

Sessão de trabalho sobre Alteração do MPPGS

Implementação do aFRR
e de outros mecanismos previstos no ROR

18 de setembro de 2024

15h00 > 17h30



15h00 **Boas-vindas**

- 15h05
- *Implementação do produto normalizado de aFRR e outras ferramentas da gestão do sistema – REN*
 - *Implementação de mecanismos adicionais previstos no ROR – ERSE*
-

16h00 **Debate com intervenção dos agentes de mercado**

17h30 **Encerramento**





O evento
está a ser gravado
e será disponibilizado
no canal do YouTube
da ERSE



Os participantes
devem manter o
microfone desligado
até que o organizador
permita que falem



Coloque, por favor,
as suas questões
através da caixa
de mensagens




As intervenções
não devem exceder
3 minutos

Obrigado por seguir as regras 

**Inscreva-se através
do QR Code na Lista
de Divulgação
de informação
da ERSE**



***Implementação
do produto normalizado
de aFRR e outras ferramentas
da gestão do sistema – REN***





Apresentação REN

***Implementação
de mecanismos adicionais
previstos no ROR – ERSE***



Motivação

A revisão inclui-se na concretização dos princípios orientadores previstos no ROR, para implementar o DL 15/2022 e os códigos de rede.

- Implementar o produto standard de regulação secundária (aFRR) e integrar a plataforma europeia de aFRR – PICASSO
- Aperfeiçoar e acrescentar ferramentas da gestão de sistema, promovendo a participação de novos agentes (renováveis, agregação)
- Repartir os custos crescentes da gestão do sistema pelos produtores não habilitados nos serviços de sistema

A transição energética está a acelerar os efeitos sobre a gestão do sistema, sendo preciso desenvolver novas ferramentas para manter a segurança da operação.



Em 2023:
Autoconsumo cresceu 484 MW
FV em mercado cresceu 626 MW

MPGGS inclui propostas de soluções para melhorar a gestão do sistema

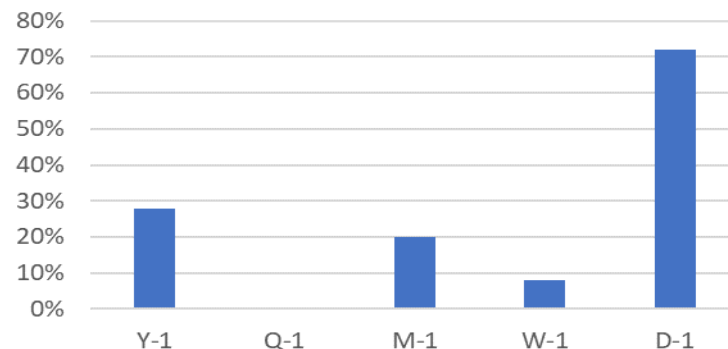




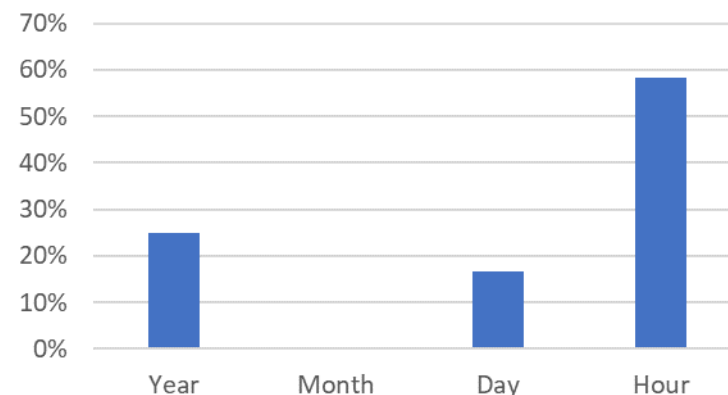
Produto standard de capacidade de
mFRR para o dia seguinte

Capacidade mFRR em **D+1** e para cada **15min** permite participação da produção renovável intermitente e permite modular a quantidade a contratar

- A maioria dos EM tem produto de capacidade de mFRR atribuído em D-1.
PT atribui BmFRR Y-1, Q-1 e M-1



- A maioria dos EM atribui capacidade de mFRR com resolução horária.
PT usa Y, Q, M



Produto específico - Banda de mFRR

- Leilões Anuais, trimestrais e mensais
- Produto ligado à segurança do abastecimento / RMSA (índice de cobertura da ponta (ICP>1) ou LOLE > 5 horas/ano)

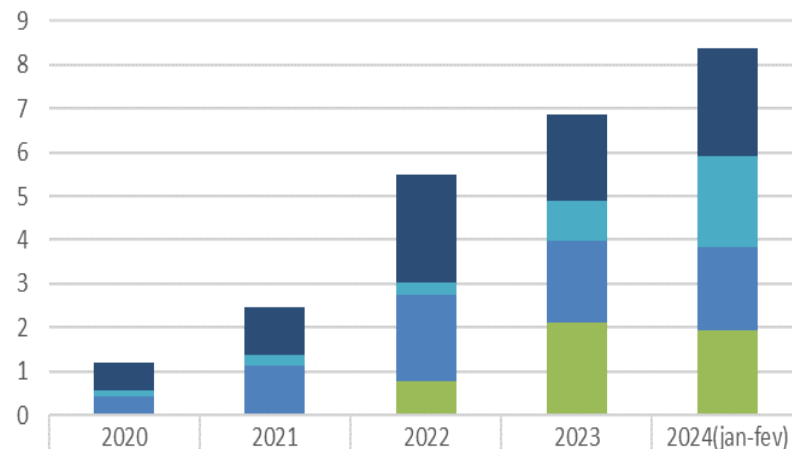
Produto Standard - Capacidade diária de mFRR

- Mercado D+1, p/ cada 15min
- Produto standard previsto no EB GL e em ACER *Decision* (1)
- Permite agentes com recurso renovável e elevada variabilidade
- Mercado que promove a participação de renováveis e armazenamento

(1) ACER DECISION Nº 11/2020, 17 June 2020
on the Methodology for a list of standard products for
balancing capacity for FRR and RR

Repartição dos encargos de regulação
pelos produtores não ativos nos
serviços de sistema

Encargos de regulação tendem a crescer, sendo a produção renovável um driver do crescimento das necessidades de reserva (flexibilidade)

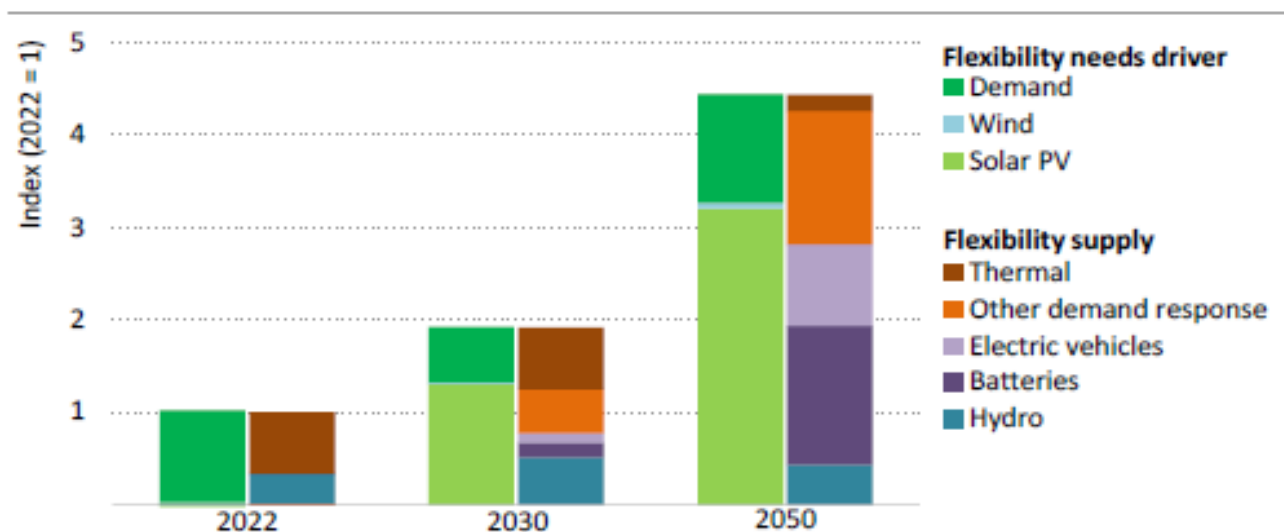


| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024(jan-fev) |
|---|------|------|------|------|---------------|
| ■ Desvios | 0,64 | 1,10 | 2,48 | 1,98 | 2,45 |
| ■ Restrições técnicas | 0,14 | 0,25 | 0,29 | 0,91 | 2,10 |
| ■ Banda aFRR | 0,43 | 1,11 | 1,94 | 1,87 | 1,88 |
| ■ Prod Específico Banda mFRR (SegAbast) | | | 0,79 | 2,11 | 1,95 |

■ Prod Específico Banda mFRR (SegAbast) ■ Banda aFRR ■ Restrições técnicas ■ Desvios

A transição energética acentuará a tendência que já se observa

Figure 2.18 ▶ Global average short-term power system flexibility needs and supply in the APS, 2022-2050



Fonte: AIE, 2024, Batteries and Secure Energy Transitions

IEA. CC BY 4.0.

Q2 - Partilha de encargos de serviços de balanço

O Regulamento de Operação das Redes [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». Pelo facto desses utilizadores não ativos contribuírem para as necessidades de contratação destes serviços de sistema, devem compartilhar no pagamento dos respetivos custos, para além dos consumidores a quem hoje são imputados.

- **Quais os critérios adequados para imputação de parte desses encargos de serviços de balanço (e qual parte)?**
 - *Ligação aos custos provocados (necessidades de contratação de serviços de sistema)*
 - *Produção deve participar nos custos das bandas de regulação*
 - *Consumo mobilizado a subir (ativação a "descer") pode ser isento destes encargos*
 - *A produção não-habilitada pode incluir este novo custo nas ofertas, aparecendo novamente nas tarifas dos clientes*
 - *O consumo é o beneficiário final do setor elétrico e deve suportar estes custos*



Repercussão dos encargos de regulação sobre produtores não-habilitados incentiva à participação nos serviços de sistema e responsabiliza pelas necessidades de reserva do SEN

- Encargos refletem-se no consumo e produção não-habilitada
 - ROR/Art 48.º «11 -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, nos termos a definir pelo MPGGS.»
- Apenas encargos de banda de aFRR e mFRR D+1 para produtores
 - As necessidades de banda dependem do desvio na interligação, incluindo Produção e Consumo
- Isenção em termos equivalentes à tarifa social (art. 199º-A, DL 15/2022)
 - Produção com remuneração garantida ou bonificada ou com contribuição pelo TRC; renováveis com Pligação < 10MVA; armazenamento; cogeração



Participação nos serviços de sistema em agregação





- No quadro atual, a agregação já é possível
 - $P > 1\text{MW}$
 - Ativos na mesma carteira de BRP
 - Requisitos de habilitação gerais



- Para dinamizar a agregação, MPGGS deve definir:
 - Requisitos proporcionais e com menores custos
 - Métodos de programação opcionais e mais automatizáveis
 - Papel dos centros de controlo
 - Métodos de correção do desvio de diferentes BRP
- Recorrer à figura do projeto-piloto

Participação das instalações em agregação

- **Produtos standard preveem Unidades Físicas Agregadas - UFA**
 - Inst. Prod/Cons/Armz com $P < 1\text{MW}$ podem ser agregadas para prestar serviços de sistema
 -  • MPGGS já prevê UFA e auto-programação (baseline predefinida pelo agregador-BSP)
 -  • **Novo:** GGS deve definir método baseline c/ algoritmo
 - **Novo:** GGS deve definir requisitos de observabilidade (SCADA simplificado e proporcional)
 - **Novo:** Método para correção de desvios dos BRP c/ clientes em agreg
 - Projetos-piloto da GGS para habilitar agregação
- **Habilitação dos centros de controlo dos agregadores**
 - **Novo:** clarificação da habilitação de centros de controlo dos Agreg



Q3 - Participação nos serviços de sistema em agregação

A participação de instalações de menor dimensão nos serviços de sistema pode ser facilitada por via da sua agregação. A participação em agregação requer a definição de regras específicas.

- Qual o potencial interesse em aderir à programação por algoritmo do operador de rede (baseline), em alternativa à atual auto-programação (programação pelo BSP)?
 - *Simplificação e previsibilidade, promovendo a participação de pequenas instalações*
 - *Redução de custos para a atividade de agregação*
 - *Mas os agentes devem também poder optar por auto-programação.*

Q4 - Carteira de um agregador com instalações de múltiplos BRP

O modelo atualmente definido no MPGGS para um agregador estabelece que as diversas instalações a prestar serviços de balanço devem pertencer ao mesmo BRP. Este modelo pode evoluir.

- **No caso de a carteira de agregação de um BSP conter instalações de múltiplos BRP, qual o método de ajuste da posição do BRP mais adequado?**
 - *Proporcional de acordo com a participação de cada BRP para o portfolio de agregação*
 - *Refletir as ativações específicas das instalações individuais (de maior dimensão)*
 - *Definir unidades de oferta agregada para cada carteira de BRP do mesmo BSP*

Q1 - Controlo de injeção na rede por produtores

A legislação [art. 91º do DL 15/2022] estabelece uma condição de observabilidade e controlabilidade sobre os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW. Essa condição passa pela integração no sistema de aquisição de dados em tempo real (SCADA) do gestor do sistema.

- **Quais as dificuldades práticas que antecipa na integração no SCADA de instalações pré-existentes?**
 - *Requisitos técnicos complexos / Rede de comunicações*
 - *Custos de adaptação*
 - *Privilegiar ligação a Centros de Controlo/OR vs ligação direta das instalações à REN*

Q5 - Incentivos para participação nos serviços de balanço

A maior variabilidade que resulta da penetração em larga escala de fontes de energia renováveis no SEN implica o aumento da utilização de serviços de balanço, nomeadamente aFRR, mFRR e RR.

- **Quais os incentivos para a participação nos serviços de balanço que considera mais adequados?**

- *Visibilidade sobre a remuneração*

- *Garantia do retorno dos investimentos.*

**Inscreva-se através
do QR Code na Lista
de Divulgação
de informação
da ERSE**



***Debate
com intervenção
dos agentes de mercado***



**Inscreva-se através
do QR Code na Lista
de Divulgação
de informação
da ERSE**





EDIFÍCIO RESTELO
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1, 3º
1400-113 Lisboa
Portugal
Tel: +(351) 21 303 32 00
e-mail: erse@erse.pt
url: <http://www.erse.pt>



EDIFÍCIO RESTELO
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1, 3º
1400-113 Lisboa
Portugal
Tel: +(351) 21 303 32 00
e-mail: erse@erse.pt
url: <http://www.erse.pt>