumos, por outro), para efeitos da verificação da prestação dos serviços de sistema essa segregação não é necessária[35]. No caso de unidades físicas de consumo habilitadas, que incluam sistemas de produção ou armazenamento internos, permitindo assim a ocorrência de situações de injeção na rede, a verificação do cumprimento dos serviços de balanço deve ter em consideração os dois sentidos do trânsito. **A ERSE propõe inscrever no procedimento das Áreas de Ofertas o princípio de integração destes dois sentidos do trânsito de energia na mesma área de ofertas.** Esta opção, resulta em que um único BSP represente a unidade física na prestação de serviços de sistema, seja no âmbito do consumo, seja no âmbito da injeção para a rede.

Importa clarificar que esta modalidade não releva para efeitos das unidades de programação, que ditam a participação no mercado grossista. Os trânsitos de energia na ligação à RESP de uma instalação de consumo com UPAC, por exemplo, continuam a ser tratados em saldos de 15

[34] Consulta pública n.º 105.

[35] Note-se que a verificação do cumprimento das ativações de serviços de balanço é tendencialmente feita para o portfolio de áreas de oferta do mesmo BSP.

minutos, imputando o consumo líquido à carteira do seu comercializador e a injeção líquida na rede à carteira do seu agregador, e às respetivas unidades de programação. A separação do consumo líquido da injeção líquida, para efeitos de participação em mercado, permite vender o excedente de autoconsumo a um agente de mercado distinto do comercializador. Com efeito, mantém-se a necessidade de corrigir a posição de desvio do BRP de consumo e do BRP de produção associados à instalação, caso sejam diferentes.

O caso descrito encontra aplicação prática nos casos de consumidores, como os consumidores industriais já ativos no mercado de serviços de sistema, interessados em incorporar UPAC ou baterias nas suas instalações, ou nos produtores que instalem baterias *behind-the-meter*. A consideração da resposta das instalações a ativações de serviços de balanço em função da diferença algébrica entre a posição líquida do programa da unidade física (consumo e produção) e o valor líquido do trânsito verificado no ponto de interligação com a RESP, permite simplificar a sua participação nos serviços de sistema, promovendo assim essa participação, ao mesmo tempo que permite a descarbonização dos seus consumos através do autoconsumo renovável.

Esta regra é proposta no Procedimento das Áreas de Ofertas.

5.5 TRATAMENTO DE INSTALAÇÕES COM MEDIÇÃO EM PONTOS INTERNOS

Sem prejuízo do respetivo processo de licenciamento, existem cada vez mais instalações que combinam consumo, produção e/ou armazenamento, podendo importar a consideração de medição em pontos internos.

A medição em pontos internos da uma instalação ligada à RESP acontece tradicionalmente por razões muito particulares. No caso dos centros eletroprodutores é instalada medição parcial, por exemplo associada aos grupos térmicos, ou devido a esquemas de ligação à rede mais complexos, em vários níveis de tensão. Mas também acontece no caso de instalações de consumo com centrais de cogeração, por razões mais ligadas aos modelos remuneratórios desta produção.

Presentemente, assiste-se a uma tendência de hibridização das instalações (ou co-localização de tecnologias), seja incluindo mais de uma tecnologia de produção atrás de um mesmo ponto de ligação à rede, seja com instalação de armazenamento “behind-the-meter”, seja ainda com a integração de UPAC em instalações de consumo. Há ainda o caso particular dos pontos de carregamento de veículos elétricos, que constituem um consumo potencialmente autónomo

dentro da instalação de consumo, ou até uma injeção se atendermos ao modelo V2X, de carregamentos bidirecionais.

O Regulamento (UE) 2019/943, alterado pelo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024[36] , prevê a facilitação da participação nos mercados de flexibilidade e de serviços de sistema através da utilização de equipamentos de medição internos, como possibilidade. O documento colocado pela ACER em consulta pública sobre o novo código de rede da resposta da procura [37] também enquadra expressamente esta forma de participação da procura. Considera-se que a participação de "ativos controláveis" *behind-the-meter* nos serviços de sistema ou de flexibilidade pode trazer vantagens quanto à verificabilidade e controlabilidade da resposta desses ativos, comparada com a observação do comportamento da instalação a partir da medição no seu ponto de interligação com a rede.

Nalguns casos, a própria legislação nacional já prevê expressamente a obrigatoriedade da existência de medição interna, por razões diversas. É o caso da produção total de uma UPAC com mais de 4 kW[38], dos sistemas de armazenamento *behind-the-meter*[39], dos centros eletroprodutores de tecnologia diversa numa instalação hibridizada[40] ou do consumo dos pontos de carregamento de veículos elétricos quando integrados na rede de mobilidade elétrica[41].

O Regulamento de Relações Comerciais prevê, no artigo 184.º, que se podem constituir «como pontos de medição os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede, designadamente, para efeitos de prestação de serviços de sistema ou de serviços de flexibilidade, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor, devendo estabelecer-se requisitos e regras específicas para o efeito.».

Embora a utilização de pontos de medição internos deva estar sujeita a clarificação e a restrições de utilização, para assegurar a fiabilidade dos dados recolhidos e a não interferência do titular da instalação sobre esses dados, considera-se importante prever a possibilidade de recurso a esta

[36] Novo Artigo 7.º-B [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1747]

[37] https://www.acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2024e07-public-consultation-draft-network-code-demand-response

[38] Vd. n.º 1 do art.º 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na atual redação.

[39] Vd. art.º 94.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na atual redação.

[40] Vd. art.º 93.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na atual redação.

[41] Vd. al c) do n.º 1 do art.º 16.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na atual redação.

figura para efeitos da participação no mercado de serviços de sistema. Depois de um processo de pré-qualificação idêntico aos dos restantes pontos, deve ser possível, por exemplo, alocar um sistema de armazenamento interno para participação no mercado de serviços de sistema, ou de uma UPAC, ou mesmo apenas do consumo.

Esta possibilidade apenas afeta os ativos elegíveis para os serviços de sistema e o respetivo mecanismo de verificação do cumprimento das ativações, não tendo qualquer implicação na atribuição de quantidades às carteiras de energia em mercado, sejam de consumo ou de produção.

Esta regra foi proposta no Procedimento das Unidades Físicas.

6 RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA – AFRR

6.1 O ATUAL SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Atualmente, o GGS contrata banda de regulação secundária (BRS) a unidades físicas habilitadas, para cada hora do dia seguinte, com base num mecanismo de mercado aberto e transparente. A atual banda corresponde à totalidade de disponibilidade para variar a potência para cima ou para baixo, de acordo com o rácio de necessidades anunciadas pelo GGS[42], sendo um produto único para cada hora. As necessidades de banda são determinadas pelo GGS e podem variar ao longo do dia e ao longo do ano.

A metodologia que o GGS utiliza neste momento para dimensionar a BRS é uma combinação de dois modelos, nomeadamente o modelo atualmente definido no MPGGS e um modelo que recorre à definição apresentada no "*Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe*" (SAFA CE).

Enquanto o dimensionamento da BRS com base no MPGGS em vigor é função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha das instalações ligadas (critério n-1), a identificação pelo GGS da alteração de fatores estruturais (incremento da penetração de produção renovável de recurso variável, não participante nos serviços de sistema) e conjunturais (por exemplo, a transição do produto de balanço da reserva de regulação para o novo produto normalizado de mFRR, mais rígido e com tempo de resposta mais lento), levou o GGS a incrementar as necessidades de BRS com base no modelo SAFA CE. Esta definição de BRS considera o desvio do programa na interligação, calculado em cada minuto, e dimensiona a BRS por forma a cobrir, pelo menos, 99% dos desvios verificados num período histórico considerado.

A contratação de BRS e a prestação do serviço de regulação secundária são feitas por unidade física habilitada. As unidades físicas com BRS contratada ficam obrigadas a manter um ponto de

[42] Tradicionalmente, as necessidades de BRS correspondiam a uma disponibilidade de potência a subir dupla face à potência a descer. No entanto, a alteração do funcionamento do mercado elétrico e a elevada presença de renováveis provocou uma alteração desta situação, tendendo a contratação de BRS para uma simetria entre potência a subir e a baixar.

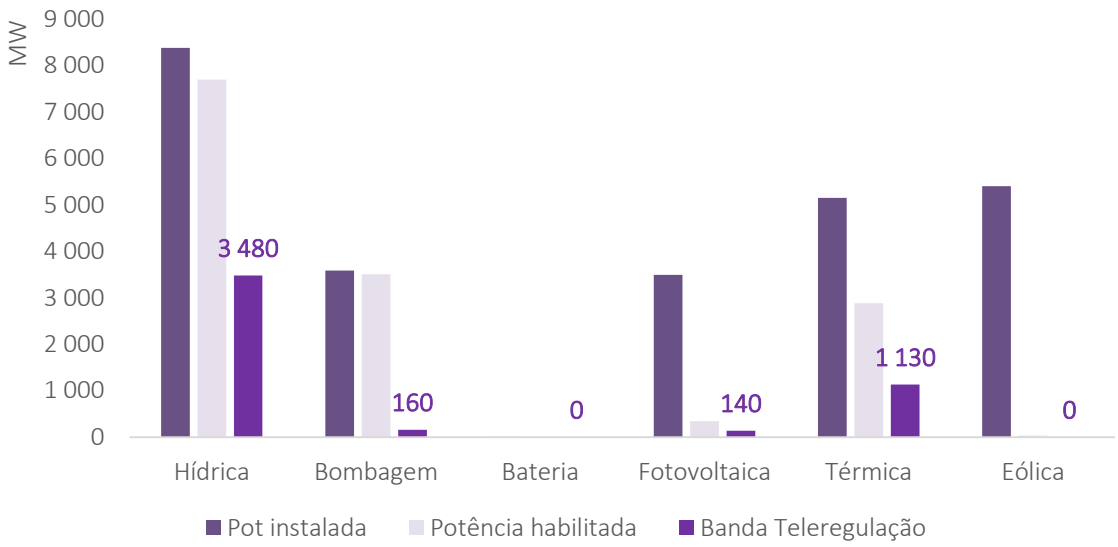
funcionamento que permita a variação de potência, para cima e para baixo, de acordo com a respetiva contratação para cada hora. Perante necessidades efetivas de regulação, em tempo real, a ativação das unidades físicas contratadas é um processo automático, entre o regulador central (do GGS) e os Equipamentos Locais de Telerregulação - ELT (da unidade física), o qual solicita as unidades físicas a variar potência rateando a variação total pela banda contratada das várias unidades.

A remuneração do serviço de regulação secundária para os prestadores do serviço assenta, por um lado, no valor da BRS contratada (disponibilidade), segundo o preço marginal de cada hora do dia seguinte encontrado no mercado, e, por outro lado, no encargo ou receita associados à energia produzida, a mais ou menos (face ao programa original da central), valorizados ao preço de energia no mercado de regulação terciária (atualmente, o preço de energia de mFRR).

O serviço de regulação secundária implica a gestão automática do ponto de funcionamento da unidade física pelo regulador central do GGS, com uma resposta permanente do gerador ao envio de *setpoints* pelo regulador central de aFRR (Automatic Generation Control - AGC) do GGS. Por isto, é considerado um serviço de regulação mais exigente do que a regulação terciária, sendo também mais restrito o universo de unidades físicas habilitadas para a sua prestação.

Em outubro de 2024, o SEN tem uma potência habilitada para telerregulação (serviço de regulação secundária) de 4,9 GW, de um total de 14,5 GW em potência instalada em centrais participantes nos serviços de sistema. As centrais hídricas são maioritariamente os recursos de regulação secundária do SEN, seguidas das centrais térmicas (ver Figura 6-1). Todavia, importa incentivar a participação das restantes renováveis (eólica e solar) nos serviços de sistema e na regulação secundária em particular (a figura mostra que a participação destas tecnologias é atualmente apenas residual).

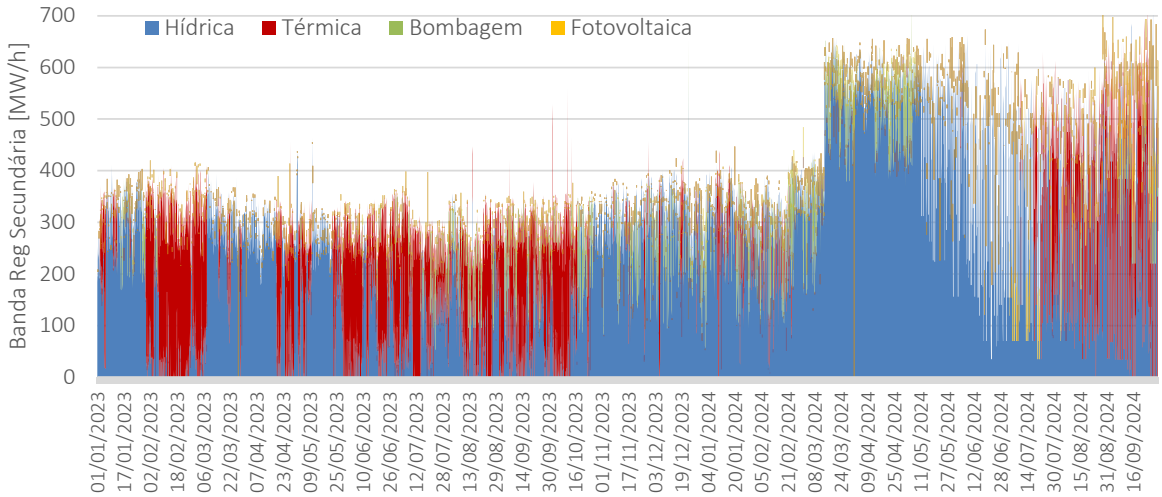
Figura 6-1– Potência habilitada para regulação secundária, por tecnologia



Fonte: REN (Sistema de Informação de Mercados de Energia), em 4.11.2024

A contratação de banda de regulação secundária ao longo de 2023 e até outubro de 2024 revela que a participação das tecnologias depende da época do ano, refletindo a competitividade das mesmas no mercado grossista nesses momentos (ver figura seguinte). No início de 2024, o GGS incrementou as necessidades de banda para prevenir perturbações eventuais com origem na alteração do serviço de reserva de regulação para o serviço standard de mFRR e também em função das circunstâncias sazonais com grande abundância de produção renovável (hídrica, eólica e solar). A banda de regulação secundária apresentada inclui a banda a subir e a banda a descer que, no período, representam cerca de 2/3 e 1/3, respetivamente.

Figura 6-2 – Banda de regulação secundária contratada

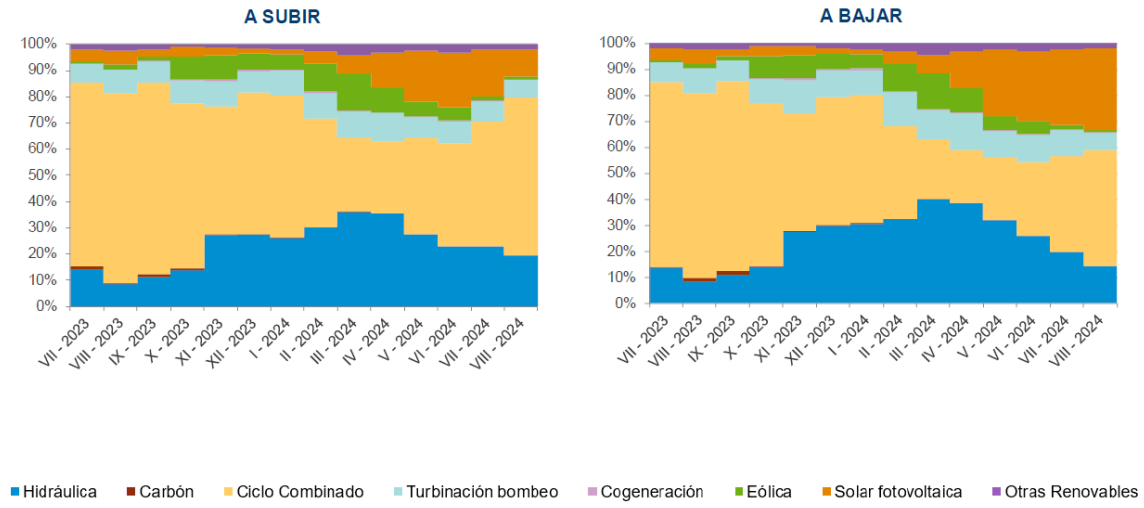


Fonte: REN (Sistema de Informação de Mercados de Energia), em 4.11.2024

É relevante mencionar que, em julho de 2024, foram habilitadas as primeiras unidades físicas de tecnologia fotovoltaica, aparecendo já como prestadoras de reserva secundária.

A respeito do mix de tecnologias a prestar regulação secundária, importa mencionar o caso do sistema elétrico espanhol, no qual as renováveis têm um papel muito relevante e consistente (ver Figura 6-3). É também relevante referir que as renováveis ditas não despacháveis (eólica e solar), não só participam nos serviços de sistema, contribuindo para a gestão do sistema elétrico e para a sua eficiência, como oferecem banda a subir e a baixar. Esta participação revela uma estratégia complexa de gestão da oferta de energia no mercado diário, de modo a compatibilizar com a disponibilidade para reduzir (mais evidente), mas também aumentar a produção (não contratando a potência máxima no mercado diário).

Figura 6-3 – Contratação de Banda de regulação secundária em Espanha



Fonte: REE, informação apresentada na reunião CTSOSEI de 25.9.2024

Os preços de contratação de banda de regulação secundária atingiram em 2023 a média ponderada de 39,1 €/MW/h, o que corresponde a uma fonte de receita relevante, sobretudo se se considerarem períodos com preços de mercado diário reduzidos, como no início de 2024. As figuras seguintes mostram alguma variação do preço médio trimestral e também semanal, com tendência para um preço de banda mais elevado durante o fim de semana, quando o consumo é mais reduzido. Note-se que, as centrais térmicas que não fiquem encontradas no programa de produção que resulta do mercado diário, tenderão a não oferecer banda de regulação, uma vez que estão paradas e o tempo de arranque é incompatível com o serviço de telerregulação (além de não poderem oferecer banda a baixar).

Figura 6-4 – Preços de contratação de banda de regulação secundária

Fonte: REN (Sistema de Informação de Mercados de Energia), em 4.11.2024. Dados entre 1.1.2023 e 30.9.2024.

Os custos com a contratação da banda de regulação secundária são custos fixos (não dependem dos desvios verificados) pelo que são imputados a todo o consumo. Em 2023, o sobrecusto imputado ao consumo devido à contratação de banda de regulação secundária foi de 1,87 €/MWh[43].

6.2 O SERVIÇO STANDARD EUROPEU DE AFRR

O Regulamento EB estabelece a obrigação de implementação de serviços de balanço *standard* pelos operadores responsáveis pelo balanço da rede. Os serviços *standard* devem seguir as metodologias aprovadas pela ACER, incluindo princípios comuns para a contratação e liquidação de reservas de contenção da frequência (FCR), reservas de restabelecimento da frequência (aFRR

[43] Fonte: REN, Relatório Anual do Mercado, de 5.3.2024

e mFRR) e reservas de reposição (RR), assim como a metodologia comum para ativação de reservas de restabelecimento da frequência e de reservas de reposição.

A Decisão ACER n.º 2/2020, de 24 de janeiro, define o enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de restabelecimento com ativação automática (aFRR), nos termos do Artigo 21.º do Regulamento EB. Este modelo inclui a definição do produto *standard* de energia de aFRR. A Decisão ACER n.º 15/2022, de 30 de setembro, aprovou a primeira alteração do enquadramento de implantação da plataforma europeia de aFRR. A Decisão ACER n.º 8/2024, de 5 de julho, aprovou a segunda alteração, prevendo a possibilidade de utilização de necessidades elásticas de aFRR, acima de um determinado nível de necessidades inelásticas.

A implementação do processo de aFRR implica uma plataforma nacional, operada pelo gestor global do SEN (GGS), e uma plataforma europeia, para troca de energia de balanço proveniente das reservas de aFRR entre operadores de rede. A plataforma europeia que implementa as trocas de energia de aFRR é a plataforma PICASSO[44], em funcionamento desde julho de 2022.

Numa fase inicial da implementação do serviço de aFRR no SEN, apenas estará em funcionamento a plataforma nacional de aFRR. Após a realização de todos os testes de integração necessários, o GGS iniciará o processo de utilização da plataforma PICASSO. Nessa situação, a plataforma nacional processa as ofertas de aFRR submetidas pelos agentes de mercado prestadores desse serviço de sistema (BSP), submete essas ofertas à plataforma europeia com uma periodicidade de 15 min, bem como a capacidade de interligação disponível. Posteriormente, recebe os resultados do processo de otimização de trocas de aFRR entre ORT.

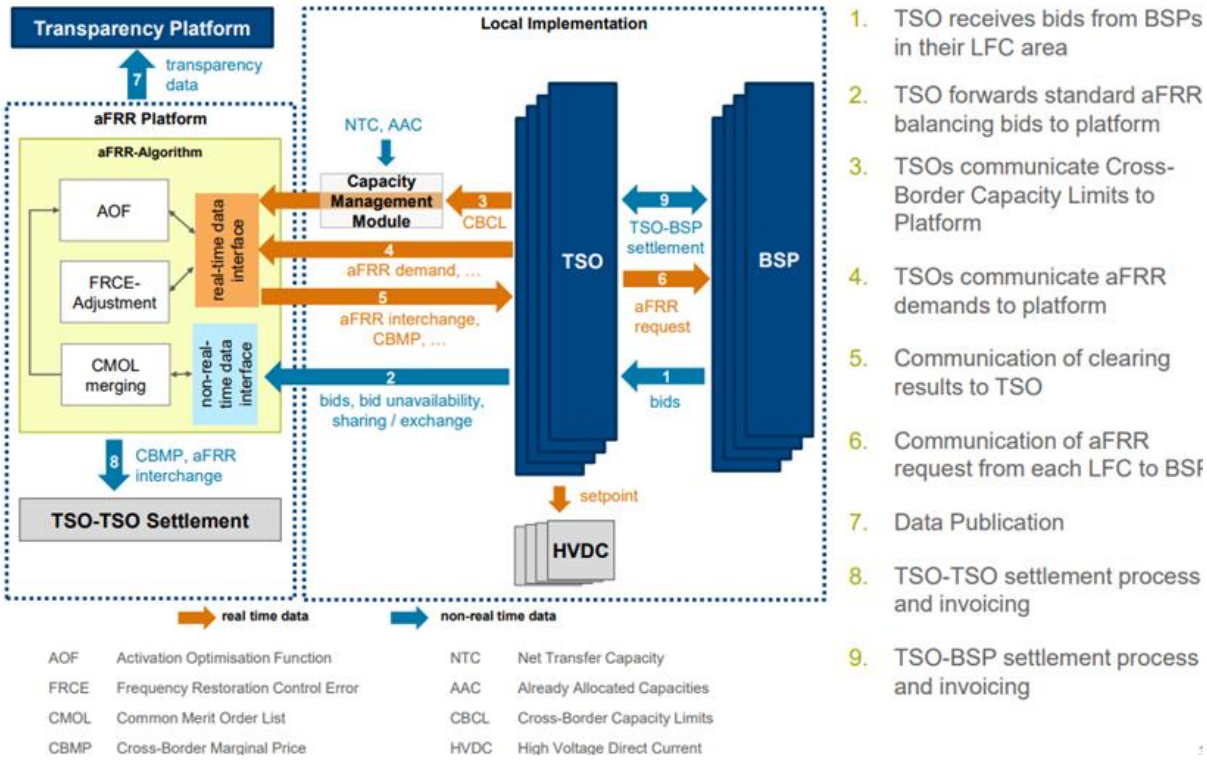
Do processo de otimização resultam ativações evitadas de aFRR (por cancelamento económico de desvios de sinal contrário entre ORT, pelo Processo de Coordenação de Desvios) e ativações resultantes da troca de aFRR. Estes dois resultados são refletidos na correção do desvio da zona LFC portuguesa. O processo de otimização determina também o preço marginal de aFRR resultante da ordem de mérito da plataforma europeia (desde que haja capacidade de interligação disponível) e da ordem de mérito das ofertas nacionais de aFRR.

[44] https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/

A plataforma europeia PICASSO comunica, com uma periodicidade de 4 segundos, com todos os reguladores de potência-frequência de aFRR (AGC) dos ORT da Zona síncrona da Europa Continental a ela ligados, recebendo dos AGC dos vários ORT os desvios calculados em tempo real[45] e as necessidades definidas pelos ORT. A plataforma PICASSO envia a cada ORT, também de 4 em 4 segundos, uma componente de potência a adicionar ou a deduzir ao desvio do AGC. Esta correção do desvio corresponde à mobilização das ofertas de aFRR a subir ou a descer, com base na CMOL – Common Merit Order List, a subir ou a descer que resultam da otimização realizada no PICASSO e que deverão ser ativadas pelo AGC de cada ORT, salvo indisponibilidades ou restrições ocorridas, entretanto.

A figura seguinte apresenta os diversos passos do processo de aFRR, na plataforma PICASSO e nas plataformas nacionais.

Figura 6-5 – Processo de aFRR na plataforma PICASSO e nas plataformas nacionais dos TSO



Fonte : "Stakeholder workshop MARI & PICASSO" da ENTSO-E

[45] 4 segundos na maioria dos casos, estando estabelecido no SAFA desta Zona Síncrona que a periodicidade do ciclo do AGC de cada ORT deve estar entre 1 e 5 segundos.

Na eventualidade de indisponibilidade da plataforma europeia, ou dificuldades de comunicação com essa plataforma, a plataforma nacional funciona como opção de recurso (fall-back), executando nesse caso uma versão simplificada do processo de otimização, caso disponha da ordem de mérito nacional.

O funcionamento do AGC é absolutamente fundamental para o funcionamento em segurança do SEN. Caso o GGS não disponha da ordem de mérito das ofertas de aFRR, nomeadamente por dificuldades técnicas, o AGC deverá comutar para um modo de funcionamento semelhante ao atual, distribuindo o desvio do programa na interligação segundo um pro-rata da banda de aFRR contratada das unidades físicas em telerregulação.

CARACTERÍSTICAS DO PRODUTO DE ENERGIA DE AFRR

As características do produto de energia de aFRR são aprovadas pela ACER, nos termos do artigo 21. 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[46]. Essas características foram definidas pelo enquadramento de implantação da plataforma europeia de aFRR, através da Decisão ACER n.º 2/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão ACER n.º 15/2022, de 30 de setembro e pela Decisão ACER n.º 8/2024, de 5 de julho.

Importa notar que a ACER pode aprovar alterações ao enquadramento de implantação da plataforma europeia de aFRR, podendo assim impactar nas características do produto normalizado de aFRR implementado pelo GGS.

As características (estáticas e variáveis) do produto *standard* de energia de aFRR encontram-se definidas nas Tabelas abaixo, destacando-se entre as mais relevantes: i) o Tempo de ativação total (5 minutos), ii) a Quantidade mínima da oferta e a sua resolução (ambas iguais a 1 MW), iii) o Período de validade da oferta (15 minutos) e iv) a Divisibilidade das ofertas. É de referir que, por razões de desempenho, a plataforma PICASSO não suporta ofertas complexas ou ofertas ligadas. Os produtos de energia de aFRR tratam de forma independente os dois sentidos de regulação.

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

Tabela 6-1 – Características estáticas do produto de energia de aFRR previstas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia

Característica	Valor
Modo de ativação	Automático
Períodos de validade das ofertas	Períodos de 15 minutos consecutivos contíguos e não sobrepostos
Tempo de ativação total	5 minutos, a partir de 18 de dezembro de 2024
Tempo de desativação total	Inferior ou igual ao Tempo de ativação total
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Quantidade máxima das Ofertas	9 999 MW
Resolução do preço da oferta	0,01 €/MWh
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Momento de ativação	As Ofertas de aFRR podem ser ativadas e desativadas em qualquer instante dentro do período de validade
Divisibilidade	As Ofertas de aFRR são divisíveis

Tabela 6-2 – Características variáveis do produto de energia de aFRR, a definir pelos BSP, previstas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia

Característica	Valor
Quantidade da oferta	MW
Direção	Energia positiva (regulação a subir) ou energia negativa (regulação a baixar)
Preço da oferta	Em €/MWh, positivo, nulo ou negativo
Período de validade	Período a que diz respeito a oferta

6.3 MERCADO DE BANDA DE AFRR

A transformação do serviço de regulação secundária no serviço standard de aFRR implica a alteração do respetivo mercado de banda, ou capacidade. No entanto, os princípios básicos de funcionamento do mercado de banda mantêm-se. As principais alterações referem-se à separação das ofertas de banda a subir e a descer, não sendo obrigatório participar em ambos os mercados, e ao período de validade das ofertas que passa de 1 hora para 15 min. Transitoriamente, enquanto o mercado diário mantiver a negociação em períodos de 1 hora, as ofertas de banda também se aplicam a períodos de 1 hora, assumindo-se ofertas de 15 minutos idênticas para cada um dos 15 minutos de cada hora[47].

Quanto às unidades ofertantes, estas devem corresponder às unidades que fazem ofertas de energia. Assim, admite-se a possibilidade de o serviço de aFRR ser prestado por unidades físicas isoladas (como atualmente) ou por grupos de unidades físicas (em portfolio, respondendo todo o conjunto pelo seguimento do sinal do regulador central)[48]. A prestação de aFRR em portfolio depende da definição de requisitos e critérios específicos pelo GGS, podendo ser tratada, numa primeira fase, no âmbito de projetos-piloto a propor pelo GGS.

As características das ofertas de banda de aFRR são as previstas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, relativas a produtos normalizados de capacidade de balanço e que são nomeadamente as seguintes:

Tabela 6-3 – Características das ofertas de banda de aFRR

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/h, com resolução de 0,01 (€/MW)/h

[47] Esta opção transitória, que corresponde ao modelo também adotado em Espanha, decorre da Decisão ACER 11/2020.

[48] Esta opção ficou já prevista no ROR (art. 53.º, n.º 4).

Caraterística	Descrição
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a baixar

De referir que, ao contrário da obrigatoriedade de criação de plataformas únicas para cada um dos produtos de energia de balanço (TERRE, MARI e PICASSO), o Regulamento EB não exige a construção de mercados únicos no que diz respeito à troca de capacidade de balanço. Os artigos 33.º e 38.º do Regulamento EB permitem que dois ou mais ORT, numa base voluntária, estabeleçam regras e processos comuns para trocar capacidade de balanço ou partilhar reservas (RR, mFRR ou aFRR). Daí que os requisitos para harmonização de produtos padrão para capacidade de balanço sejam menores em comparação com os requisitos para harmonização dos produtos normalizados de energia de balanço como o aFRR.

O dimensionamento das necessidades de banda de aFRR, a colocar pelo GGS na plataforma de contratação, deve seguir uma metodologia aprovada pela ERSE, nos termos previstos no art. 157.º do Regulamento SO (código de rede de operação do sistema)[49]. Esta metodologia inclui as necessidades de reserva de restabelecimento da frequência, seja com ativação automática (aFRR) ou manual (mFRR). A metodologia deve ser proposta pelo GGS, ouvindo previamente os agentes de mercado num processo de consulta, e deve atender ao comportamento dos desvios de interligação verificados pelo menos durante um período de um ano. Note-se que as reservas de restabelecimento da frequência devem assegurar a disponibilidade de potência a regular para cima ou para baixo perante a ocorrência de desvios de programa em tempo real, seja do lado do consumo seja do lado da produção. É também cada vez mais evidente que os contribuintes para este desvio (e para as necessidades de contratação de um serviço de balanço) não são apenas os consumidores, mas também os produtores que não sigam com rigor o programa ou as previsões de produção. Esta constatação liga-se com a proposta de alterar a forma de imputação dos encargos com a contratação de banda de aFRR (vd. capítulo 10 deste documento).

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

PREÇO INSTRUMENTAL DE ENERGIA DE AFRR INCLUÍDO NA OFERTA DE BANDA

A ERSE adotou a proposta do GGS para a implementação do mercado de banda de aFRR, incluindo a noção de preço instrumental de energia de aFRR. Deste modo, as ofertas de banda de aFRR devem incluir um valor para a eventualidade de o GGS ter de colocar ofertas instrumentais de energia de aFRR, compatíveis com a banda contratada para uma dada unidade física. Com este mecanismo, o agente de mercado que tenha sofrido um problema temporário na apresentação de ofertas de energia de aFRR, vê o GGS colocar ofertas em seu nome, para a potência exequível[50] da unidade física, até ao valor da banda contratada pela unidade física, considerando o preço de referência incluído pelo próprio agente na oferta de banda.

Este mecanismo evita que a não apresentação de ofertas de energia para o valor de banda contratada seja considerado um incumprimento da banda de aFRR. No limite, se as ofertas instrumentais colocadas pelo GGS não forem exequíveis pelo agente de mercado, a consequência será o incumprimento da ativação de energia de aFRR. O mecanismo previne ainda eventuais comportamentos de arbitragem entre a penalidade por banda não disponível/não oferecida e a prestação de outros serviços de balanço, vinculando o agente de mercado à banda contratada para cada unidade física.

PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA DE AFRR

A contratação de banda de aFRR é feita numa plataforma nacional, implementada pelo GGS. Tendo em conta o anúncio da banda a contratar pelo GGS, os agentes colocam as ofertas de banda na plataforma. Na sequência, a plataforma determina as unidades físicas com ofertas de banda encontrada, considerando a divisibilidade das ofertas e uma tolerância de ±5% entre a necessidade e a banda contratada em cada período (tolerância que coincide com o processo atual para a banda de regulação secundária).

As ofertas de banda contratadas pelo GGS podem ser substituídas por outras unidades físicas, através de apresentação de um pedido de transferência pelo agente de mercado ao GGS. Esta

[50] A potência exequível corresponde à margem de potência, a subir ou a baixar, resultante da diferença entre o máximo e mínimo dos grupos em telerregulação e o ponto de funcionamento previsto para o período de 15 minutos, bem como atende às indisponibilidades notificadas pelo agente de mercado ao GGS, a eventuais limitações ou restrições técnicas emitidas pelo GGS, aos parâmetros dinâmicos respetivos e às condições de operação (tais como a queda dos aproveitamentos hídricos ou a temperatura ambiente nas centrais térmicas).

deve aceitar os pedidos de transferência desde que seja tecnicamente válido, mantendo-se os restantes parâmetros da oferta contratada.

O preço da banda de aFRR corresponde à oferta marginal em cada período de contratação.

LIMITAÇÃO DO PREÇO DE BANDA DE AFRR POR APLICAÇÃO DO DESPACHO N.º 4694/2014

Importa mencionar que a valorização do serviço de banda de aFRR está sujeita à aplicação de um mecanismo de limitação definido pelo Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia. Esta limitação aplica-se ao serviço de banda de regulação secundária, mas deve ser agora aplicado ao serviço substituto – a banda de aFRR. O mecanismo prevê que a valorização do serviço de banda de aFRR fica limitada ao valor médio trimestral do serviço equivalente em Espanha. Esta verificação trimestral implica que, caso seja violada a limitação, os preços marginais de banda de aFRR são recalculados para o trimestre, observando cada um deles o limite do preço em Espanha ou de 120% do custo de produção de uma central a gás de referência.

Embora se admita que as condições do mercado de banda de regulação secundária atuais são muito diferentes daquelas que existiam à data da aprovação do referido despacho, a ERSE interpreta que a cessação da aplicação do ajuste de preço carece de revogação explícita do mecanismo de limitação pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

A este respeito, nota-se apenas que, na adaptação ao novo produto de banda de aFRR, foram consideradas modificações relativas a um eventual desalinhamento entre o produto em Espanha e em Portugal, fruto de uma implementação não simultânea do novo produto standard, em particular quanto à formação de um preço distinto para a banda a subir e a baixar. Tendo em conta o início da contratação de banda de aFRR em Espanha no dia 19 de novembro de 2024, a ERSE aprovou uma regra transitória[51] para aplicação ao limite de preço de banda de regulação secundária. Dado que, desde essa data, a contratação de banda de aFRR em Espanha considera a banda a subir e a baixar, ao contrário de Portugal, a regra transitória considera o máximo dos preços de banda em cada período de 15 minutos e em cada sentido de regulação verificados em

[51] A regra foi aprovada pela Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, aprovada na sequência da Consulta de Interessados n.º 7/2024.

Espanha como referência para o preço em Portugal. O mercado de banda de regulação secundária em Portugal tem atualmente desagregação de 15 minutos, embora com a restrição de preço e quantidade iguais para os períodos de 15 minutos em cada hora.

A partir do momento em que Portugal também contrate banda de aFRR, com a mesma desagregação de Espanha, o preço do serviço equivalente (como refere o Despacho) corresponderá diretamente aos preços marginais de banda em Espanha, para cada sentido de regulação e em cada período de 15 minutos.

Importa também referir que este mecanismo de limitação do preço de banda de aFRR apenas se manterá enquanto vigorar o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia. Este diploma está sob reavaliação pelo Governo português.

INCUMPRIMENTO DO SERVIÇO DE BANDA DE AFRR

O serviço de banda de aFRR é essencialmente um serviço de disponibilidade de potência, ativável pelo GGS, mediante a contratação de energia de aFRR, segundo a ordem de mérito da respetiva oferta de energia. Assim, o principal incumprimento imputável a uma Unidade Física que tenha contratado banda de aFRR é não ter essa potência disponível no período correspondente ou, por qualquer razão técnica, não estar ligada ao sinal do regulador central ou não seguir esse sinal. A banda contratada implica a obrigação de fazer ofertas de energia na respetiva plataforma, mas pode afastar-se esse motivo de incumprimento, considerando a possibilidade de o GGS colocar ofertas instrumentais em nome do BSP, caso falhe essa obrigação de colocação de ofertas. A ERSE assumiu a proposta do GGS para estas ofertas instrumentais de energia de aFRR, por insuficiência de ofertas feitas pelo BSP com banda contratada. No caso de a oferta instrumental de energia de aFRR não poder atingir o valor de banda de aFRR contratada, por limitações inerentes ao funcionamento da Unidade Física, o valor de potência em falta é considerado para efeitos de incumprimento de banda de aFRR.

Não obstante o mecanismo da oferta instrumental de energia de aFRR, o GGS verifica a disponibilidade efetiva de banda de cada Unidade Física com banda de aFRR contratada. Ou seja, o GGS monitoriza em permanência a margem de potência a subir ou a baixar que cada Unidade Física apresenta, comparando o seu programa de mercado e nível de potência instantânea com os respetivos máximos e mínimos técnicos. A não disponibilização da potência contratada em banda de aFRR implica a aplicação de penalidades por incumprimento de banda.

Os produtos de banda de aFRR e de energia são contratados separadamente, podendo unidades não contratadas em banda prestar o serviço de aFRR através de ofertas de energia de aFRR. Ainda assim, no caso das unidades contratadas em banda, existe uma ligação contratual entre os dois. Assim, a proposta do GGS para as regras de incumprimento considera a penalização por incumprimento de banda no caso de uma correspondente ativação de energia de aFRR ser incumprida, ou seja, no caso de falha de seguimento do sinal do AGC, ou ainda no caso de falha da ligação ao AGC para telerregulação.

A penalização por incumprimento tem carácter de incentivo (económico) à correta prestação do serviço contratado. Nesse sentido, a penalização deve assegurar um encargo para o agente superior à receita proporcionada pela contratação do serviço. No entanto, deve atender-se a que incumprimentos resultantes de incapacidade técnica manifesta da unidade física, temporária ou permanente, devem resultar na suspensão da habilitação da respetiva unidade para a prestação do serviço de aFRR, até que seja ultrapassada essa dificuldade. Essa incapacidade deve ser declarada pelo próprio agente de mercado, como indisponibilidade para o serviço. Neste contexto, assumiu-se um valor de penalização de 50%, mantendo a proposta do GGS, que coincide com o parâmetro em vigor. Não obstante, introduz-se um fator de penalização de 20% quando o incumprimento decorra de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado. Com esta diferenciação, promove-se a efetiva declaração de indisponibilidades pelos agentes e desagrava-se o efeito da penalização quando o incumprimento resulta de fatores não controláveis para o agente.

6.4 MERCADO DE ENERGIA DE AFRR

PRESTAÇÃO POR UNIDADE FÍSICA VS UNIDADE DE OFERTAS DE AFRR

O serviço de telerregulação é atualmente prestado por unidade física. A proposta de procedimento do serviço de aFRR prevê ainda a prestação do serviço em grupos de unidades físicas, propondo a designação de Unidade de Ofertas de aFRR. Esta Unidade de Ofertas de aFRR é distinta do conceito de área de ofertas, uma vez que deverá ser mais restritiva, composta unicamente de unidades físicas individualmente passíveis de habilitar para a prestação do serviço de aFRR (capazes de telerregular).

A prestação do serviço de aFRR em portfolio de unidades físicas implica adaptações aos requisitos técnicos exigíveis, desde logo com a necessidade de um centro de controlo do agente de mercado. Implica também adaptações do GGS, por exemplo, na medida em que a resposta esperada não tem uma tecnologia / característica técnica particular, mas antes resulta de um conjunto de tecnologias integradas na unidade de ofertas de aFRR. Considera-se que a utilização de projetos-piloto nesta área pode apoiar a definição dos requisitos e das particularidades da prestação de aFRR em portfolio. **Nesta medida, a ERSE propõe inscrever no MPGGS um prazo de 6 meses para apresentação pelo GGS de uma proposta de projeto-piloto para a prestação do serviço de aFRR em portfolio (ver Procedimento de Energia de aFRR).**

PROCESSO DE VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DE ENERGIA DE AFRR

A propósito da descrição do mercado de banda de aFRR, descreveu-se o processo pelo qual o GGS coloca ofertas instrumentais de energia de aFRR, em nome do BSP, para responder à banda contratada por esse BSP, para um determinado período de contratação. Esse mecanismo está limitado à potência exequível da unidade física.

O GGS aplica ainda um conjunto de regras de validação das ofertas de energia de aFRR, limitando a potência das ofertas no caso de ultrapassar a potência disponível na respetiva unidade física, seja por razões intrínsecas, seja por efeito de restrições técnicas e limitações aplicadas pelo GGS.

MECANISMO EXCECIONAL DE MOBILIZAÇÃO DE ENERGIA DE AFRR

O serviço de aFRR é visto como crítico para a segurança da operação do SEN, desde logo porque atua mais próximo do tempo real do que o mFRR e a RR. Nesse sentido, perante uma circunstância de insuficiência de ofertas de energia de aFRR, o GGS propõe um mecanismo de mobilização excecional que permita aceder a recursos adicionais de aFRR. Note-se que a insuficiência de ofertas pode resultar, por exemplo, de falhas no processo de apresentação de ofertas na plataforma (sem implicar indisponibilidade das unidades físicas prestadoras do serviço).

A ERSE acolheu a proposta do GGS, com alterações, propondo um mecanismo pelo qual o GGS pode mobilizar a potência exequível em unidades físicas habilitadas para aFRR, desde que sujeitas à obrigação da prestação do serviço nos termos do ROR. A mobilização será remunerada pelo preço marginal de aFRR mas não afeta a formação desse preço.

VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO SERVIÇO DE ENERGIA DE AFRR

As unidades físicas em serviço de telerregulação vêm o seu ponto de funcionamento resultar da soma da sua posição nos mercados organizados e contratação bilateral, ajustada pelas ativações em serviços de balanço ou para outros fins específicos[52] e, por fim, do sinal de telerregulação emitido pelo regulador central em função da ordem de mérito de aFRR.

O sinal de telerregulação correspondente à ativação de aFRR, como mencionado no parágrafo anterior, considera as rampas de potência características da unidade física mobilizada, de acordo com a respetiva habilitação para aFRR.

Atualmente, o Procedimento de Liquidação (vd. ponto 8.1 do Procedimento 22 do MPGGS em vigor) dispõe que a verificação do cumprimento das ativações de RR e de mFRR não se aplica quando a unidade física está a prestar o serviço de regulação secundária. Em vez disso, a verificação do correto seguimento do sinal de telerregulação inclui a soma algébrica dos ajustamentos das ativações de balanço em todos os serviços (e outros fins, como resolução de restrições). A ERSE adotou a proposta da REN para passar a incluir todas as áreas de ofertas no processo de verificação das ativações de RR e mFRR, mesmo que participem em aFRR. Para tal, a energia correspondente à resposta às ativações de aFRR deve ser deduzida dos valores medidos. Esta alteração facilita a prestação de serviços de sistema em portfolio, abandonando a exclusão de algumas áreas de ofertas do perímetro do BSP a verificar.

No procedimento proposto pelo GGS para a verificação da ativação de energia de aFRR, se a unidade física não atingir o *setpoint* de potência enviado pelo regulador central após 30 segundos no máximo, considera-se em falha de seguimento de sinal e em incumprimento. Esta margem de 30 segundos corresponde à tolerância de atraso no seguimento do sinal de telerregulação emitido pelo regulador central (AGC) e é bastante menos restritiva do que as condições do ensaio de habilitação de aFRR[53].

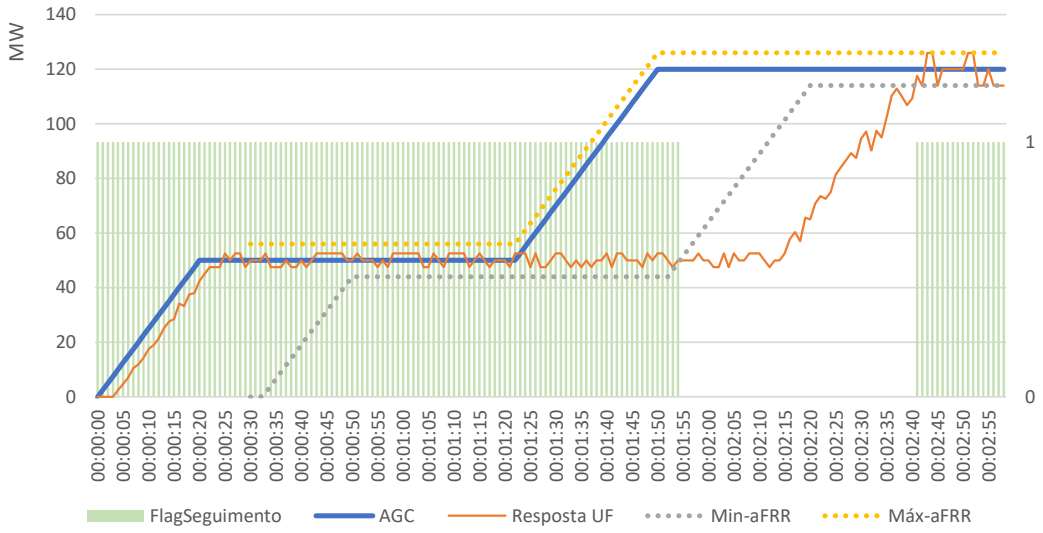
[52] Este ajuste corresponde, na prática, à repartição das ativações de RR e mFRR por unidade física, a qual é feita pelo GGS (ao contrário da repartição por unidade física do programa de mercado que é feita pelo agente de mercado). Esta repartição das ativações de reserva terciária é feita pelo GGS procurando não imputar as mesmas às unidades físicas a prestar o serviço de aFRR, de forma a manter a banda secundária disponível.

[53] O ensaio de habilitação prevê um tempo máximo de adiantamento de 2 segundos e de atraso de 10 segundos.

Adicionalmente, a verificação do incumprimento considera uma tolerância no valor de potência. Para este efeito, a tolerância corresponde a 5% da banda de telerregulação disponível da unidade física (e um mínimo de 2,5 MW).

A falha de seguimento do sinal do AGC, nos termos referidos, implica a passagem da flag de seguimento de sinal ao valor zero. A unidade física fica neste estado até que a potência volte a inserir-se dentro das margens de tolerância definidas. A Figura 6-6 ilustra o mecanismo de verificação de aFRR.

Figura 6-6 – Exemplo do funcionamento da verificação do cumprimento da ativação de aFRR



Quando há incumprimento, o GGS desconsidera as ofertas de energia de aFRR da unidade física respetiva e classifica-as como indisponíveis na plataforma europeia de aFRR, até retomar o estado ativo. A penalidade pelo incumprimento aplica-se à ativação da unidade física no período de 30 segundos com incumprimento, devolvendo a remuneração correspondente (agravada de 20%), se for uma receita do BSP. No entanto, como a penalidade por incumprimento de aFRR apenas reflete a remuneração desse serviço, importa incluir a unidade física no processo de verificação do cumprimento das ativações de RR e de mFRR. De facto, a ERSE propõe também a alteração do procedimento de liquidação, quanto à verificação do cumprimento das ativações de RR e mFRR, pela qual as áreas de ofertas que prestam aFRR mantém-se no perímetro do BSP a verificar, descontando a energia de cumprimento da ativação de aFRR.

6.5 PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

O princípio do Processo de Coordenação de Desvios (ou IN – *Imbalance Netting*), que usa a plataforma europeia IGCC (*International Grid Control Cooperation*), é minimizar ativações simultâneas de aFRR em sentido contrário pelos ORT participantes.

A essência deste conceito é a otimização da ativação de aFRR para todos os ORT participantes em tempo real, visando minimizar a ativação simultânea desta energia de balanço em direções opostas.

O IN envolve várias zonas de controlo potência-frequência e ao reduzir a utilização da energia de balanço de aFRR pelos ORT participantes é aumentada a eficiência económica e a segurança do sistema.

7 BANDA DIÁRIA DO PRODUTO STANDARD DE MFRR

A revisão do MPGGS aprovada na Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, implementou o produto standard de mFRR, de acordo com as regras estabelecidas na Decisão da ACER n.º 3/2020, de 24 de janeiro, que aprovaram o *mFRR Implementation Framework* em linha com o artigo 20.º do Regulamento EB.

A implementação do produto de energia de mFRR e a adesão à plataforma europeia do mFRR (MARI) são obrigatórias. No caso do produto standard de capacidade de mFRR, cujas características foram estabelecidas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, não existe uma plataforma europeia de contratação, pelo que o mercado de banda de mFRR é de âmbito nacional (ou regional).

A presente revisão do MPGGS propõe introduzir esse mercado de capacidade de mFRR, para o dia seguinte. Note-se que o ROR (art. 50.º) define que o GGS implementa os produtos de energia e de capacidade para os serviços de balanço normalizados.

7.1 MERCADO DE BANDA DIÁRIA DE MFRR

O Regulamento EB não exige a construção de mercados únicos europeus de troca de capacidade de balanço, ao contrário da energia de balanço. No entanto, os artigos 33.º e 38.º do Regulamento EB permitem que dois ou mais ORT, numa base voluntária, estabeleçam regras e processos comuns para trocar capacidade de balanço ou partilhar reservas (RR, mFRR ou aFRR). Neste sentido, a ACER aprovou regras harmonizadas para os produtos standard de capacidade, em concreto na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho[54].

Quer porque não existe qualquer obrigação de criação de plataformas europeias de capacidade de balanço, quer porque os produtos de energia estão fortemente padronizados, os requisitos de harmonização de produtos de capacidade de balanço são menos detalhados. A eventualidade de vir a construir um processo de contratação inter-fronteiras de capacidade de mFRR aconselha a

[54] *Methodology for a list of standard products for balancing capacity for FRR and RR, in accordance with Article 25(2) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*.

definição e disponibilização pelo GGS do produto de capacidade diária de mFRR com características *standard*.

NECESSIDADES DE BANDA DE DIÁRIA DE MFRR

Tal como referido a propósito da Banda de aFRR (vd. ponto 6.3 deste documento), nos termos do Regulamento SO (art. 157.º), o dimensionamento das necessidades de banda de FRR, a colocar pelo GGS nos mercados de contratação, devem seguir uma metodologia aprovada pela ERSE. Esta metodologia deve determinar, quer as necessidades totais de FRR a contratar, quer a relação entre os produtos de mFRR e aFRR.

Para garantir a segurança da rede de transporte, os ORT podem contratar capacidade de balanço aos prestadores de serviços de balanço (BSP). A quantidade de capacidade de balanço contratada representa a obrigação dos BSP de colocarem ofertas de energia de balanço na mesma quantidade e de fornecer energia de regulação em tempo real, de acordo com as necessidades do ORT. É por isso que a contratação de capacidade de balanço é efetuada antes do mercado da energia de regulação.

Os volumes de capacidade de balanço que cada ORT adquire para garantir reservas suficientes para fazer face aos desvios em tempo real dependem do dimensionamento das necessidades feito pelo ORT. Os ORT devem garantir que essas reservas estejam disponíveis para ativação, tendo em conta o congestionamento interno ou as restrições de segurança operacional na zona de programação do ORT.

No futuro, os ORT (e.g. do SWE) podem vir a trocar capacidade de balanço ou a partilhar reservas, desenvolvendo uma cooperação tal como a prevista no artigo 38.º do regulamento EB e adquirir conjuntamente capacidade de regulação não só na sua zona respetiva, mas em toda a região. Para este efeito, o regulamento prevê a definição de produtos normalizados para a capacidade de balanço que todos os ORT da cooperação em causa devem apresentar à sua função comum de otimização da contratação de capacidade. Para o efeito, a consideração da capacidade interzonal é definida em metodologias em conformidade com os artigos 40º a 42º do regulamento EB.

A modificação da tipologia do parque electroprodutor do SEN, em grande parte motivada pela transição energética, e o aumento muito importante da variabilidade da nova potência ligada à

rede, provoca maiores necessidades de banda de FRR (a banda de reserva secundária aumentou recentemente em Portugal) e maior mobilização de serviços de balanço. Em simultâneo, a dinâmica da eletrificação da economia pode aumentar as pontas de consumo, pelo que são precisas novas ferramentas para promover a participação de novos agentes com recursos flexíveis de produção, consumo e armazenamento.

As tendências de evolução referidas também aumentam a probabilidade de situações de excesso de injeção na rede. Quando, nesta circunstância, os recursos que participam no mercado de serviços de sistema ficam esgotados, o GGS tem de recorrer ao deslastre de produção renovável (*curtailment*). É, assim, uma consequência natural da transição energética que o sistema elétrico precise de maiores quantidades de reservas de balanço.

O atual produto de Banda de mFRR é um produto específico, tendo sido introduzido para complementar a reserva operacional do SEN, por razões de segurança de abastecimento[55]. Uma das características que se salientam do produto específico de Banda de mFRR é a contratação ser feita através de leilões de horizonte anual, trimestral e mensal. Esta forma de contratação dificulta a participação de agentes com recurso renovável e elevada variabilidade.

Pelo contrário, a introdução deste produto *standard* de capacidade diária de mFRR para o dia seguinte (D+1) e desagregado em períodos de 15 minutos e por sentido de regulação, permite:

- Promover a participação de renováveis e armazenamento.
- Aumentar a atratividade dos serviços de sistema para novos prestadores.
- Reduzir a volatilidade dos preços de energia de balanço.
- Assegurar um aumento do volume de ofertas de energia de balanço em situações pontuais de escassez.

Apesar de a banda diária de mFRR visar o aumento da disponibilidade e liquidez[56] das ofertas de serviços de balanço e, por essa via, promover a integração nas plataformas europeias de balanço

[55] O MPGGS refere: "caso os estudos de segurança do abastecimento, realizados de acordo com os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SEN, evidenciem a existência no SEN de índices de cobertura probabilístico da ponta (ICP) inferiores à unidade e as análises de reserva operacional revelem um LOLE (*Loss of Load Expectation*) superior a 5 horas/ano(1), ou caso outros estudos realizados de acordo com o Procedimento 21 do presente Manual de Procedimentos evidenciem risco de falha do abastecimento".

[56] A existência de mais ofertas nos mercados de balanço reforça a concorrência e limita a ocorrência de picos de preço.

(MARI – mFRR e PICASSO – aFRR), refere-se que o GGS deverá ter à disposição ofertas de reservas de FRR (e RR) nacionais suficientes para assegurar as necessidades do SEN.

Com a criação dos mercados de capacidade diária de aFRR e mFRR, a informação disponibilizada aos agentes de mercado, nomeadamente sobre a sua disponibilidade, de forma simultânea e transparente, promoverá uma concorrência efetiva e a não discriminação, aumentando a sua eficiência e maior transparência sobre a formulação dos respetivos custos.

Os mercados de banda de aFRR e mFRR permitirão igualmente às renováveis obter receitas importantes nas situações em que o preço do mercado diário e intradiário seja próximo de 0 €/MWh, assegurando que a sua operação contribui para a segurança da operação do SEN e para uma descarbonização eficiente em termos económicos.

CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS DE CAPACIDADE DE MFRR PARA D+1

As características das ofertas de Banda diária de mFRR são as previstas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, relativas a produtos normalizados de capacidade de balanço e que são, nomeadamente, as seguintes:

Tabela 7-1 – Características das ofertas de banda diária de mFRR

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/h, com resolução de 0,01 (€/MW)/h
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a descer

Tabela 7-2 – Características adicionais do produto de Banda diária de mFRR

Caraterística	Descrição						
Produto mFRR	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7
Período de validade	15 minutos		1 hora		4 horas	1 dia	1 semana
Duração mínima entre o fim do período de desativação e a ativação seguinte	0	0-8 horas	0	0-8 horas	0	0	0

As características das ofertas de Banda diária de mFRR definidas para além das previstas no produto *standard* da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, são as seguintes:

Tabela 7-3 – Características complementares do produto de Banda Diária (capacidade) de mFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição
Período de contratação	15 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por BSP

Qualquer BSP com Unidades Físicas pré-qualificadas para a prestação de energia de mFRR pode submeter ofertas de banda diária de mFRR. As ofertas são feitas por agente BSP, sem identificação das Unidades Físicas participantes.

PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA DIÁRIA DE MFRR

A contratação de Banda diária de mFRR é feita numa plataforma nacional, implementada pelo GGS.

Verificando-se o fecho do mercado de banda de aFRR depois do fecho do mercado diário, propõe-se que o fecho do mercado de banda de mFRR ocorra depois do fecho do mercado de banda de aFRR. Desta forma contrata-se primeiro a banda de aFRR, com maior valor, guardando para momento posterior a banda de mFRR que faz o fecho das necessidades de reserva.

Tendo em conta o anúncio da banda a contratar pelo GGS, os BSP colocam as ofertas de banda agregada na plataforma. Na sequência, a plataforma determina as ofertas de banda encontradas, considerando a divisibilidade das ofertas e uma tolerância de ±5% entre a necessidade e a banda contratada em cada período.

Os BSP têm a possibilidade de transferir ofertas de banda de mFRR caso estabeleçam acordos de transferência de banda de mFRR nesse sentido. As ofertas de banda contratadas pelo GGS podem assim ser substituídas por ofertas de outros BSP, através de apresentação de um pedido de transferência pelo agente de mercado ao GGS. Esta deve aceitar os pedidos de transferência desde que seja tecnicamente válido, mantendo-se os restantes parâmetros da oferta contratada.

O preço da Banda diária de mFRR corresponde à oferta marginal em cada período de contratação.

INCUMPRIMENTO DO SERVIÇO DE BANDA DIÁRIA DE MFRR

O serviço de Banda diária de mFRR é essencialmente um serviço de disponibilidade de potência, ativável pelo GGS, mediante a contratação de energia de mFRR, segundo a ordem de mérito da respetiva oferta de energia. Assim, o principal incumprimento imputável a um BSP que tenha contratado Banda diária de mFRR é não ter essa potência disponível no período correspondente e/ou não apresentar as ofertas correspondentes no mercado de energia de mFRR. Ter Banda diária de mFRR contratada implica a obrigação de fazer ofertas de energia de mFRR com ativação direta na respetiva plataforma.

Os produtos de Banda diária de mFRR e de energia são contratados separadamente, podendo unidades físicas não contratadas em banda oferecer energia de mFRR. Ainda assim, no caso das unidades contratadas em banda, existe uma ligação contratual entre os dois.

A penalização por incumprimento tem carácter de incentivo (económico) à correta prestação do serviço contratado. Nesse sentido, a penalização é aplicada quando, para um dado período de contratação e sentido de regulação, o conjunto de ofertas de energia colocadas pelo BSP seja menor do que a banda contratada. Essa diferença será então valorizada ao respetivo preço marginal, acrescido de um fator de penalização. Neste contexto, assumiu-se um fator de penalização de 50%, mantendo a proposta do GGS. Não obstante, introduz-se um fator de penalização de 20% quando o incumprimento decorra de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado. Com esta diferenciação, promove-se a efetiva declaração de

indisponibilidades pelos agentes e desagrava-se o efeito da penalização quando o incumprimento resulta de fatores não controláveis pelo agente.

Prevê-se ainda uma regra de prioridade ao cumprimento do produto da banda específica de mFRR. Essa regra reserva as ofertas do BSP no produto de energia de mFRR com ativação direta, em primeiro lugar, para o cumprimento da banda específica, e só depois, para satisfação da banda diária de mFRR. Em resultado, o BSP que não coloque a totalidade de ofertas de energia de mFRR correspondentes à banda contratada (diária e específica), será primeiro penalizado na banda diária e só depois na banda específica.

8 MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO DE PRODUÇÃO

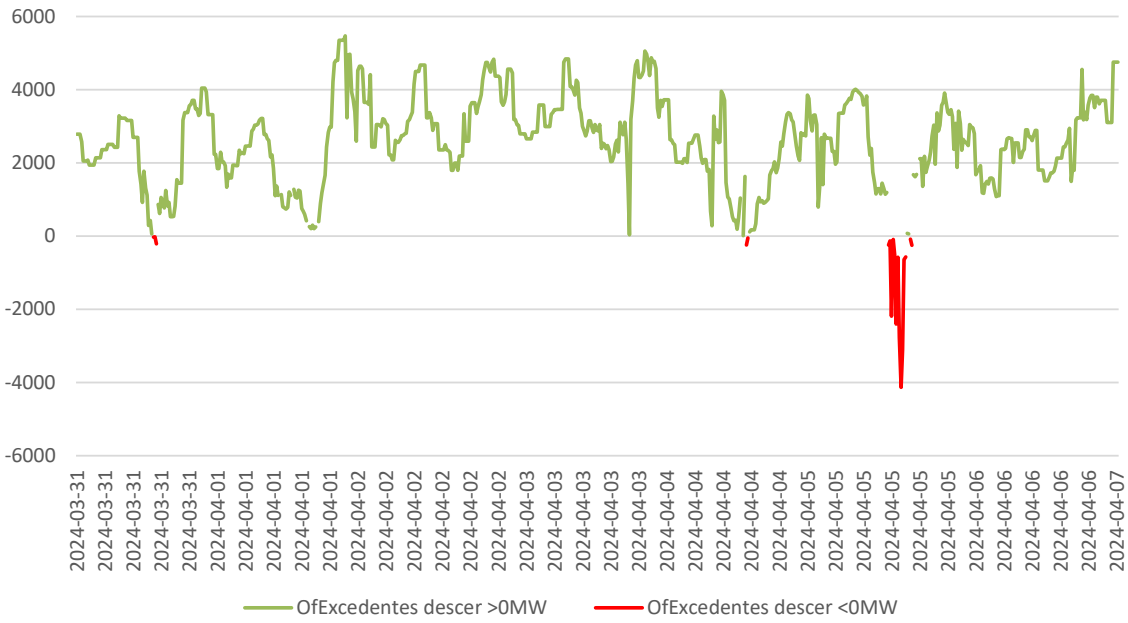
O ROR definiu um mecanismo de controlo da injeção na rede por unidades físicas não-habilitadas (art. 40.º). O mecanismo aplica-se às unidades físicas não-habilitadas, i.e., às unidades que não estejam ao abrigo de regimes de tarifa garantida e que não participem nos mecanismos de balanço. Importa notar que enquanto as unidades físicas habilitadas devem apresentar ofertas de energia nos mercados de balanço, as unidades físicas com tarifa garantida estão abrangidas pelo Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia.

Cabe ao MPGGS regulamentar o mecanismo, tornando exequível e clara a forma de seleção e envio de instruções de despacho para redução da potência injetada na rede, às unidades físicas não-habilitadas e sem tarifa garantida. Assim, apresenta-se uma proposta de um novo procedimento com este objetivo.

O mês de abril de 2024 foi particularmente elucidativo na explicitação desta realidade, tendo-se observado vários dias em que o desvio de produção renovável foi muito elevado (fator para o qual contribuiu a ocorrência de preços nulos ou negativos no mercado grossista) e em que o GGS esgotou as ofertas de reserva a baixar, quer de RR (as quais incluem troca de energia de balanço com os ORT participantes na plataforma europeia TERRE), quer de mFRR. Nestes dias, o equilíbrio produção-consumo apenas foi assegurado com recurso às instruções de redução de produção dos produtores renováveis com tarifa garantida, ao abrigo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro. Ora, o segmento de produtores em crescimento é o de produtores em regime de mercado, com destaque para a produção não-habilitada. Por essa razão, e também para garantir a participação de todas as unidades físicas no equilíbrio de frequência, como resulta da lei[57], é essencial concretizar o mecanismo de controlo de injeção pelas unidades físicas não-habilitadas.

[57] O art. 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, refere que, «Por razões de segurança de abastecimento, os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA» devem assegurar ao GGS o «acesso, através dos seus sistemas informáticos, a um conjunto de medidas em tempo real, bem como a possibilidade de envio de comandos para controlo das variáveis elétricas».

Figura 8-1 – Ofertas de mFRR [MW] sobrantes face às necessidades colocadas pelo GGS



REQUISITOS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE DAS UNIDADES FÍSICAS

O mecanismo tem como elemento essencial o cumprimento dos requisitos básicos de observabilidade e de controlabilidade, definidos pelo GGS, que incluem a integração da instalação no SCADA do GGS. Estes requisitos incluem a capacidade de trocar dados com o GGS em tempo real, seja para transmitir o estado de funcionamento da instalação, seja para receber *setpoints* de potência, no caso de atuação do mecanismo.

Existem casos de unidades físicas em mercado que não cumprem os requisitos de integração no SCADA e de receção de instruções de despacho, por exemplo, por não terem sido sujeitas a essa obrigação no momento do licenciamento e, mais recentemente, terem passado para regime de mercado por fim da vigência do regime de tarifa garantida. No total, o GGS estima que cerca de 4 GW de potência (de ligação) de centros eletroprodutores eólicos e fotovoltaicos acima de 1 MW não esteja integrada no SCADA, o que complica significativamente a gestão do equilíbrio de produção e consumo pelo GGS. Para essas unidades físicas, em particular as que estejam em regime de mercado, é estabelecido um período transitório de adaptação ao novo quadro legal e regulamentar, prevendo a obrigação de instalação dos equipamentos necessários no prazo de 18 meses, salvo se o Regulamento das Redes vier a dispor de modo diferente. Por uma questão de

proporcionalidade, para os produtores que tenham migrado para regime de mercado, por fim da vigência do regime de tarifa garantida, a obrigação apenas se aplica às unidades físicas com potência instalada superior a 10 MW (Vd Figura 3-1).

A definição dos requisitos operacionais de observabilidade e controlabilidade aplicáveis às Unidades Físicas não-habilitadas foi incluída no Procedimento 3 sobre Unidades Físicas, sendo descrita no capítulo 3 deste documento justificativo.

SELEÇÃO DAS UNIDADES FÍSICAS SUJEITAS À OBRIGAÇÃO DE REDUZIR A INJEÇÃO NA REDE

O ROR determina que o mecanismo de controlo de injeção deve respeitar critérios de equidade e igualdade de tratamento das várias unidades físicas, quanto à sua responsabilidade pelo equilíbrio do sistema elétrico.

A ERSE tomou a proposta do GGS para os critérios de seleção das unidades físicas não-habilitadas, os quais estabelecem a seguinte ordem de prioridades:

1. Unidades físicas não-habilitadas em desvio por excesso, face à repartição do programa comunicada ao GGS. Estas unidades físicas estão a injetar mais energia na rede do que a correspondente ao seu programa, sendo contribuintes claras para o desvio do sistema.
2. Unidades físicas sujeitas a obrigação de oferta de energia de regulação a baixar (p.e. a potência de reequipamento), mas que não tenham feito ofertas nos respetivos mercados de regulação (RR e mFRR). Estas unidades físicas têm uma obrigação que advém da própria licença de colocar ofertas para baixar nos mercados de balanço. Ao incumprir essa obrigação, justifica-se que sejam consideradas prioritariamente na mobilização pelo GGS.
3. As restantes unidades físicas não-habilitadas, de acordo com um rateio da potência injetada na rede. O método de rateio assegura a contribuição proporcional das várias unidades físicas.

O MPGGS proposto considera ainda a possibilidade de o GGS vir a definir um limiar de relevância para a participação prioritária neste mecanismo. Este limiar destina-se a melhorar a eficácia e simplicidade do mecanismo, retirando do rateio as unidades de menor dimensão, cujo contributo acaba por ser menos relevante para o equilíbrio desejado. Este limiar apenas deve ser definido pelo GGS se verificar dificuldades de implementação ou de fiabilidade na aplicação generalizada às unidades físicas não-habilitadas.

O mesmo critério de seleção é aplicado no caso de mobilização do mecanismo para efeitos de resolução de congestionamentos[58], com a particularidade de apenas serem elegíveis as unidades físicas que, pela sua localização geográfica, contribuem para aliviar o congestionamento previsto ou verificado.

Importa clarificar que, para as instalações com acesso com restrições (nos termos do artigo 8.º do RARI), a eventual ativação para resolução de congestionamentos se processa no quadro da resolução de restrições técnicas, ou de mecanismo equivalente, significando que o horizonte dessa atuação é anterior ao mecanismo de controlo de injeção na rede.

LIQUIDAÇÃO E PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DAS INSTRUÇÕES DE DESPACHO

Como decorre do ROR, as instruções de despacho para redução da injeção da rede neste contexto não geram encargos nem receitas para os respetivos agentes de mercado. Desta forma, é possível envolver estas unidades físicas sem colocar em causa os resultados do mercado diário. Esse é também o princípio de funcionamento dos mercados de serviços de sistema.

Em consequência, a instrução para redução da injeção na rede apenas se reflete no ajustamento da posição de desvio do BRP, não implicando qualquer preço de energia a baixar.

No entanto, no caso de a unidade física incumprir a respetiva instrução de despacho, importa manter um mecanismo de penalização dos comportamentos do produtor, além de evitar que venha a receber por conta desse desvio por excesso.

A proposta de metodologia de penalização por incumprimento da instrução de despacho apura a penalidade com base na energia em incumprimento, em cada período de liquidação de desvios, aplicando-a ao respetivo BRP. A valorização da energia é indexada ao preço de desvio por excesso.

Quando o preço de desvio por excesso for negativo (refletindo grande excesso de produção no sistema), o desvio implicado pelo incumprimento já dá origem a um pagamento do BRP. Neste caso, a penalidade assume o preço de desvio por excesso.

[58] Importa referir que as ações de redespacho a descer, previstas neste mecanismo, apenas acontecem após o esgotamento das ofertas nos mercados de resolução de restrições ou equivalentes. Tratando-se de redespachos a descer (reduzir) a produção, o produtor mantém a respetiva remuneração apurada no programa do mercado grossista, sendo o BRP imunizado da ordem de redução de injeção.

No entanto, se o preço de desvio por excesso for positivo, o desvio implicado pelo incumprimento dá origem a um recebimento pelo BRP. Neste caso, a penalidade assume o dobro do preço de desvio por excesso, permitindo anular o recebimento por desvio e acrescentando um valor penalizador.

RELATÓRIO ANUAL SOBRE REDESPACHOS

Em linha com o artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, prevê-se a entrega pelo GGS à ERSE, de um relatório anual sobre a utilização de ações de redespacho, seja através de mecanismos de mercado, seja através do mecanismo de controlo de injeção. Este relatório deve avaliar a materialidade das restrições de rede com impacto direto no mercado e na produção renovável, bem como as ações tomadas pelo GGS e pelo ORT para minimizar este impacto. Este relatório é referido no Procedimento relativo ao mecanismo de resolução de restrições técnicas internas.

9 REGRAS APLICÁVEIS AOS DESVIOS

A Diretiva n.º 23/2022 de 13 de dezembro, teve por objetivo principal a implementação da metodologia europeia harmonizada para o tratamento de desvios, com prazo de outubro de 2023 e que decorre da Decisão n.º 18/2020 (ISH - Imbalance Settlement Harmonization) da ACER, de 15 de julho de 2020. A Decisão ACER n.º 18/2020 foi tomada no âmbito do Regulamento EB.

No entanto, só com a implementação do produto normalizado de mFRR, aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, o GGS veio a implementar a metodologia harmonizada de desvios, aprovada em dezembro de 2022 e com prazo de outubro de 2023, e cuja entrada em funcionamento coincidiu com o início do funcionamento da plataforma nacional de mFRR, em março de 2024. As alterações que implementam a Decisão ACER n.º 18/2020, relativa à harmonização da metodologia de tratamento dos desvios, incluíram, nomeadamente, por cada ISP:

- A determinação e valorização dos desvios dos BRP;
- A determinação do preço de desvio.

No que diz respeito ao cálculo dos desvios dos BRP, é de salientar o cálculo dos Ajustamentos de Desvio que correspondem às mobilizações das energias dos serviços de balanço, RR e FRR, à resolução de restrições técnicas, a eventuais reduções na capacidade de interligação e alocações entre BRP, devido a ações de redespacho pelo GGS tal como estabelecido no Procedimento da Liquidação.

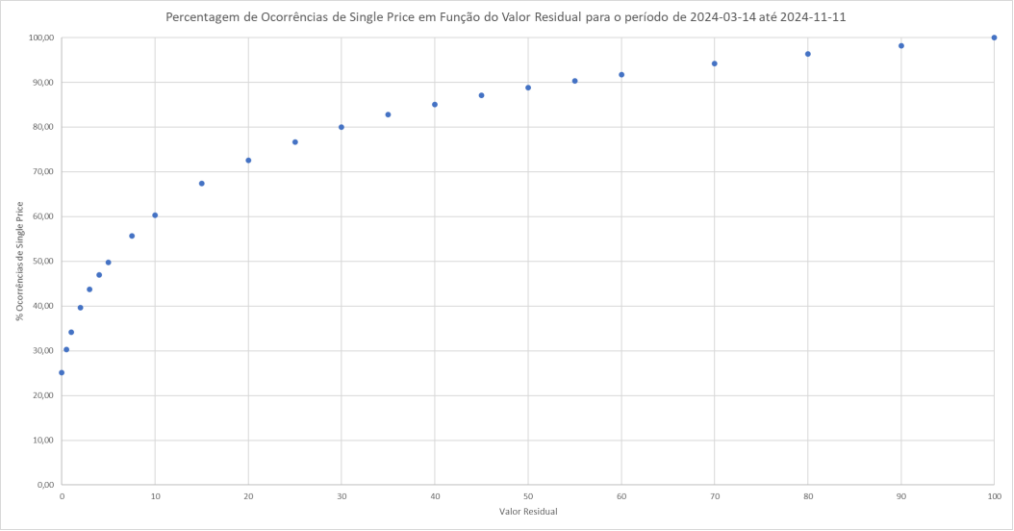
A presente proposta de MPGGS densifica a participação das Unidades Físicas Agregadas, promovendo a participação nos serviços de balanço de unidades com menos de 1 MW, mobilizadas em agregação. De entre os modelos existentes é de salientar a proposta de não ajustar as UF Agregadas para desvio, permitindo em contrapartida que as unidades físicas dentro de cada uma delas possam estar ligadas a diferentes BRP. A discussão deste modelo, considerado válido enquanto forem reduzidas as mobilizações das UF Agregadas, é tida em detalhe no Capítulo 5 do Documento Justificativo.

No que diz respeito ao cálculo do preço do desvio, de acordo com a Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 de julho, o MPGGS em vigor estabelece que o GGS aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação em que existam ativações de reservas de

restabelecimento da frequência nos dois sentidos. Em contrapartida, o GGS aplica a metodologia de preço único para o desvio, sempre que no período de liquidação apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, ou aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência no sentido contrário.

A REN propõe que este valor residual seja de 0%, com a justificação da minimização dos custos de neutralidade do GGS. A REN acrescenta que, no período de 14 de março a 11 de novembro de 2024, só houve ativações de mFRR e aFRR num sentido em 25% do tempo e simulou o efeito da definição do valor residual na definição do preço único ou preço dual de desvio, conforme mostrado na figura seguinte.

Figura 9-1 – Percentagem de Ocorrências de preço único em função do valor residual



Fonte: GGS

O modelo previsto na regulamentação europeia a implementar é o de preço único. A implementação, em março de 2025, do mercado intradiário com um MTU de 15 minutos, permitirá aos agentes uma gestão mais cuidadosa das suas posições, resultando em valores inferiores de desvios e potencialmente numa redução adicional do número de intervalos com mobilizações de reservas em sentido contrário.

Neste quadro e tendo presente a informação enviada pelo GGS, a ERSE propõe que este valor residual seja de 10%. Considera-se que é reduzido o risco de desfasamento entre receitas

cobradas aos agentes em desvio e custos de compensação de desvios a imputar aos encargos de regulação.

No entanto, mantém-se a solicitação ao GGS da apresentação de um estudo sobre a aplicação de preços duais ou único de desvio. Acrescentou-se uma obrigação de apresentação de uma análise de impactes sobre a aplicação da regra de não correção dos desvios associados a ativações de Unidades Físicas Agregadas.

De acordo com o Regulamento EB, o período temporal do cálculo dos desvios e da negociação nos mercados diário e intradiário deve ser de 15 minutos, salvo derrogação das entidades reguladoras, até 31 de dezembro de 2024.

A regulamentação europeia prevê um desenho de mercado, no qual os operadores de mercado nomeados (NEMO) devem proporcionar aos participantes nos mercados diário e intradiário a oportunidade de realizar transações de energia elétrica em intervalos de tempo pelo menos tão curtos quanto o período de liquidação de desvios (vd. artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/943).

Não obstante, segundo informação do NEMO do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), o início da operação do mercado intradiário com períodos (MTU) de 15 minutos deve ocorrer apenas em de março de 2025. No que diz respeito ao mercado diário, prevê ainda o NEMO do MIBEL que a operação em períodos de 15 minutos se poderá iniciar posteriormente.

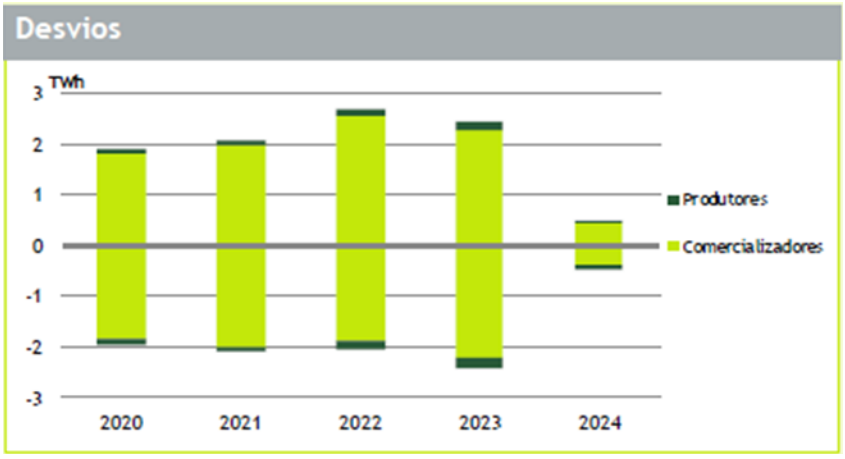
Perante esta situação, existiria um período temporal (em princípio, um trimestre) com desfasamento entre o período de liquidação de desvios (ISP, de 15 minutos) e o período de negociação do mercado organizado (MTU, de 60 minutos nos mercados diário e intradiário), o que, tendencialmente, provocaria o acréscimo do volume de desvios dos agentes de mercado, por dificuldades de adaptação de programas com MTU horário a um ISP quarto-horário.

Face à curta duração do período em causa, considerando que o esforço de implementação de medidas mitigadoras por parte do ORT e dos agentes de mercado para minimizar os referidos desvios, apresentaria uma relação benefício/custo reduzida, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, agora integrada no MPGGS, prorrogando o período de cálculo do ISP em 1 (uma) hora até que o mercado intradiário ou o mercado diário iniciem a operação com um MTU de 15 minutos (previsivelmente, até ao fim de março de 2025).

10 IMPUTAÇÃO DOS ENCARGOS DE REGULAÇÃO

A volatilidade e incerteza intrínsecas do consumo conduzem à necessidade de manter e ativar reservas de balanço, para garantir o equilíbrio de produção-consumo a todo o tempo. No entanto, o crescimento da produção renovável não-despachável, ou melhor, de recurso variável, tem vindo a aumentar a imprevisibilidade também do lado da produção, contribuindo cada vez mais para necessidades de reserva e de energia de balanço. A Figura 10-1 ilustra o contributo para os desvios do sistema, separado por consumo e produção, revelando a grande responsabilidade do consumo, mas também um contributo da produção com ligeiro crescimento.

Figura 10-1 – Evolução dos desvios de programação da produção e do consumo



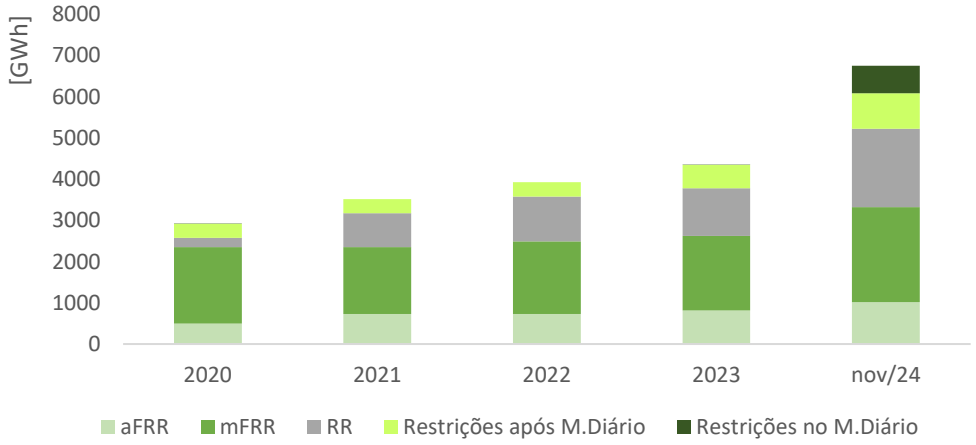
Fonte: REN, Síntese do Mercado de Eletricidade - fevereiro 2024

Espera-se que a transição energética, concretamente o incremento da produção de origem renovável descentralizada e de pequena dimensão, implique um aumento de atividade da gestão do sistema, para fazer face a um sistema elétrico com maior número de participantes, menos capacitado[59], e com fluxos de energia menos previsíveis. A gestão dos desvios de consumo e de produção, mas também a resolução de congestionamentos de rede mais frequentes, aponta para uma expectativa de incremento da contratação de serviços de sistema pelo GGS. A Figura 10-2 denota um crescimento consistente da mobilização de energia pelo GGS no âmbito dos serviços de sistema. A mesma tendência observa-se no custo unitário dos serviços de sistema, seja por

[59] No sentido em que agentes de menor dimensão têm menos recursos para otimizar modelos de previsão da produção ou para assegurar uma negociação em contínuo nos mercados que permita ajustar com rigor o programa de produção e de mercado.

transferência do preço de energia no mercado diário e intradiário, seja pela maior necessidade de ativação de serviços de sistema.

Figura 10-2 – Evolução da energia transacionada no mercado de serviços de sistema

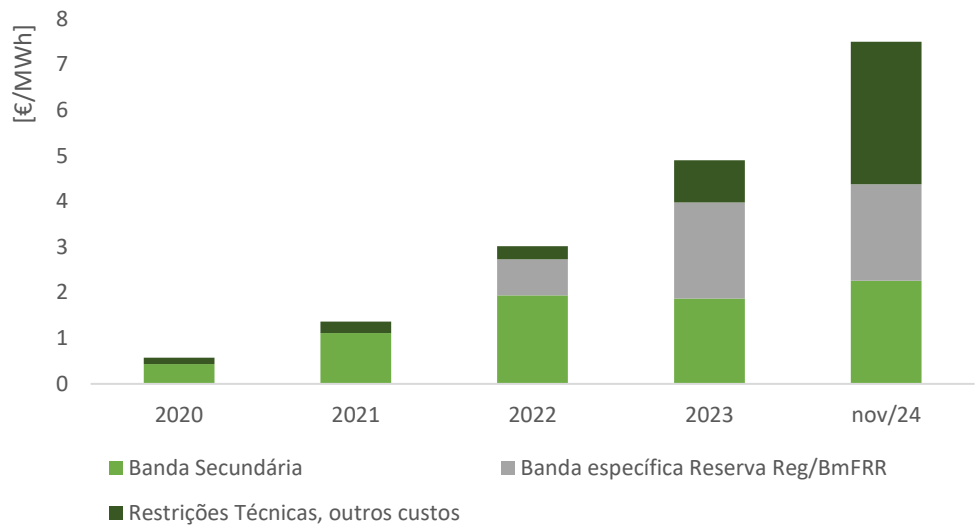


Fonte: dados REN, Síntese do Mercado de Eletricidade - novembro 2024

Os encargos com a regulação do SEN resultam do valor líquido de custos e receitas do GGS com os serviços de sistema. Parte destes encargos – os que resultam da ativação de serviços de balanço para repor o equilíbrio de produção-consumo - são diretamente imputados aos desvios dos BRP (agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios). Nessa medida, são imputados numa lógica de utilizador-pagador, i.e., aos agentes que induziram a necessidade que originou o custo. A restante parte dos encargos de regulação resulta nomeadamente da contratação de serviços de banda, ou disponibilidade, necessários a assegurar a segurança da operação, ou da resolução de restrições técnicas. Este tipo de custos não está associado aos desvios, mas antes à utilização mais geral do serviço da gestão do sistema, sendo, por isso, socializados por todo o consumo.

Atualmente, os encargos de regulação são imputados ao consumo levado a mercado organizado, ou seja, às carteiras de comercialização, em cada hora. A Figura 10-3 apresenta o valor médio dos custos com desvios e com os restantes encargos de regulação.

Figura 10-3 – Evolução do sobrecusto de comercialização com os encargos de regulação do SEN



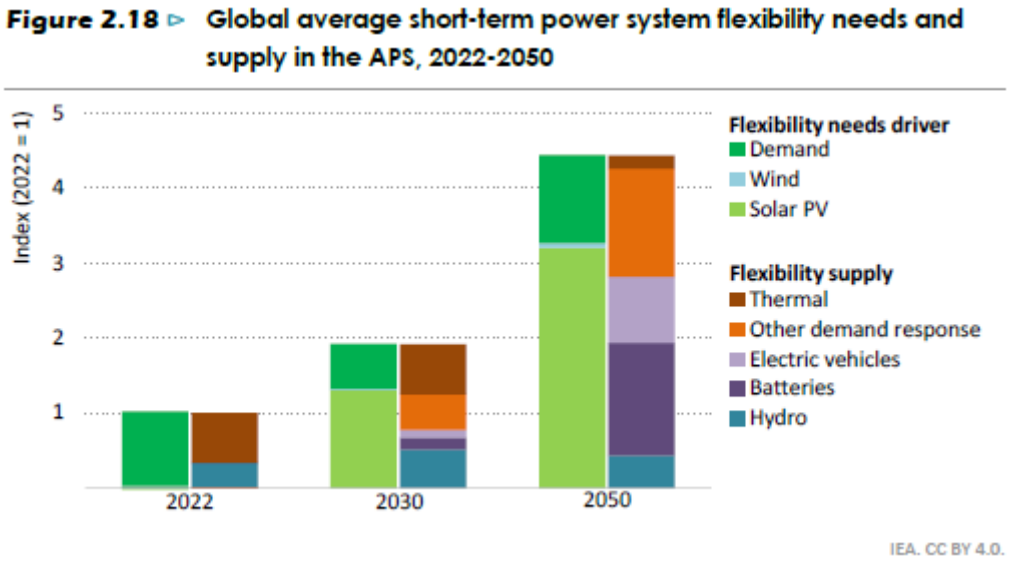
Fonte: dados REN, Síntese do Mercado de Eletricidade - novembro 2024

Conforme referido na secção 6.1 deste documento, o GGS aumentou já em 2024 as necessidades de contratação de banda de regulação secundária, para fazer face à volatilidade crescente dos desvios e redução da potência convencional presente no mix de produção, desalojada por produção renovável (solar, eólica) não participante nos serviços de sistema.

Esta evolução das necessidades de reserva no sistema, denota uma alteração gradual que resulta da transição energética. Note- se, a propósito, a referência da Agência Internacional de Energia (AIE) sobre as necessidades de flexibilidade, segundo a qual o aumento da quota de eólica e solar fotovoltaica aumenta a variabilidade da carga residual[60], enquanto a eletrificação de novas utilizações finais de energia (aquecimento, transporte e processos industriais) aumenta as pontas de consumo. Segundo a AIE, estas duas tendências aumentam as necessidades de flexibilidade do sistema elétrico, com especial impacte sobre a flexibilidade de curto prazo (vd. Figura 10-4).

[60] O conceito de carga residual corresponde ao valor da carga total descontada da produção a partir de recursos renováveis "não-despacháveis", tradicionalmente, a energia solar fotovoltaica e eólica. Esta carga residual é a que tem de ser satisfeita pelos meios de produção ditos "despacháveis".

Figura 10-4 – Necessidades de flexibilidade de curto prazo projetadas para o sistema elétrico



Fonte: AIE, 2024, Batteries and Secure Energy Transitions[61]

Foi neste quadro que a ERSE discutiu uma evolução da forma de repercussão dos encargos de regulação, durante a Consulta Pública n.º 113, em 2023. O ROR (art. 48.º, n.º 11) estabelece que «os encargos com os serviços de sistema não imputados aos desvios devem ser tendencialmente suportados pelos utilizadores não ativos no mercado de serviços de sistema». O ROR (n.º 10 do mesmo artigo) determina ainda que «Os processos de liquidação dos serviços de sistema devem […] Fornecer incentivos aos agentes de mercado habilitados para oferecerem e prestarem serviços de balanço». No Relatório da Consulta Pública n.º 113 relativo ao ROR, a ERSE clarificou que a concretização deste princípio geral deveria ser justificada e discutida, bem como ponderar razões de ordem prática.

A presente proposta de alteração do MPGGS discute uma alteração ao modelo de repercussão dos encargos de regulação não associados aos desvios. Em concreto, a proposta inclui a produção na responsabilidade por esses encargos, na medida em que induza custos de serviços de sistema.

[61] «Most of the projected increase in short-term flexibility needs worldwide is driven by the growth of solar PV, which, with its pronounced daily cycle, increases the hourly variability of the net load. The increase in the variation of demand is the second-biggest driver: wind is less variable than solar over short periods of time and thus does not contribute as much to the overall increase in short-term flexibility needs. In the APS, for example, average global short-term flexibility needs double by 2030, driven largely by a tripling of global solar PV capacity and a 26% increase in annual electricity demand. These flexibility needs subsequently increase 4.5-fold by 2050 from their current level.»

A proposta apresentada assenta em três pilares: o aumento da base elegível para repercussão dos encargos de regulação, nomeadamente responsabilizando a produção que não participa nos mercados de serviços de sistema; a definição de isenções como exceção ao princípio geral; e a forma de imputação desses encargos.

AS INSTALAÇÕES NÃO PRESTADORAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA DEVEM SER INCLUÍDAS NA RESPONSABILIZAÇÃO PELOS ENCARGOS DE REGULAÇÃO

As instalações de produção ou de armazenamento autónomo que não participem nos serviços de sistema devem ser incluídas na responsabilidade pelos custos de regulação do SEN, sendo assim incentivadas a essa participação. O sistema elétrico fortemente assente em produção renovável de recurso variável tem grandes requisitos de flexibilidade, a qual tem de ser assegurada através dos serviços de sistema e de mecanismos associados, representando custos importantes.

As instalações de produção que participam nos serviços de sistema operam num quadro de exigência superior, sendo contribuintes ativas para a flexibilidade do sistema.

Esta responsabilidade deve incidir apenas sobre as instalações de produção e de armazenamento autónomo com potência superior a 1 MW, considerando que apenas estas têm obrigações legais de observabilidade e controlabilidade pelo GGS, para assegurar a segurança de abastecimento.

O MODELO PREVÊ ISENÇÕES DE MODO A NÃO INTRODUZIR COMPLEXIDADE DESNECESSÁRIA NEM CUSTOS ADMINISTRATIVOS

Considera-se que a produção em autoconsumo deve ser excluída da repercussão de encargos de regulação, pois, por um lado, as instalações de consumo participantes em autoconsumo já são integralmente responsáveis pelos desvios de consumo respetivos (em parte provocados pela injeção de energia pelas UPAC) e, por outro lado, o excedente de autoconsumo vendido em mercado é uma atividade acessória do cliente e autoconsumidor, assumindo, por definição, valores reduzidos[62]. Considera-se assim, que a repercussão de encargos de regulação ao

[62] A lei exige que o dimensionamento da UPAC seja proporcional aos consumos a fornecer. O n.º 2 do art. 88.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, refere que é dever do autoconsumidor «*e) Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida, minimizando o excedente;*».

autoconsumo seria desproporcionada e ineficaz como incentivo à participação nos mercados de serviços de sistema.

A produção com tarifa garantida e outros regimes especiais (fora de mercado) está imune aos sinais de incentivo da nova regra, pelo que o sistema elétrico não beneficiaria em integrar esta produção na responsabilidade pelos encargos de regulação. Releva para este efeito a redação da alínea a) do n.º 1 do artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na atual redação, que agrega como semelhantes os regimes de tarifa garantida, regimes bonificados de apoio à remuneração ou os produtores sujeitos ao pagamento de contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial.

As instalações de cogeração são em muitos aspetos equiparáveis a instalações de produção para autoconsumo, sendo, no essencial, auto balanceadas. Os excedentes de produção não são a atividade principal da instalação, a qual está normalmente sujeita a condicionantes técnicos da exploração para o consumo e para a produção de energia. Desta forma, a consideração das centrais de cogeração como isentas da comparticipação nos custos de serviços de sistema pode estabelecer-se quer por analogia ao autoconsumo, quer por analogia ao regime de isenções ao financiamento da tarifa social, já mencionado.

Importa ainda considerar aspetos de proporcionalidade da presente proposta, tendo em conta as expectativas dos agentes do mercado e a capacidade efetiva para responder ao incentivo fornecido. Assim, fazendo um paralelo com o limiar de 10 MW de potência instalada utilizado para exigir a adaptação aos requisitos de observabilidade e controlabilidade de centros eletroprodutores já existentes (vd. ponto 8 deste documento justificativo), propõe-se que as unidades físicas com potência de ligação à rede até 10 MW (não incluindo os 10 MW) fiquem isentas de contribuição para os encargos de regulação.

Sendo o negócio da produção de eletricidade uma atividade em que a escala é muito relevante, compreende-se que unidades de produção de menor dimensão tenham mais dificuldade em

diluir os custos de uma participação ativa num mercado tão exigente com o dos serviços de sistema[63].

INTRODUZIR O NOVO MODELO COM GRADUALISMO E PROPORCIONALIDADE NA REPERCUSSÃO DOS CUSTOS

Tendo em conta a elegibilidade para o pagamento dos encargos de regulação e as respetivas isenções particulares, importa definir a condição básica para dispensa dos encargos de regulação que é a participação nos mercados de serviços de sistema.

A habilitação para a prestação do serviço de mFRR é o requisito mais básico no quadro de uma participação ativa nos mercados de serviços de sistema. Note-se que esta habilitação pressupõe a verificação dos requisitos operacionais, seja da instalação de produção seja do centro de controlo do BSP (se aplicável), bem como a realização do ensaio específico do serviço de mFRR.

Das principais rubricas de encargos de regulação, a banda de aFRR é a que mais diretamente está associada à volatilidade da produção das unidades físicas não participantes nos serviços de sistema, tal como à volatilidade do consumo. Note-se que a produção que participa nos serviços de sistema, nomeadamente nos produtos de RR, mFRR ou de aFRR, vê o seu perfil real de injeção na rede comparado com o respetivo programa, estando sujeita a penalidades de incumprimento, se for o caso. Esta exigência repercute-se numa menor volatilidade da injeção na rede face ao programa, além de uma disponibilidade para alterar o programa em função das necessidades de equilíbrio do SEN.

Com a proposta de introdução do produto de banda de mFRR para o dia seguinte, cujas necessidades são determinadas em conjunto com as de banda de aFRR, importa incluir os custos com este novo produto de banda nos custos a repercutir também na produção.

Esta parcela dos encargos de regulação é apenas uma parte dos encargos totais suportados pelo consumo. No caso dos custos com a resolução de restrições técnicas, deve referir-se que as unidades físicas de produção não participantes nos serviços de sistema estão, ainda assim, obrigadas a sujeitar-se a instruções de despacho emitidas pelo GGS para assegurar a segurança

[63] A este respeito, importa referir que o legislador também usou critérios de dimensão no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação atual, com vista a imputar custos de equilíbrio concorrencial dos produtores. Em concreto, o mecanismo apenas de aplica a aproveitamentos hidroelétricos acima de 10 MVA ou a centros eletroprodutores com mais de 5 MW individualmente.

de abastecimento (vd. capítulo 8). No caso do produto específico de banda de mFRR, este justifica-se com a segurança de abastecimento em momentos de escassez de produção, o que não se insere diretamente nos custos de manutenção do equilíbrio produção-consumo no SEN.

Importa ainda mencionar que as rubricas de encargos de regulação a incluir na repercussão sobre as unidades físicas não habilitadas podem ser revistas no futuro. Considera-se, todavia, que a introdução de um mecanismo de partilha de encargos de regulação, como incentivo à participação das unidades físicas nos serviços de sistema, deve ser implementado com gradualismo e moderação, sinalizando uma tendência que decorre da transição energética e da necessidade de todos os utilizadores contribuírem para a gestão do sistema elétrico e das redes.

Nesta medida, a ERSE propõe que as unidades físicas não participantes nos serviços de sistema, salvo as isenções explicitadas antes, comparticipem no pagamento dos encargos com a banda de aFRR e de banda de mFRR para o dia seguinte, em igualdade com o consumo.

Relativamente a esta proposta, importa referir que o universo de unidades físicas abrangidas é reduzido, sendo que no SEN, atualmente, a maior componente da produção corresponde às unidades físicas habilitadas, depois à produção com tarifa garantida. Assim, o efeito global da medida será reduzido de início, estimando-se um impacte de redução de 0,16 €/MWh no custo médio com os encargos de regulação suportados pelo consumo.

As normas relativas à repercussão dos custos de neutralidade do GGS, incluindo os custos com a banda de aFRR e a banda de mFRR para o dia seguinte, encontra-se previstas no Procedimento de liquidação.

11 PRODUTO ESPECÍFICO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

A anterior alteração do MPGGS, em dezembro de 2023, estabeleceu um prazo de 6 meses a partir da sua aprovação para o GGS submeter à ERSE uma proposta para um produto específico de energia de balanço, nos termos do ROR e do Artigo 26.º do Regulamento EB, com a finalidade de resolver, em tempo real, as restrições técnicas resultantes das transições do programa estabelecido na interligação internacional e a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação mais rápida do que a disponibilizada pelo produto normalizado de mFRR. A referida proposta deveria ser acompanhada de um relatório justificativo, evidenciando os resultados da consulta prévia aos interessados.

Tendo em conta que o produto específico transitório apenas começou a ser usado em 14 de março de 2024, o GGS não apresentou essa proposta formalmente embora tenham existido algumas trocas de informação entre a ERSE e o GGS sobre este tema. Tendo em conta a natureza específica do produto transitório, o acesso pleno à plataforma europeia MARI até ao final de 2024 e a implementação do MTU de 15 minutos no primeiro trimestre de 2025 para o mercado intradiário, considera-se que deverá ocorrer uma reavaliação da necessidade deste produto transitório e da sua reformulação nas novas condições num período de 6 meses após a aprovação do novo MPGGS. Se dessa avaliação se concluir que se mantém a sua necessidade, o GGS deverá apresentar à ERSE uma nova proposta de produto específico.

12 OUTRAS MATÉRIAS SUJEITAS A ALTERAÇÃO

Para além das questões mais relevantes assinaladas nos pontos anteriores deste documento, a proposta de alteração do MPGGS contém outras disposições mais pontuais, de detalhe ou de harmonização.

12.1 ADOÇÃO DE MTU15 NO MD E MI

A proposta de alteração do MPGGS inclui várias alterações de pormenor para implementar a alteração do período de contratação (MTU) nos mercados diário e intradiário, para 15 minutos, conforme proposta apresentada pelo GGS. Estas alterações incluem, desde logo, a consideração dos programas de mercado com detalhe de 15 minutos, em vez do detalhe horário como até aqui.

12.2 HARMONIZAÇÃO PONTUAL DO SERVIÇO DE RESERVA DE REPOSIÇÃO COM OS RESTANTES

O produto de energia de reservas de reposição (RR) foi alterado para prever a contratação independente das ofertas de 15 minutos, após o início da MTU15min, terminando o agrupamento horário dos períodos de 15 minutos. Sobre esta alteração, importa referir que os operadores de rede de transporte que participam na plataforma TERRE, confrontados com a alteração do Gate Closure Time (GCT) do mercado intradiário introduzida pela revisão legislativa do EMDR (Energy Market Design Reform), consultaram os respetivos reguladores nacionais bem como os *stakeholders* e promoveram a descontinuação desta plataforma até 31 de dezembro de 2025. Os operadores de rede sublinham que o produto de RR fica muito sobreposto ao produto de mFRR, em resultado do período de contratação no mercado intradiário passar para 15 minutos. Adicionalmente, contraria a regulamentação europeia, uma vez que a alteração do GCT das ofertas do mercado intradiário faz com que passe a ser posterior ao GCT das ofertas de balanço do produto de RR. Os operadores de rede de transporte de Espanha, França, Portugal e Suíça serão os últimos a manter a utilização da plataforma TERRE, até à sua descontinuação.

A ERSE acrescentou, nas disposições transitórias da proposta de MPGGS, uma regra em conformidade, definindo que o GGS deve cessar a contratação de RR até ao final de 2025.

Para além da compatibilização do mercado de RR com a alteração da MTU do mercado intradiário para 15 minutos, o procedimento sobre a contratação da reserva de reposição foi alterado pontualmente para harmonizar a secção de prestação de informação com os procedimentos mais recentes (mFRR e aFRR) e para eliminar as referências à reserva de regulação, produto que foi substituído pelo mFRR.

12.3 TOLERÂNCIAS APLICÁVEIS AO CUMPRIMENTO DAS ATIVAÇÕES DE ÁREAS DE OFERTAS DE CONSUMO

No MPGGS em vigor, aprovado em dezembro de 2023, a participação das instalações de consumo como prestadoras de serviços de sistema foi incorporada nas regras base destes mercados. Uma das particularidades dessas regras, é a previsão de uma tolerância de cumprimento das ativações um pouco superior à que é prevista para instalações de produção ou de armazenamento.

Ora, querendo-se fomentar a prestação de serviços em agregação e em portefólio de áreas de ofertas, caso um BSP represente simultaneamente áreas de oferta de consumo habilitado e de produção habilitada, a verificação do cumprimento das ativações de RR e mFRR é feita para o agregado dessas áreas de oferta. A regra de uma tolerância diferenciada era assim de difícil aplicação a estes casos.

A proposta de alteração do MPGGS vem clarificar que o BSP pode optar por uma verificação segregada das AO de consumo e de produção, aplicando-se uma tolerância diferenciada a cada tipo, ou, no caso de verificação agregada, aplica-se a tolerância de cumprimento da produção a todo o portefólio de áreas de oferta. Importa notar que a flexibilidade de cumprimento das ativações em portefólio de áreas de oferta já permite reduzir ou eliminar as dificuldades intrínsecas das instalações de consumo em seguir com rigor as instruções de despacho.

12.4 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS E INSTALAÇÕES COM ACESSO COM RESTRIÇÕES

No processo de resolução de restrições técnicas, é incluída a informação desagregada do programa das unidades físicas não-habilitadas, para aplicação de eventuais instruções de redução de potência (vd. capítulo 8 desde documento justificativo), ou da produção e consumo sujeitos a

obrigações especiais para com o processo de resolução de restrições técnicas, como a energia de reequipamento ou a injeção por instalações com acesso com restrições.

As unidades físicas de reequipamento são prioritárias nas instruções de despacho para redução de potência.

No caso das unidades físicas com acesso com restrições, o RARI (número 7 do artigo 8.º) estabelece que deve participar nos mecanismos de resolução de restrições técnicas. Nessa medida, o GGS deve considerar a potência com restrições destas instalações no processo de resolução de restrições, quer após o mercado diário, quer em tempo real. Esta obrigação é muito relevante para assegurar a exequibilidade da atribuição de capacidade com restrições, pois garante um mecanismo de ativação da instrução de redução de potência (até à potência firme).

Instalações com acesso com restrições estão obrigadas a declarar indisponibilidades ao GGS.

Importa referir neste contexto que o ORD e o GGS estabeleceram, no final de 2024, o acordo de cooperação previsto no ROR (artigo 69.º), o qual integrou o protocolo de operação entre estes operadores. O acordo em causa inclui, entre outras questões, os «mecanismos de previsão e gestão coordenada de congestionamentos na RNT e na RND». Com efeito, os operadores coordenam-se para fazer a análise de viabilidade técnica do programa de mercado da produção, no que diz respeito aos congestionamentos das redes, estabelecendo as restrições necessárias nesse contexto no processo de resolução de restrições.

PROPOSTA DE MODELO DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

Previamente ao lançamento da presente consulta de alteração do MPGGS, a ERSE lançou também uma consulta pública sobre as condições gerais dos acordos de acesso com restrições[64]. O acesso com restrições pressupõe o estabelecimento de um compromisso prévio, quer do utilizador da rede quer do operador, quanto à possibilidade de utilização da rede (injeção para a rede) sujeita a restrições eventuais e pontuais. Dessa forma, o utilizador evita uma resposta negativa do operador, perante uma situação de impossibilidade de conceder capacidade de acesso firme.

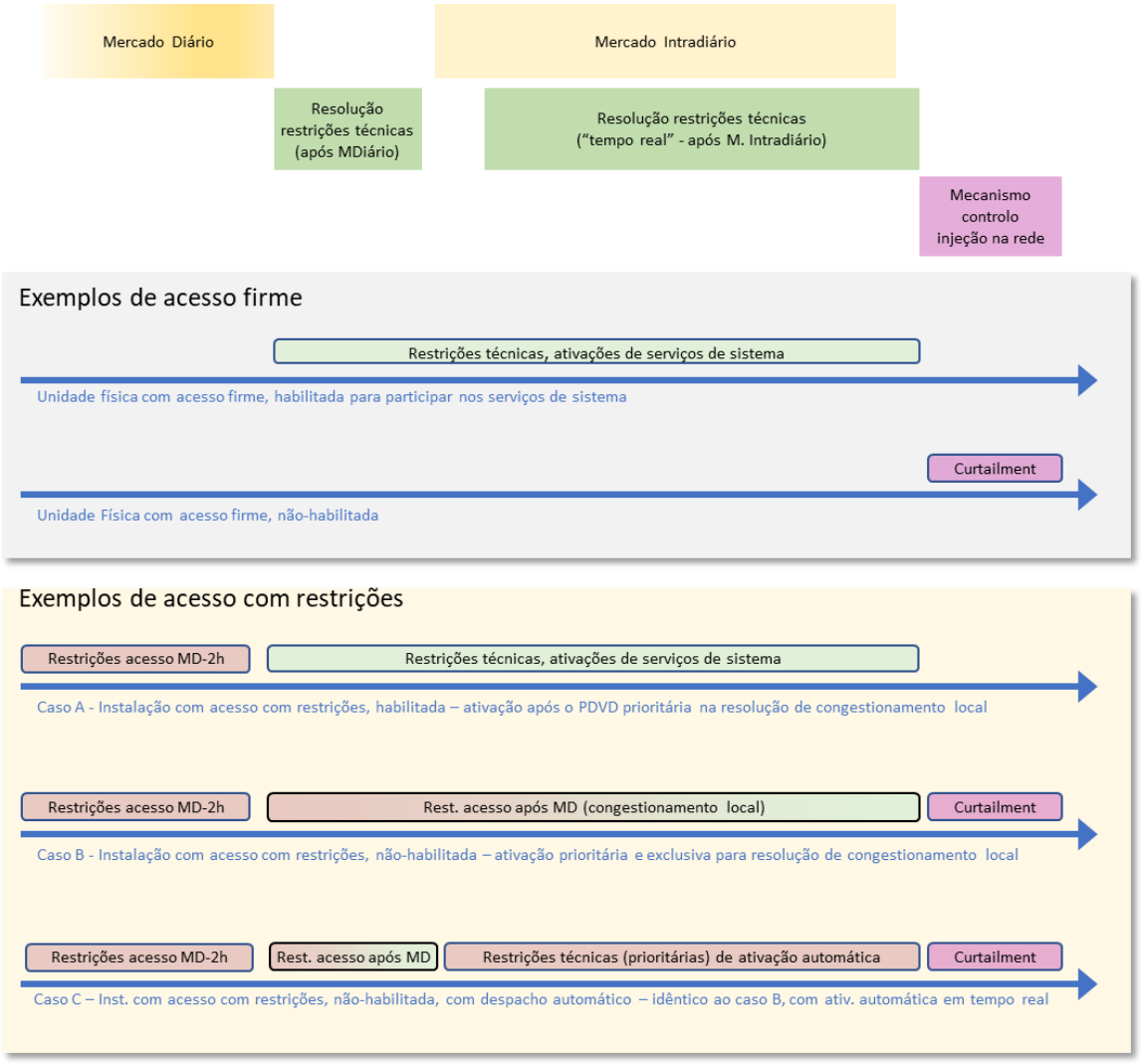
[64] Consulta Pública n.º 122 - Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo.

No momento da celebração do acordo de acesso com restrições, o operador define um quadro de restrição com um certo grau de incerteza associada. As circunstâncias que fazem ativar a restrição podem não se concretizar exatamente com a frequência e na dimensão simuladas.

Chegando ao horizonte da operação das redes, devem existir os mecanismos adequados para a determinação e comunicação em concreto das restrições, para a resposta em coerência pelo utilizador da rede e para a sua verificação pelo operador. Para as instalações com potência de ligação superior a 1 MW, o MPGGS estabelece os mecanismos aplicáveis, comuns aos mecanismos da gestão do sistema. A presente proposta de MPGGS deve assim ser lida em conjunto com as condições gerais de acesso à rede com restrições, pois são instrumentos regulamentares complementares.

A figura seguinte ilustra vários modelos de acesso com restrições, no que respeita à forma de ativação das restrições, em comparação com os modelos de referência de acesso firme (com e sem participação nos serviços de sistema).

Figura 12-1 – Exemplos de modalidades de acesso com restrições



No caso de uma unidade física habilitada, com acesso firme, as restrições são apenas identificadas após os resultados do mercado diário, intervindo o processo de resolução de restrições técnicas definido no MPGGS. Estas instalações participam nos mercados de serviços de sistema, pelo que não estão sujeitas à aplicação do (novo) mecanismo de controlo de injeção.

As unidades físicas não-habilitadas com acesso firme (instalações de produção ou armazenamento com potência de ligação superior ou igual a 1 MW) participam na verificação de

validade do programa[65], pelo GGS, mas não participam ativamente no processo de resolução de restrições.

No modelo proposto pela ERSE, para uma instalação com acesso com restrições, os processos devem depender do momento de ativação das restrições e de ser ou não habilitada.

No caso de uma instalação habilitada com acesso com restrições, essas restrições podem ser ativadas antes do mercado diário, caso em que as restrições limitam as próprias ofertas nesse mercado. Após o fecho do mercado diário, a ERSE propõe, em linha com a proposta recebida do GGS, que estas instalações sejam restringidas prioritariamente face às restantes e face ao reequipamento, caso se trate de uma restrição motivada por um congestionamento local. Pelo seu carácter de instalação habilitada, ela passa a estar automaticamente integrada no processo de resolução de restrições e nos mercados de serviços de sistema em que participe. Nessa medida, o produtor fica obrigado à apresentação de ofertas de mFRR, as quais podem ser ativadas pelo GGS para resolver problemas de balanço, de congestionamento ou outras questões de segurança do sistema.

Para as situações de instalações com acesso com restrições não-habilitadas, distinguem-se duas situações. No caso mais simples, a instalação fica sujeita à ativação de restrições antes do mercado diário ou no processo de resolução de restrições técnicas após o mercado diário. Neste segundo caso (após o mercado diário), as instalações com acesso com restrições devem ser ativadas prioritariamente face às instalações com acesso firme, segundo a própria antiguidade do acordo de acesso, desde que concorram para a resolução da restrição técnica de congestionamento identificada pelos operadores. Note-se que a ativação de restrições após o mercado diário dá origem à correção do programa de mercado dessa unidade física, pelo que será desfeito parte do programa contratado em mercado ou em contratação bilateral.

Mais próximo do tempo real, após o programa horário final (PHF), propõe-se que as restrições destas unidades físicas sejam ativadas para resolver congestionamentos locais apenas, com prioridade face à ativação de ofertas de mFRR. Não havendo correção do programa de mercado diário, o GGS deve implementar estas restrições como ativações a baixar, valorizadas ao preço marginal do mercado diário, assim cancelando economicamente a venda nesse mercado.

[65] Note-se que o GGS propôs incluir a repartição do programa de mercado para estas unidades físicas não-habilitadas, com vista a implementar a obrigação de controlabilidade prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Ainda neste caso mais simples, a instalação não participa nos serviços de sistema pelo que está sujeita à aplicação do mecanismo de controlo da injeção.

Descreve-se também uma situação de uma instalação com acesso com restrições, não-habilitada, dotada de um mecanismo automático de controlo de injeção, ligado aos sistemas dos operadores de rede, e que pode ser ativado em tempo real quando surja um congestionamento num elemento de rede próximo. Nesta situação, acresce a possibilidade de atuação automática do mecanismo de limitação de injeção na rede, em tempo real. Os operadores de rede não apresentaram propostas quanto a um modelo deste tipo no acesso com restrições, pelo que não se inclui esta modalidade na proposta de MPGGS.

A tabela seguinte resume a proposta do MPGGS quando ao enquadramento das instalações de produção ou de armazenamento com acordos de acesso com restrições e potência de ligação superior ou igual a 1 MW.

Importa sublinhar que as restrições em causa se referem exclusivamente às restrições por congestionamento de rede, excluindo os outros tipos de causa para a resolução de restrições previstas no MPGGS. Nesse âmbito, as instalações de acesso com restrições, na sua potência com restrição, são mobilizadas prioritariamente desde que contribuam para a resolução do congestionamento identificado. Embora também mobilizadas prioritariamente face à ordem de mérito das ofertas de resolução de restrições, propõe-se que a potência de reequipamento seja restringida após a mobilização das instalações de acesso com restrições. E no caso de várias instalações com acesso com restrições poderem contribuir para resolver um congestionamento, devem ser selecionadas prioritariamente as instalações com acordo de acesso com restrições celebrado em data mais recente, tal como proposto para as condições gerais do acordo de acesso com restrições (vd. Consulta Pública n.º 122 da ERSE).

Tabela 12-1 – Momentos de declaração das restrições sobre instalações com acordo de acesso com restrições e potência superior ou igual a 1 MW

DECLARAÇÃO DA RESTRIÇÃO	PROCESSO	CONSEQUÊNCIAS
ATÉ AO FECHO DO MERCADO DIÁRIO	Comunicação pelo operador de rede, pelos mecanismos definidos no acordo de acesso com restrições	Instalação deve cumprir a restrição nas suas ofertas de venda e no seu programa de mercado.

DECLARAÇÃO DA RESTRIÇÃO	PROCESSO	CONSEQUÊNCIAS
		Na validação do programa, este será modificado caso não cumpra a restrição.
APÓS O FECHO DO MERCADO DIÁRIO	Identificação da restrição no processo de resolução de restrições técnicas após o PDBF e instrução de redução de potência	Programa (PDBF) é modificado pela instrução, a preço marginal do mercado diário (desfaz energia encontrada) Instalações de acesso com restrições são mobilizadas com prioridade
APÓS O MERCADO INTRADIÁRIO, ATÉ AO TEMPO REAL	Identificação da restrição no processo de resolução de restrições técnicas após o PHF e instrução de redução de potência	a) Unidades físicas não-habilitadas Programa (PHF) é modificado pela instrução, a preço marginal do mercado diário (desfaz energia encontrada) Instalações de acesso com restrições são mobilizadas com prioridade b) Unidades físicas habilitadas Programa (PHF) é modificado pela instrução, a preço de mFRR a descer Instalações de acesso com restrições são mobilizadas por ordem de mérito da oferta elegível

O GGS comentou na CP122, sobre as condições gerais dos acordos de acesso com restrições, que as instalações neste âmbito, com potência superior ou igual a 1 MVA, devem participar obrigatoriamente no processo de resolução de restrições técnicas e ainda fazer ofertas de serviços de sistema a baixar com "um preço não inferior a zero", correspondentes à potência com restrição. O GGS justifica esta opção com o texto do regime jurídico aplicável e com a necessidade de assegurar a exploração segura do SEN.

Na presente proposta, a ERSE ponderou esses argumentos, mas também a proporcionalidade das obrigações a impor sobre os utilizadores da rede. Assim, considera-se adequado que as instalações com acesso com restrições com potência superior ou igual a 1 MW participem obrigatoriamente no processo de resolução de restrições técnicas, quer após o mercado diário,

quer após o mercado intradiário até ao tempo real. No entanto, não se prevê a obrigação expressa de participar nos mercados de balanço, ou seja, que sejam unidades físicas habilitadas.

Neste contexto, precisa-se que a proposta prevê que, para efeitos da mobilização de potência de acesso com restrições, apenas são válidas as restrições decorrentes de congestionamentos de rede.

13 PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS REGRAS

Algumas das alterações propostas ao MPGGS são de elevada profundidade e abrangência. As principais soluções regulamentares implicam o desenvolvimento de novos sistemas pelo GGS e pelos agentes de mercado participantes, sistemas que têm de ser especificados, desenvolvidos e testados, antes de poderem entrar em funcionamento como ferramenta da gestão do sistema.

Por solicitação da ERSE, o GGS enviou uma proposta de prazos de desenvolvimento das principais alterações do MPGGS, fazendo notar que os prazos são condicionados pelo desenho final do MPGGS aprovado, após a consulta pública, e pelos processos de contratação de serviços externos.

A anterior alteração do MPGGS, em dezembro de 2023, implementou o produto standard de energia de mFRR, além de algumas outras ferramentas relacionadas. A experiência prática demonstrou a necessidade de um período significativo para o desenvolvimento da nova ferramenta pelo GGS (e pelos respetivos fornecedores)[66], mas também de um acompanhamento próximo pelos agentes de mercado (BSP)[67]. No final, a entrada em funcionamento do mercado de mFRR, em março de 2024, ficou dependente de se atingir um nível de fiabilidade básico pelos BSP participantes, que desse confiança na substituição do produto de reserva de regulação pelo novo produto.

O produto de energia de aFRR partilha algumas características com o anterior, nomeadamente ser um produto *standard* e beneficiar de um trabalho prévio de desenvolvimento da solução. No entanto, trata-se de um produto de complexidade superior do que o mFRR e mais crítico para a gestão do sistema. Por outro lado, o conjunto mais restrito de BSP prestadores do serviço de aFRR poderá contribuir para agilizar a sua implementação. Importa referir que Portugal está em atraso face à adoção do produto *standard* de aFRR e à respetiva adesão à plataforma PICASSO, face aos prazos previstos no código de rede europeu de balanço (Regulamento EB).

O GGS prevê um prazo de 10 meses (após a aprovação do MPGGS) para a implementação dos produtos de aFRR (banda e energia), nas respetivas plataformas nacionais. O GGS refere, tal como

[66] O desenvolvimento do produto *standard* de energia de mFRR começou em 2022, pelo GGS, uma vez que as características do produto *standard* estavam, na maior parte fixadas, por decisão de ACER.

[67] O GGS desenvolveu *workshops* de envolvimento dos BSP desde o início do ano de 2023.

tinha acontecido com o mFRR, que a transição dos produtos de balanço atuais para os produtos de aFRR não deve coincidir com os períodos mais críticos para a segurança da operação do SEN, nomeadamente os meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março, julho, agosto e setembro. Propõe ainda que a integração na plataforma PICASSO se faça no prazo de 1 ano após a aprovação do MPGGS.

Tendo em conta estas considerações do GGS, a ERSE propõe que as normas relativas aos produtos de banda e de energia de aFRR não produzam efeitos antes de outubro de 2025. Propõe ainda que a partir de outubro, se inicie um período de transição, no qual o GGS informará ERSE semanalmente quanto ao estado desenvolvimento e testes das novas plataformas, bem como reuniões regulares com os BSP prestadores do serviço de aFRR, à semelhança do que foi definido para o serviço de mFRR.

Relativamente ao novo produto de banda de mFRR para o dia seguinte e o mecanismo de controlo de injeção pelas unidades físicas não habilitadas, o GGS estima um período de 24 meses para implementação.

A ERSE não ignora que a sobreposição temporal de várias alterações relevantes prejudica o prazo da sua implementação, sendo preferível uma planificação que estabeleça prioridades claras na implementação do novo MPGGS. Os agentes de mercado têm vindo a transmitir posições consistentes com esta, sugerindo a explicitação de um plano calendarizado das alterações, que permita programar e gerir os esforços de implementação, não só do GGS mas também dos próprios agentes de mercado. Estas duas novas ferramentas da gestão do sistema não substituem ferramentas existentes, antes complementam e reforçam os meios do GGS para responder aos desafios da transição energética. Nessa medida, pode aceitar-se uma implementação mais diluída no tempo. A ERSE propõe um prazo de implementação de 18 meses, mais curto do que proposto pelo GGS, pois considera que os desafios da gestão do sistema para os quais o próprio GGS tem alertado frequentemente, precisam de novas ferramentas num prazo compatível com o ritmo acelerado do desenvolvimento de produção renovável. A ERSE requer ainda que o respetivo desenvolvimento se inicie ainda durante 2025, incluindo sessões de esclarecimento dos agentes de mercado quanto à planificação dos trabalhos e à especificação dos novos serviços. A ERSE considera que estas medidas asseguram uma visibilidade dos agentes sobre as novas ferramentas, permitindo-lhes programar os seus próprios desenvolvimentos em coerência com estas datas. Nota-se ainda que a participação das unidades físicas no mecanismo de controlo de

injeção não habilitadas goza de um período de adaptação de 18 meses, para aquelas que não estejam ainda integradas no SCADA.

No que respeita às alterações pontuais necessárias à compatibilização com o período de contratação de 15 minutos nos mercados diário e intradiário, o GGS sugere que estejam implementados até ao início do funcionamento do mercado intradiário em 15 minutos, que os ORT e o OMIE estimam para março de 2025. A ERSE considera adequado este prazo, por ser compatível com o calendário do mercado diário e intradiário.

Por fim, a ERSE propõe que a repercussão dos encargos de regulação do sistema sobre a produção não habilitada se inicie no mês seguinte à data de início de contratação da banda de aFRR. Não tendo o GGS apresentado estimativas para a implementação desta alteração, a ERSE considera que a mesma é incremental face aos sistemas já implementados na liquidação.

A ERSE solicita reações a esta proposta, também pelos agentes de mercado com atividade como BSP, no sentido em que são partes indispensáveis no funcionamento da gestão do sistema e também enfrentam esforços de implementação das medidas agora propostas.

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