

CONSULTA PÚBLICA 142

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Alteração do quadro regulatório dos
encargos de regulação no SEN

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ENQUADRAMENTO	3
3	PRINCIPAIS ASPETOS DA PROPOSTA REGULAMENTAR EM CONSULTA.....	9
3.1	Redesenho do produto de banda de mFRR.....	9
3.2	Produto de cobertura	11
3.3	Repercussão nas tarifas de acesso às redes	13
3.4	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às mobilizações de Centrais de ciclo combinado a gás para a resolução de Restrições Técnicas	17
3.5	Projeto piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas no SEN	25

1 INTRODUÇÃO

O presente documento enquadra a consulta pública promovida pela ERSE para a discussão e posterior aprovação de regulamentação que altera o tratamento regulatório dos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional (SEN), promovendo um conjunto de alterações ao quadro regulamentar já existente e a adoção de novos recortes regulamentares.

Assim, a consulta pública decorre desde o dia **10 de julho de 2026** até ao dia **10 de setembro de 2026**. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE. Os contributos podem ser enviados preferencialmente por *e-mail* ou, em alternativa, por correio, para os contactos que se apresentam de seguida, identificando a consulta a que respeita, introduzindo o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 142 ou Consulta Pública 142):

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

Aquando da apreciação final dos contributos recebidos, a ERSE poderá vir a disponibilizar um relatório da consulta pública, no qual são identificadas e sistematizadas as matérias que suscitem comentários, assim como a ponderação efetuada sobre as mesmas.

Os contributos recebidos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade pretendida pelo participante da consulta pública, deve por este ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

1. confirmar se são enviados elementos, cuja divulgação seja restrita;
2. enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais, para proteção dos dados pessoais dos remetentes.

2 ENQUADRAMENTO

O enquadramento regulamentar previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico¹ (MPGGS), aprovado pela Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro, prevê a existência de encargos de regulação para o Sistema (ERS) a repercutir nos BRP², que, por sua vez, tendem a repercutir no consumo, explícita ou implicitamente, destacando-se as seguintes rubricas de formação daquela tipologia de custos:

- Restrições técnicas após PDBF: encargos decorrentes de processos de resolução de restrições técnicas, em mercado, após publicação do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF).
- Restrições técnicas após PDVD: encargos decorrentes de processos de resolução de restrições técnicas, em mercado, após publicação do Programa Diário Viável Definitivo (PDVD).
- Restrições técnicas após PF: encargos decorrentes de processos de resolução de restrições técnicas, após publicação do Programa Final (PF).
- Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (BmFRR³): encargos que resultam da adjudicação e da verificação do cumprimento da potência adjudicada em leilões de atribuição da capacidade, decorrente da Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro.
- Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação automática (BaFRR): encargos que resultam da adjudicação e da verificação do cumprimento da potência adjudicada em mercado, decorrente do MPGGS.
- Outras Rubricas: outros encargos referentes à prestação de serviços de sistema.

Os ERS e, neste sentido, também os custos com as restrições técnicas, são apurados e faturados pelo Gestor Global do SEN (GGS), sendo repercutidos nos comercializadores de eletricidade - e, quando existentes, agentes de mercado consumidores que atuem diretamente em mercado -, que, em condições estabilizadas os podem repercutir nos clientes finais, de forma internalizada no preço praticado ou de modo explícito na

¹ Vide versão consolidada em https://www.erse.pt/media/q10chfti/mpggs_articulado-250911.pdf

² Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios, ou “*Balance Responsible Party*”;

³ Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual ou “*Frequency Restoration Reserves with manual activation*” (mFRR). A BmFRR constitui produto específico de capacidade (nos termos do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017), que implica, para os prestadores deste serviço, a obrigação de oferecer a capacidade, previamente contratada em leilão, no mercado de energia de mFRR.

fatura através de mecanismo de indexação, dependendo do livremente acordado entre as partes. Ou seja, de forma mais ou menos direta, os custos com os ERS tendem a ser refletidos nos consumidores finais de eletricidade.

A evolução recente dos ERS ditou que, em 2023, o seu valor médio anual tivesse ascendido a 4,88 €/MWh, tendo-se verificado em 2024 um aumento de cerca de 64% (para um valor médio anual de 7,99 EUR/MWh), motivado, essencialmente, a partir do final do verão desse ano, pela necessidade de mobilização de centrais despacháveis, nomeadamente centrais de ciclo combinado a gás, por restrições técnicas (após PDBF) e fundamentada pelo GGS pela necessidade de assegurar capacidade mobilizável em regime de *backup* para o SEN, como forma de mitigar problemas de gestão operacional do sistema que advêm de um diagrama de produção mais marcado pela produção de origem renovável não despachável.

Em 2025, a evolução destes custos sofreu um novo agravamento, de cerca de 65% face ao registado em 2024, para um valor médio dos ERS em redor dos 13,18 EUR/MWh, motivado principalmente por medidas adicionais adotadas pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN Eléctrica), na sua qualidade de GGS, para assegurar a exploração do SEN em condições reforçadas de segurança e fiabilidade, na sequência do “apagão ibérico” ocorrido a 28 de abril de 2025, que se somaram às condições de exploração que se vinham consolidando a partir do final do verão de 2024.

Em 2026, considerando os últimos valores publicados pelo GGS para a liquidação dos ERS (valores até ao final de maio), estes voltam a observar um incremento, para um valor médio de 20,26 EUR/MWh, motivado, em larga medida, pelas consequências adversas da Tempestade *Kristin*, a 28 de janeiro, ao nível das redes elétricas e consequentemente na gestão do SEN. Este evento climático implicou condicionamentos relevantes na exploração das infraestruturas de transporte e de distribuição da energia elétrica na região Centro do país, tendo os ERS atingindo o seu valor máximo no mês de fevereiro, em redor dos 28,90 EUR/MWh, já no pós *Kristin*.

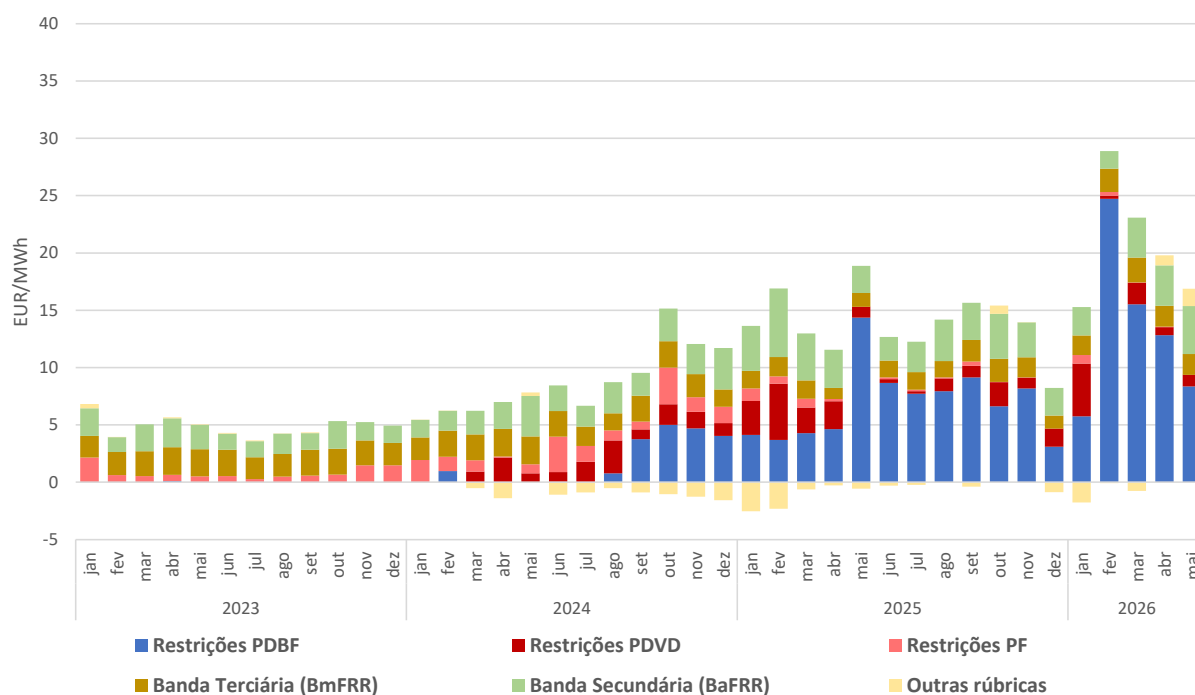
A evolução mais recente parece demonstrar uma redução consistente dos encargos de gestão do SEN, face ao que ocorreu no início do ano, parecendo haver convergência para os valores próximos dos que ocorreram na segunda metade de 2025.

No plano evolutivo, importa começar por reconhecer que a principal atual rúbrica de custeio – a mobilização de recursos por restrições técnicas aos programas de mercado – assume uma natureza inovatória recente no funcionamento do SEN – visível na Figura 1 que se apresenta adiante, através da evolução do peso relativo das rúbricas de restrições ao PDBF, ao PDVD e ao PF.

Com efeito, o incremento dos custos com a resolução de restrições, praticamente inexistentes até 2023, passaram a assumir uma preponderância na estrutura de custos com a gestão do sistema, sendo uma rúbrica que implica custos tanto na vertente de mobilização de recursos como de desmobilização de outros que hajam sido mobilizados em programas de mercado. Esta circunstância, por si só, já reflete alguma menor otimização dos programas de funcionamento do mercado, a par de alguma incerteza gerada nos agentes quanto ao resultado das suas intervenções em mercado diário e intradiário.

Por outro lado, o carácter persistente dos custos associados com os ERS, a sua crescente volatilidade por força das condições de exploração do sistema, também elas variáveis e com marcada imprevisibilidade, têm implicado que os agentes que atuam do lado do consumo (comercializadores e consumidores) se confrontem com crescentes desafios de abordagem do mercado e dos seus negócios, quer em nível e expressão destes encargos, quer ainda quanto à sua imprevisibilidade e variabilidade temporal.

Figura 1 – Custos de regulação do SEN a repercutir no consumo, por rúbrica, entre janeiro de 2023 e maio de 2026



Fonte: REN Eléctrica (dados retirados da página de internet “Sistema de Informação de Mercado da REN”, a 16 de junho de 2026), elaboração ERSE.

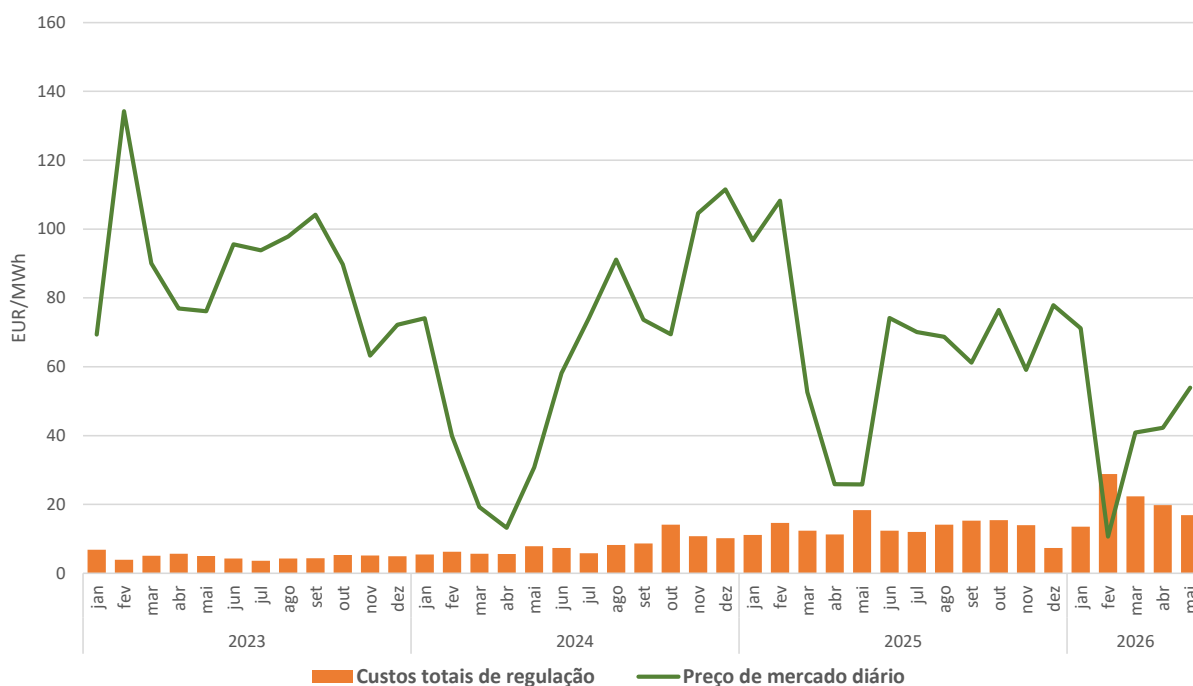
Ainda que se desconsiderem os efeitos de eventos atípicos – tais como o apagão ibérico de final de abril de 2025 ou a tempestade *Kristin* em finais de janeiro deste ano -, a evolução dos ERS parece apresentar

uma tendência estrutural de crescimento e de aumento do peso relativo nos custos globais com a energia adquirida no mercado grossista.

A Figura 2 explicita a evolução do preço médio mensal da energia no mercado diário do MIBEL, com referência à área portuguesa, e a já mencionada evolução dos custos totais com o mercado de serviços de sistema passados aos agentes, tornando evidente o aumento do peso relativo que estes últimos assumem nos custos totais de aprovisionamento da energia. Em 2023, o peso relativo dos custos com o mercado de serviços de sistema – aqui considerados sem os encargos de desvios suportados pelos agentes – representou cerca de 5,2% dos encargos com energia adquirida no mercado grossista (preço de mercado diário e custos de serviços de sistema por conjunto), evoluindo para cerca de 11% em 2024 e para 16,6% em 2025. Já no corrente ano, até final de maio, o peso relativo dos ERS, mesmo desconsiderando o mês atípico de fevereiro⁴, assumiu uma expressão de mais de 25% dos custos da energia adquirida no mercado grossista.

⁴ O mês de fevereiro, por se tratar do período que se seguiu à tempestade *Kristin* e seus efeitos na gestão do sistema elétrico, apresenta custos de serviços de sistema que se podem considerar anormalmente elevados, a par de um preço de mercado diário que reflete também alguma redução de procura face aos padrões que se poderiam considerar normais para esta época do ano. Um dos impactes relevantes da catástrofe climática que assolou várias regiões de Portugal continental entre 28 janeiro e 15 de fevereiro de 2026 prende-se com a ocorrência de custos com restrições técnicas, mobilizadas pelo GGS, para fazer face a constrangimentos da operação do sistema elétrico, pelas incidências em diversos elementos (linhas, postes e subestações) da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT).

Figura 2 – Preço médio mensal do mercado diário e custos totais de regulação, entre janeiro de 2023 e maio de 2026



Fonte: REN Eléctrica (dados retirados da página de internet “Sistema de Informação de Mercado da REN”, a 16 de junho de 2026), OMIE; elaboração ERSE

A recente evolução do paradigma de gestão do sistema elétrico, ainda que se procurem relativizar os efeitos de eventos atípicos, como o apagão ibérico de final de abril de 2025 ou a tempestade *Kristin* de final de janeiro deste ano, vem acentuando a necessidade de mobilização de recursos mais próximos do tempo real – horizonte de muito curto prazo –, o que se reflete necessariamente nos custos com a variabilidade e a incerteza que os agentes em mercado defrontam, em especial, os que atuam do lado da procura. Este crescente peso da estrutura de custos de muito curto prazo prejudica necessariamente as estratégias de mercado de agentes que valorizem a firmeza e a previsibilidade dos seus programas.

Sublinhe-se ainda que a evolução destes custos, centrados sobretudo no mecanismo de resolução de restrições técnicas (com a tónica nas restrições técnicas após o PDBF) decorre, em grande parte, da insuficiência de instrumentos de flexibilidade, integrados no contexto do quadro normativo europeu, num sistema elétrico cada vez mais descarbonizado e com variabilidade de diagramas também crescentemente pronunciada - em que existe uma cada vez maior penetração de produção renovável não despachável.

A mobilização de recursos em horizonte de curto prazo, para a manutenção do equilíbrio do sistema elétrico, pela aproximação que pressupõe ao tempo real, é, também, um indutor de variabilidade e

volatilidade dos custos suportados pela generalidade dos agentes do lado da procura, somando-se à volatilidade que os próprios mercados de aprovisionamento vêm demonstrando.

Por sua vez, este pronunciar da volatilidade das condições de formação do preço total da energia que é aprovionada no referencial grossista tem como contraponto a ainda insuficiência de instrumentos de flexibilidade que, de forma muito direcionada, permitam efetuar uma mobilização de recursos de muito curto prazo com maior firmeza e previsibilidade. Recorde-se ainda que, em tema que é complementar com o dos recursos flexíveis, inexistente ainda no contexto nacional um mecanismo de capacidade, capaz de dotar o sistema elétrico de condições de segurança operacional pelo gestor global do SEN, também com alguma maior previsibilidade e firmeza na mobilização dos recursos.

As condições de maior imprevisibilidade na formação do preço final da energia, sendo impactadas quer pelo preço em mercados de aprovisionamento (essencialmente, mercado diário) e em mercados de serviços de sistema, são especialmente críticas para a atividade de comercialização a clientes finais e, dentro desta atividade, para o fornecimento em condições de preço fixo. Efetivamente, reconhece-se que, havendo um preço fixo que seja ofertado em condições de maior imprevisibilidade do preço de aprovisionamento, essa situação pode, com elevada probabilidade, conduzir os comercializadores à disponibilização de ofertas com muito elevado prémio de risco de preço – ou seja, condições agravadas para clientes finais – ou, alternativamente, à ocorrência de margens negativas na comercialização da energia que, por sua vez, fazem aumentar o risco de insolvências ou perda de diversidade empresarial em mercado.

Num plano complementar com o que se acaba de referir para o funcionamento do mercado a retalho, não se pode deixar de referir que a situação atual – de preços voláteis e elevados no mercado de serviços de sistema – não é concorrencialmente neutra, permitindo que, para agentes verticalizados com portefólio de produção que aporte os recursos que são mais comumente mobilizados em mercado de restrições, possam compensar a incerteza do lado dos custos de comercialização com a receita obtida nos mercados de serviços de sistema. Esta vantagem concorrencial não decorre, assim, de uma condição nivelada para todos os agentes, mas antes de uma insuficiência de desenho do mercado, que não proporciona à generalidade dos agentes de mercado condições niveladas de atuação.

Este é, pois, o enquadramento geral, que se reconhece significativamente complexo, que justifica esta consulta pública de alteração das condições regulatórias com que se abordam os encargos de regulação no SEN, sobre as quais a ERSE vem produzindo reflexão e trabalho desde há mais de um ano, muito dele assente em contínuas interações com os interessados e principais agentes de mercado.

3 PRINCIPAIS ASPETOS DA PROPOSTA REGULAMENTAR EM CONSULTA

Atenta a caracterização da situação que enforma o funcionamento atual do mercado português de eletricidade, com elementos de objetiva conjunturalidade e outros que apontam para uma evolução mais estrutural, a ERSE tem vindo a trabalhar na redefinição de alguns aspetos do atual desenho de mercado, de modo a endereçar os problemas que se vêm apresentando ao setor. Ou seja, um primeiro elemento que importa sublinhar é o da necessidade de atuação, que, entende a ERSE, é algo que é partilhado pela generalidade dos agentes do mercado.

Importa mencionar que, no plano regulatório, a ERSE tem vindo a endereçar o tema dos custos decorrentes da gestão técnica e operacional do SEN desde finais de 2024, procurando, por um lado, numa primeira fase, envolver a agregação de recursos renováveis e da procura na prestação dos serviços de balanço do sistema e, por outro lado, o envolvimento dos recursos de produção de base despachável (firme) logo após a ocorrência do apagão de 2025. Desse trabalho já iniciado resulta a evidência de que o tema se reveste de especial complexidade, o que prejudicou a adoção de medidas de curto prazo ou com efeito imediato.

Num outro plano, e porque coexistem elementos conjunturais e estruturais na evolução do setor elétrico, a par de uma relativa incerteza quanto aos vetores de resposta que se podem adotar, considera a ERSE que a atuação deve orientar-se para uma diversificação dos mecanismos a que se recorre, procurando evitar-se situações de resposta única, que concentram riscos e podem potenciar ainda mais as incertezas que o mercado já experimenta. Neste sentido, a proposta de evolução regulamentar que se apresenta nesta consulta pública é uma aposta em elementos, alguns deles inovatórios, que atuem de forma complementar e diversifiquem os riscos de implementação.

A referida complementaridade dos elementos contidos nesta evolução regulamentar significa ainda uma pretendida atuação coordenada dos seus efeitos no funcionamento do mercado, em benefício da generalidade dos agentes de mercado, ainda que os principais efeitos se venham a sentir do lado da procura, com a estabilização dos custos defrontados.

3.1 REDESENHO DO PRODUTO DE BANDA DE MFRR

A evolução recente dos ERS repercutidos no consumo, com uma subida muito significativa em 2025 e no ano em curso face ao histórico, deve-se maioritariamente, como já se caracterizou, aos custos suportados com o processo para resolução de restrições técnicas, em particular o processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, traduzido pela mobilização de grupos de centrais de ciclo combinado a gás e

desmobilização de outras instalações de produção, que resultaram programadas no perímetro do mercado organizado da eletricidade.

Também como se referiu antes, a atuação do GGS decorre da necessidade de reunir condições de firmeza na mobilização de recursos, que lhe permitam efetuar a gestão do sistema elétrico em condições de regularidade e segurança operacionais. Em todo o caso, pelas características próprias que o mecanismo de resolução de restrições apresenta, a mobilização de recursos firmes através deste referencial acarreta custos proporcionalmente mais elevados que os que se teriam com o seu despacho noutros referenciais de mercado ou através de outros instrumentos de atuação.

Face a esta mudança na atuação do gestor global do SEN, uma das componentes da resposta regulatória, prevista nesta proposta de revisão regulamentar, aponta para a alteração ou redesenho do produto específico de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (BmFRR), no sentido de se procurar mitigar o incremento dos ERS, através de mobilizações mais previsíveis e firmes, com alguma garantia também para os agentes detentores dos ativos que prestam esta resposta.

Neste sentido, pretende-se alterar o produto específico de BmFRR, para que se preveja um lote específico para recursos de geração de natureza firme, de modo que esta alocação possa reduzir a necessidade de recurso ao mecanismo de resolução de restrições, com manutenção, ou mesmo potenciação, das condições de segurança operacional requeridas pelo gestor global do SEN.

Importa ainda referir que se prevê que parte da capacidade que seja adjudicada no produto específico de BmFRR aos agentes detentores de recursos firmes (essencialmente, os grupos de centrais de ciclo combinado a gás) seja, por estes mesmos agentes, parcialmente disponibilizado em novo produto de cobertura dos ERS em mercado a prazo, de modo a que se potenciem as condições de mitigação dos riscos de variação de custos e, conseqüentemente, do preço final de aprovisionamento da energia.

O conjunto de modificações propostas tem reflexo no Capítulo XX do MPGGS e visam, ao prever um lote específico para a geração térmica convencional habilitada à prestação de serviços de sistema, concomitante a um conjunto de contraprestações decorrente da adjudicação da BmFRR, atingir um duplo efeito de normalizar ou reduzir a amplitude de variação do nível dos custos de RT PDBF ao mesmo tempo que se procura ancorar o volume de energia mobilizada, no processo de RT PDBF. Nesse sentido, determina-se que o GGS elabore uma proposta técnica fundamentada, da quantidade a leiloar/contratar de BmFRR a grupos térmicos, que, necessariamente, se inscreve numa lógica reforçada de emprego eficaz dos instrumentos necessários à exploração segura e eficiente do SEN.

Aproveita-se ainda a oportunidade para incluir, no âmbito das condições de qualificação para a prestação do serviço de BmFRR por parte dos consumidores habilitados, a obrigatoriedade de instalação de proteção por deslastre frequenciométrico (relé), para aqueles que atualmente ainda não disponham deste equipamento.

3.2 PRODUTO DE COBERTURA

Um dos aspetos que a generalidade dos agentes de mercado que suportam os ERS referem como sendo de especial enquadramento para as respetivas atividades, é a variabilidade e imprevisibilidade (na prática, volatilidade) dos custos relacionados com o mercado de serviços de sistema. Como antes caracterizado, estes custos têm vindo a, efetivamente, apresentar uma variabilidade significativa e uma tendência de crescimento, que impacta no peso relativo que tal volatilidade acaba por ter nas decisões de gestão dos agentes de mercado.

Para a rúbrica da energia aprovacionada, existem, à data, mecanismos que permitem aos agentes efetuar uma cobertura das suas posições de mercado, permitindo-lhes amortecer de forma muito efetiva a volatilidade do preço da energia adquirida. Esses instrumentos passam, tanto pelas ferramentas de contratação de produtos padronizados em mercado organizado a prazo, como pelos emergentes instrumentos de contratação bilateral (PPA) entre agentes. Todavia, o mercado não oferece solução para semelhante estratégia de cobertura para os custos com o mercado de serviços de sistema, sendo que, com um crescente peso relativo destes custos, os potenciais impactes no custo final da energia decorrentes dos ERS são de também crescente impacte na operação dos agentes.

Tendo presente as alterações propostas no desenho do produto específico da BmFRR, de modo a poder ter disponível reserva firme capaz de ser mobilizada com previsibilidade por parte do gestor global do SEN, entende a ERSE que se criam condições para que essa previsibilidade possa ser, mesmo que parcialmente, revertida na estrutura de custos suportados pelos agentes a título dos ERS.

Entende a ERSE que, aos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR se podem impor obrigações de disponibilização parcial dessa capacidade para cobertura dos custos do mercado de serviços de sistema, daí resultando a possibilidade de, sobretudo para os agentes que atuam do lado da procura, se poder efetuar uma securitização parcial da volatilidade dos custos do mercado de serviços de sistema. A colocação dessa capacidade para cobertura, entende também a ERSE, deve ser disponibilizada através de ferramenta de mercado, sendo que a plataforma de contratação a prazo gerida pelo OMIP, resulta de

utilização evidente, dada a experiência acumulada em produtos de contratação a prazo e a boa abrangência de agentes de mercado.

A operacionalização de um produto com estas características obriga a que se estabeleça um regime de troca de informação entre o operador do mercado a prazo e o gestor global do SEN, de modo a que se operacionalizem os procedimentos de aquisição, compensação e liquidação dos volumes negociados deste produto. Para o efeito, o gestor global do SEN deve publicitar, para cada dia de mercado, o valor do ERS apurado com desagregação quarto-horária, sendo este o valor de referência de liquidação de direitos e obrigações resultantes da negociação prévia. O operador de mercado a prazo deve também publicar a especificação desta referência de mercado, de forma concordante com o que se estabelece para aplicação pelo gestor global do SEN, e em modo e formato previsto nas regras próprias deste referencial de mercado.

A negociação efetuada em mercado a prazo para o produto de cobertura deverá efetuar-se por leilão, em prazo que seja imediatamente subsequente à validação dos resultados de leilão de atribuição de capacidade em BmFRR, de modo a assegurar sincronismo de maturidades entre os dois momentos de negociação. Por outro lado, o operador do mercado a prazo deve transmitir ao gestor global do SEN o detalhe da negociação que tenha intermediado, com desagregação por agente vendedor e agente adquirente.

O funcionamento geral de um produto com estas características assumiria os seguintes atributos principais:

- a) Disponibilização de volumes de cobertura por parte dos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR, em parte do volume que lhes tenha sido adjudicado para as maturidades correspondentes, sem que isso impeça outros agentes de livremente disponibilizar volumes de cobertura adicional;
- b) Publicação, pelo gestor global do SEN, de uma referência de ERS apurado, com desagregação quarto-horária, que se constitui como o preço contra o qual se líqüida o valor coberto aos agentes que detenham posições abertas em cada maturidade em liquidação;
- c) Preço de aquisição do produto de cobertura formado em mercado a prazo, em sessão de leilão de OMIP, sendo o resultado da dinâmica gerada entre oferta e procura colocadas a licitação;
- d) Liquidação das posições abertas pelo gestor global do SEN, mediante a informação de contratação que lhe seja transmitida pelo operador do mercado a prazo;

- e) Constituição de garantias através do gestor integrado de garantias do SEN e do SNG, por parte dos agentes adquirentes do produto de cobertura e dos agentes vendedores com posições abertas e cujo volume não resulte de adjudicação de volumes em produtos de BmFRR;
- f) Dispensa de constituição formal de garantias por parte dos agentes vendedores com posições abertas em resultado de adjudicação de volumes em produtos de BmFRR, permitindo-se que o gestor global do SEN efetue compensação de direitos de recebimento e deveres de pagamento a estes agentes.

Entende a ERSE que um produto com estas características, sendo inovador em contexto de mercado elétrico, permite nivelar as condições de formação do preço para, pelo menos, uma parte dos agentes de mercado que atuam do lado da procura de eletricidade, assegurando melhores condições de previsibilidade e estabilidade do preço final de aprovisionamento de eletricidade. Entende-se também que, havendo uma ligação aos volumes adjudicados em produtos de BmFRR se assegura aos agentes vendedores condições de estabilidade que lhes permitem minimizar o risco de participação neste instrumento.

3.3 REPERCUSSÃO NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O quadro regulamentar atual não prevê a repercussão de qualquer uma das rubricas de custos do mercado de serviços de sistema através das Tarifas de Acesso às Redes (TAR). Com efeito, todos os custos que integram a componente de liquidação ERS a repercutir no BRP⁵ são repercutidos através da mecânica de liquidação de encargos prevista no MPGGS, prevendo-se, genericamente, uma reflexão daqueles custos no consumo de eletricidade abastecido no contexto do SEN⁶.

No passado, sobretudo até meados de 2024, o tema da repercussão dos ERS permanecia relativamente incontroverso para a generalidade dos agentes de mercado e interessados no setor elétrico, fundamentalmente porque, para além de conferir liberdade aos agentes quanto à sua forma de repercussão: (i) os valores unitários que representavam eram proporcionalmente baixos quando comparados com o preço grossista da eletricidade; e (ii) os encargos desta natureza apresentavam um razoável grau de estabilidade temporal (e, por conseguinte, de previsibilidade).

⁵ Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios, ou "*Balance Responsible Party*".

⁶ Na redação vigente do MPGGS estabeleceu-se que a produção não habilitada suporta os encargos com a BaFRR e a Banda diária de mFRR, assim se alinhando, em parte, com o que se estabelece para o consumo, como incentivo a prestação de serviços de sistema por aquele tipo de ativos de produção, aderindo ao princípio do utilizador-pagador.

Por outro lado, as componentes tarifárias beneficiam de firmeza e previsibilidade em horizontes temporais infra-anuais, ainda que se possam produzir variações expressivas em contexto inter-anual. Esta característica, combinada com a menor previsibilidade dos ERS e a inexistência de outros mecanismos de estabilização de muito curto prazo, leva a que tenha sido suscitada por agentes de mercado a possibilidade de repercussão, ainda que parcial, dos ERS nas TAR, de modo a acomodar por essa a via a incerteza e volatilidade que se vem observando nos ERS.

Numa breve comparação internacional, pode sustentar-se que existe um número não negligenciável de países em que as rúbricas de custo de serviços de sistema têm repercussão nas tarifas recuperadas pelo operador da rede de transporte (ORT) ou pelo operador da rede de distribuição (ORD). Essa análise consta do anexo I ao relatório da ACER sobre tarifas (*Electricity Network Tariff Methodologies in Europe*⁷). Em concreto, a tabela 12 do citado relatório explicita que em 12 dos 29 países analisados, existe uma repercussão tarifária dos custos com os serviços de sistema, podendo fazê-lo através de um termo de energia (8 situações), de potência (2 situações) e de forma conjugada de termos tarifários (2 situações, sendo que uma se refere a uso de termos de energia e potência e outra a termos de potência e fixo). A Tabela 1 explicita essa caracterização efetuada a nível europeu.

Tabela 1- Repercussão de encargos de serviços de sistema através de tarifas aplicadas pelo ORT

	Países	N.º situações	Notas
Energia	Áustria, Chipre, Chéquia, Dinamarca, Estónia, França, Polónia, Roménia	8	Repercussão em 100% numa rúbrica de energia , para todos os países mencionados.
Potência	Lituânia, Suécia	2	Repercussão em 100% numa rúbrica de potência , para todos os países mencionados.
Energia e Potência	Alemanha	1	Repercussão em 20% numa rúbrica de energia e em 80% em rúbrica de potência .
Potência e fixo	Países Baixos	1	Repercussão em 0,04% numa rúbrica de valor por ano e em 99,96% em rúbrica de potência .
Não aplicável	Espanha, Grécia, Letónia, Luxemburgo, Malta	5	
Não disponível	Bélgica, Bulgária, Croácia, Eslováquia, Eslovénia, Finlândia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Noruega, Portugal	12	

Fonte: ACER - Electricity Network Tariff Methodologies in Europe; elaboração ERSE

⁷ Relatório acessível em https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications_annex/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Annex-I.pdf.

A ERSE, de acordo com as competências legalmente cometidas a esta Entidade, no enquadramento normativo europeu e nacional, tem a prerrogativa, através de regulamentação própria, após prévia consulta pública ou de interessados, de alterar o quadro vigente de modo a alterar o atual modelo de repercussão dos ERS.

A ERSE vem, assim, colocar em consulta pública a repercussão estrutural de parte dos ERS nas TAR, designadamente a componente de encargos decorrentes de processos de resolução de restrições técnicas, em mercado, após publicação do PDBF, que foi aquela componente que mais se agravou no passado recente, resultante das medidas de contingência adotadas pelo gestor global do SEN para assegurar a segurança do abastecimento. Sendo estes encargos dependentes de restrições técnicas de rede pode-se justificar tratar-se de um custo de rede e, portanto, a sua alocação ser efetuada através das tarifas de acesso às redes e, em particular, através da componente de uso global do sistema (UGS) do ORT.

Para operacionalizar esta internalização de custos (decorrentes dos ERS) nas TAR, torna-se necessário efetuar uma estimativa prospetiva do nível que estes custos assumem para sua posterior repercussão no processo tarifário. A contrastação dessa estimativa com o seu valor real dará, assim, origem a um desvio de valores que é repercutido nos exercícios tarifários subsequentes, seguindo a lógica tarifária do setor elétrico.

Neste contexto, perspetivando-se a repercussão nas TAR de parte dos ERS, colocam-se quer questões de peso relativo no quadro das TAR, quer ainda questões de menor estabilidade tarifária (que decorrem da elevada variabilidade da rúbrica e conseqüente impacte na dotação previsional a integrar em TAR e os desvios correspondentes).

A respeito das implicações económicas e concorrenciais da repercussão estrutural dos ERS nas TAR, importa começar por avaliar o peso relativo que tais encargos representam no valor dos proveitos permitidos associados à parcela de UGS a recuperar pelo ORT, refletida nas TAR. Importa recordar que é na rúbrica de UGS I do ORT que se repercutem os custos incorridos com a operação do GGS. De resto, esta (UGS I) é ainda a rúbrica tarifária que implica menores distorções concorrenciais entre os diferentes consumidores, na medida em que é suportada de forma proporcional aos consumos e por toda a base de consumidores.

Nos dois últimos anos completos, o peso relativo dos ERS (custo total) na estrutura dos proveitos associados à parcela de UGS do ORT, varia entre 62%, para o ano de 2024 (410,5 milhões de euros em 665,6 milhões de euros), e 231% para o ano de 2025 (692,8 milhões de euros em 299,9 milhões de euros).

Importa ter em consideração que em 2026, considerando os primeiros cinco meses do ano, o peso destes encargos na estrutura de proveitos mencionada é já de cerca de 145% (458,8 milhões de euros em 316,4 milhões de euros), o que faz pressupor, para o conjunto do ano de 2026, um peso relativo da mesma magnitude do verificado em 2025, se não superior. No caso de se considerarem apenas os valores respeitantes aos custos com as mobilizações por restrições ao PDBF, o respetivo peso relativo na parcela UGS é inferior, mas ainda assim de magnitude significativa (superior a 100% em 2025). Estes valores relativos são ainda maiores se forem considerados apenas os proveitos associados à rúbrica de UGS I do ORT, que representa uma parte menor dos proveitos totais da UGS do ORT.

Assim, considerando os proveitos estimados pela ERSE para efeitos de apuramento da tarifa de UGS referente aos exercícios tarifários de 2024, 2025 e 2026, a repercussão total dos ERS representa cerca de 62% em 2024, 231% em 2025 e 145% em 2026 (considerando os meses de janeiro a maio de 2026).

Já a repercussão dos custos com o mecanismo de resolução de restrições técnicas após o PDBF representa cerca de 13% em 2024 (83,3 milhões em 665,6 milhões de euros), 119% em 2025 (357,2 milhões de euros em 299,9 milhões de euros) e, por fim, 96% em 2026 (303 milhões de euros em 316,4 milhões de euros), considerando os meses de janeiro a maio de 2026.

Assim, como se depreende dos valores apresentados, estamos perante encargos significativos que provocariam, caso fossem totalmente repassados através do exercício tarifário do SEN, uma oneração e uma subida de nível das TAR, face à trajetória que se perspetiva para os próximos anos. Este facto, só por si, justifica alguma cautela na repercussão dos ERS em rúbricas tarifárias, apontando quer para uma estratégia de repercussão parcial, quer ainda para uma integração faseada dos valores que se venham a considerar (*phase in* de valores).

Entende a ERSE, no quadro descrito, que se deve promover a integração de até 40% dos ERS associados às RT PDBF, estimados para cada ano, sendo que se propõe que, já no último trimestre de 2026, se possam repercutir cerca de 25% dos encargos que se venham a estimar para esse período (considerando os valores das RT PDBF em 2025, este valor seria cerca de 22 milhões de euros).

Neste contexto, e tendo em conta a inclusão desta nova rúbrica de encargos na atividade de GGS do ORT, cujo peso no conjunto dos proveitos desta atividade é bastante relevante, entende-se que se justifica a inclusão de um ajustamento provisório de t-1 que integre todos os custos de gestão de sistema da atividade de GGS (artigo 114.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico em vigor). Este mecanismo permitirá minimizar o desfasamento temporal entre os custos reais e as previsões desses custos reconhecidos na

tarifa. Ao antecipar em um ano uma estimativa do desvio que, de outro modo, apenas seria corrigido em termos definitivos no acerto de t-2, aproximam-se, em cada exercício, os proveitos recuperados por aplicação das tarifas e os valores reais, atenuando a acumulação de acertos de valor elevado.

Esta finalidade assume particular relevância nos custos que evidenciam volatilidade significativa. A antecipação do acerto reduz o volume e a duração dos montantes a ajustar até ao apuramento do ajustamento definitivo, com reflexo favorável no equilíbrio económico-financeiro do ORT, contribuindo simultaneamente para a estabilidade e a previsibilidade das tarifas.

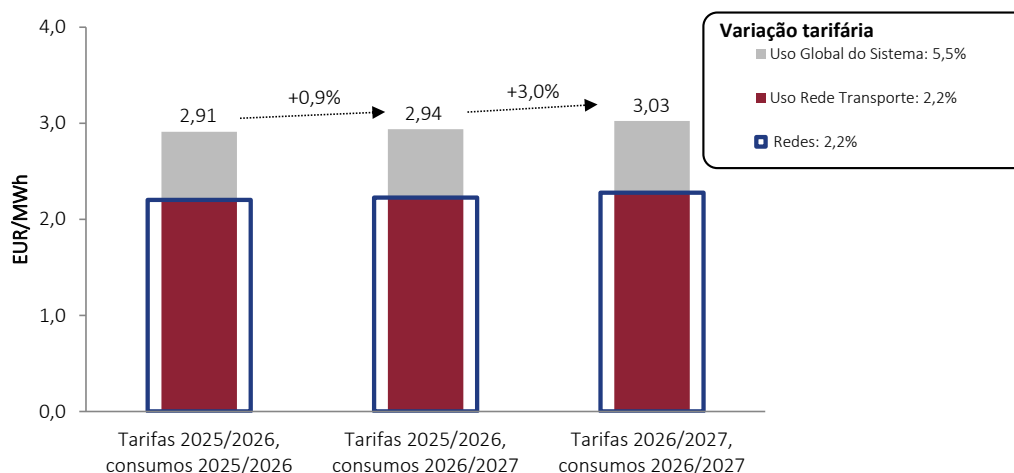
Desta forma, propõe-se transformar o ajustamento de t-1 dos desvios provisórios dos custos com capital afetos à gestão do sistema (do artigo 114.º), num ajustamento provisório de t-1 integral da parcela dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS, com o objetivo de aumentar a estabilidade dos proveitos a recuperar através desta atividade.

3.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS MOBILIZAÇÕES DE CENTRAIS DE CICLO COMBINADO A GÁS PARA A RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Como antes se assinalou, uma parte da evolução em alta dos ERS prende-se com a mobilização, em sede de restrições aos programas de mercado, de recursos de geração térmica convencional, ou seja, de produção a partir de centrais de ciclo combinado a gás. Na operação destes ativos de produção, num sistema crescentemente descarbonizado como é o português, a sua programação em mercado resulta razoavelmente incerta na sua modulação temporal, razão pela qual, com frequência, os termos de contratação de gás natural para produção de eletricidade se orientam para referenciais de curto e muito curto prazo. Está neste contexto a contratação, pelas centrais de ciclo combinado a gás, de capacidade na rede nacional de transporte de gás (RNTG) para horizontes de curto prazo, muito comumente com contratação diária da capacidade.

Neste contexto, as ofertas dos centros eletroprodutores cuja fonte de energia primária é o gás natural, incluem entre os seus custos, a tarifa de Acesso às Redes de gás. A Figura 3 apresenta a estimativa do preço médio das TAR no ano gás 2026-2027 para estas instalações de consumo de gás. Como se constata, a parcela mais relevante corresponde à tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) de gás.

Figura 3 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – Centros Eletroprodutores



Fonte: «[Tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 157.

Para a tarifa de URT de gás, nos pontos de saída da RNTG, tanto para os operadores das redes de distribuição de gás, como para os clientes em alta pressão (AP), onde se incluem estes centros eletroprodutores, aplica-se um preço por capacidade utilizada, ou seja, ao consumo máximo diário em determinado intervalo temporal. Este intervalo temporal é dado pelos últimos doze meses na opção tarifária de longas utilizações, podendo ser inferior nas opções tarifárias flexíveis. Efetivamente, para além da tarifa para longas utilizações, os clientes em AP podem optar, ainda, por uma de três opções tarifárias adicionais: i) tarifa flexível anual, ii) tarifa flexível mensal e iii) tarifa flexível diária. As opções tarifárias referidas estão caracterizadas na Tabela 2, sendo que a opção de «longas utilizações» corresponde à opção por defeito.

Tabela 2 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária

Opção tarifária	Variável de faturação	Unidade do preço
Longas utilizações	<u>Capacidade utilizada</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses, incluindo o mês a que a fatura respeita.	EUR/(kWh/dia) por dia
	<u>Capacidade base anual</u> A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses, incluindo o mês a que a fatura respeita.	
Flexível anual	<u>Capacidade mensal adicional</u> A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual.	
	<u>Capacidade mensal</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	
Flexível mensal	<u>Capacidade diária</u> Consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	

Fonte: «[Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 36.

Os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos, com diferenciação sazonal, ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. Os fatores multiplicativos são apresentados na Tabela 3, os quais são superiores à unidade.

Tabela 3 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT para clientes em AP, ano gás 2026-2027

	Mês	Fatores multiplicativos		
		Flexível anual Capacidade mensal adicional	Flexível mensal Capacidade mensal	Flexível diária Capacidade diária
Inverno	jan	-	3,0	10,0
	fev	-	3,0	10,0
	mar	-	3,0	10,0
Verão	abr	1,5	1,5	6,0
	mai	1,5	1,5	6,0
	jun	1,5	1,5	6,0
	jul	1,5	1,5	6,0
	ago	1,5	1,5	6,0
	set	1,5	1,5	6,0
Inverno	out	-	3,0	10,0
	nov	-	3,0	10,0
	dez	-	3,0	10,0

Fonte: «[Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 36.

Na Tabela 4 apresentam-se os preços das TAR a aplicar pelo operador da RNTG às suas entregas aos produtores de eletricidade ⁸, para as diferentes opções tarifárias disponíveis (longas utilizações e opções flexíveis), que vigoram no ano gás 2026-2027.

Tabela 4 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em AP para entregas a produtores de eletricidade, ano gás 2026-2027

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000749	0,00049580					
Flexível Diária	0,000749					0,00297478	0,00495797
Flexível Mensal	0,000749			0,00074370	0,00148739		
Flexível Anual	0,000749	0,00049580	0,00074370				

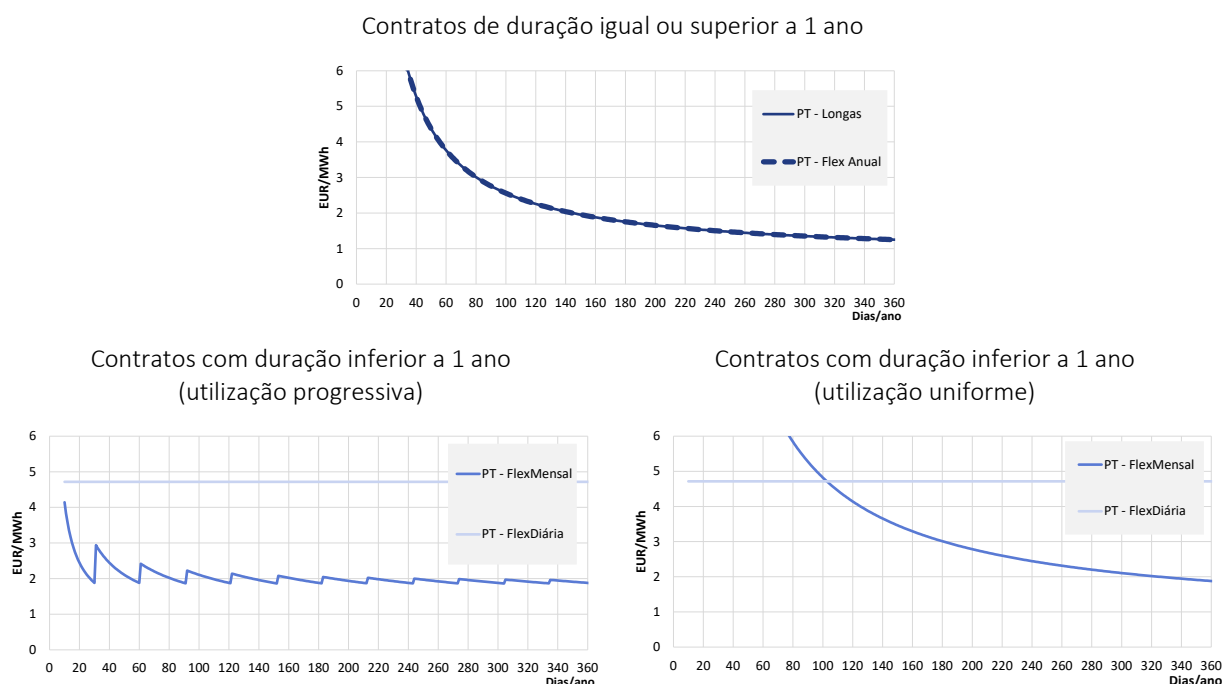
Fonte: «[Tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 97.

A opção tarifária escolhida pelo centro eletroprodutor, aliada à sua utilização da capacidade (modulação), impactam no preço médio da TAR. Na Figura 4 pode encontrar-se uma análise do custo de acesso às redes de transporte de gás para um centro eletroprodutor, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano, para o ano gás 2026-2027 ⁹.

⁸ No caso dos produtores de eletricidade, os mesmos equivalem, mormente, aos produtores de energia elétrica em centrais de ciclo combinado a gás.

⁹ Uma estratégia de utilização uniforme da capacidade considera uma alocação do consumo de uma forma uniforme ao longo dos vários meses e dias do ano. Uma estratégia de utilização progressiva da capacidade considera uma alocação do consumo de uma forma progressiva ao longo dos vários dias (por exemplo, para uma modulação de 20 dias, considera-se que o consumo ocorre nos primeiros 20 dias do ano). Os pressupostos utilizados podem ser consultados em: «[Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 136-137.

Figura 4 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para diferentes utilizações (ano gás 2026-2027)

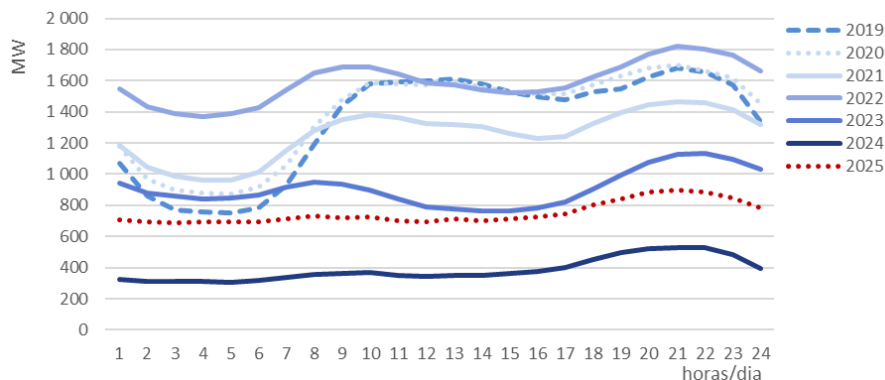


Fonte: «[Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, p. 139.

A evolução do consumo dos centros eletroprodutores a gás nos anos recentes demonstra a tendência de redução do seu funcionamento. Por exemplo, observa-se na Figura 5 uma redução muito significativa do nível médio da potência média horária de produção de energia elétrica¹⁰.

¹⁰ Em particular, desde 2021 até 2025. Houve aumento em 2022, por ter sido um ano seco, e em 2025, por razões de segurança na gestão de rede. Mais informação poderá ser consultada em «[Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026, anexo (p. 113-141).

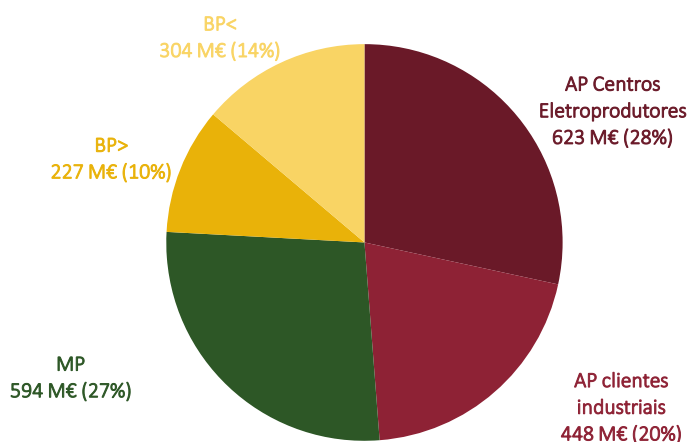
Figura 5 - Evolução da potência média horária de produção de energia elétrica dos CEP



Fonte: «[Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027](#)» ERSE, junho 2026, p. 124 (dados REN).

Adicionalmente, importa destacar a importância destas centrais como fonte de receita para o setor do gás, conforme ilustrado na Figura 6, que inclui tanto a componente de acesso regulado como a componente de energia e comercialização.

Figura 6 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2026-2027



Fonte: «[Tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027](#)», ERSE, junho 2026.

Face aos novos padrões de utilização dos centros eletroprodutores, com modulações mais reduzidas, os mesmos têm optado, com maior frequência, pelas opções tarifárias flexível mensal e/ou diária, que acarretam multiplicadores superiores à unidade. Em particular na opção tarifária flexível diária, o termo de capacidade da tarifa de Acesso às Redes, medido em base diária, equivale em termos práticos a um termo de energia. Assim, os multiplicadores aplicáveis nessa opção tarifária tendem a ser repercutidos nas ofertas destas centrais no mercado à vista e, bem assim, no mercado de serviços de sistema.

Tendo em conta este impacto das opções tarifárias flexíveis de mais curto prazo, importa imunizar as ofertas destas centrais no mercado de serviços de sistema, com benefícios para todos os utilizadores do SEN. Nesse sentido, de forma a reduzir o preço das ofertas dos centros eletroprodutores a gás natural no mercado de serviços de sistema, em particular as ofertas para o mercado de restrições técnicas, propõe-se que, para efeito da aplicação das TAR, as mobilizações realizadas no processo de resolução das RT PDBF tenham por base a opção tarifária de longas utilizações, sem multiplicador.

De todo o modo, esta proposta não limita as escolhas dos produtores quanto à opção tarifária do acesso às redes de gás para mobilizações que não sejam para o processo de resolução das RT PDBF, que continuam a pagar a TAR de gás da opção tarifária por si escolhida. Por outro lado, não deverá ser o setor do gás a suportar os custos inerentes a esta proposta.

Deste modo, os agentes devem integrar nas suas ofertas para resolução das RT PDBF o valor económico do desconto na TAR de gás que lhes seja reconhecido, aplicando-se o instrumental de supervisão, no âmbito do REMIT, que o garanta. Por sua vez, caso a opção tarifária do centro eletroprodutor não seja a anual, caberá ao GGS identificar as mobilizações de gás nos mercados de serviços de sistema (resolução das RT PDBF) e caberá ao operador da RNTG, a REN - Gasodutos, S.A., aplicar ao produtor um multiplicador unitário às mobilizações realizadas (ou seja, aplicar a TAR de longas utilizações).

Em paralelo, o operador da RNTG deverá determinar qual o montante relativo às mobilizações realizadas que resulta da diferença de aplicação entre esses multiplicadores. Esse montante será faturado pelo operador da RNTG ao GGS do setor elétrico, e será considerado como um custo da atividade de gestão global do sistema elétrico, recuperado pela aplicação da tarifa UGS I.

Ou seja, atentos os efeitos cruzados que existem entre setores, entende a ERSE haver vantagem em prever que, para a generalidade dos volumes efetivamente mobilizados em mercado de serviços de sistema, se possam considerar os menores custos de contratação de capacidade na RNTG, que se obtêm da faturação pelo respetivo operador ao centro eletroprodutor (cliente final no setor do gás) do preço do contrato anual de capacidade.

Para estimar o impacto desta proposta, utilizaram-se os preços médios das TAR de gás, para as várias opções tarifárias. Estes preços médios foram estimados a partir dos dados de consumo de gás das centrais a gás em 2025, os quais foram valorizados com os preços das Tar de gás para o ano gás 2026-2027. O **Erro!** **A origem da referência não foi encontrada.** apresenta os preços médios, referidos ao consumo de gás (em

EUR/MWh_{gás}), assim como referidos à produção de eletricidade (em EUR/MWh_{elétrico}), tendo em consideração uma eficiência de conversão de 50%.

Tabela 5 - Estimativa de preço médio de acesso às redes de gás dos centros eletroprodutores a gás, por opção tarifária

Opção tarifária	Preço médio do Acesso às Redes de gás (EUR/MWh_{gás})	Preço médio do Acesso às Redes de gás (EUR/MWh_{elétrico})
Longas Utilizações	1,58	3,17
Flexível Anual	2,22	4,44
Flexível Mensal	2,65	5,30
Flexível Diária	4,70	9,40

Fonte: Dados REN; «Tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027», ERSE, junho 2026

Tomando como mero exemplo o volume de mobilizações das centrais de ciclo combinado a gás para o processo de RT PDBF nos primeiro e segundo trimestres de 2026, apura-se um volume de energia elétrica de, respetivamente, 1442,8 GWh e de 890,4 GWh, que, com um fator de eficiência de 50%, se converte em cerca de, respetivamente, 2885,6 GWh e de 1780,9 GWh de gás consumido por aquelas centrais. Assumindo a diferença de preço médio da opção flexível diária face à opção de longas utilizações (3,12 EUR/MWh_{gás}), ter-se-á um valor indicativo de perda de receita para o primeiro semestre de 2026 de 14,6 milhões de euros (9 milhões de euros no primeiro trimestre e 5,6 milhões de euros no segundo trimestre).

Tendo presente os efeitos de perda de receita no setor do gás, que, em valores unitários, se apura pelo diferencial entre o preço faturado e aquele que efetivamente esteja contratado pelo centro eletroprodutor, e como forma de eliminar riscos de subsídição cruzada entre setores, entende a ERSE que esta medida deve ser implementada com as seguintes duas características essenciais:

- a) **Contenção em volume:** os preços por defeito do contrato anual devem apenas ser aplicados, quando distintos dos contratados pelo centro eletroprodutor, aos volumes efetivamente mobilizados em mercado de serviços de sistema, de modo a que, além da minimização dos riscos de subsídição entre setores, se evitem também efeitos de arbitragem adversa entre referenciais de mercado;
- b) **Transferências entre setores:** os valores de receita diferencial que se apurem pela aplicação da medida (resultado do produto entre o volume mobilizado em mercado de serviços de sistema e o diferencial

dos preços faturado e de contratação de capacidade) devem ser repercutidos no setor que origina essa mesma perda de receita, ou seja, no caso vertente, no setor elétrico. Essa repercussão deve fazer-se pela transferência *ex-post* dos correspondentes valores do gestor global do SEN para o operador da RNTG, de modo a manter economicamente neutra a operação no setor do gás.

3.5 PROJETO PILOTO DE METODOLOGIAS AVANÇADAS DE IDENTIFICAÇÃO E RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO SEN

No seguimento da Consulta Pública n.º 134, a ERSE publicou no final de 2025 o Regulamento Tarifário do setor elétrico que, no seu artigo 155.º, prevê a apresentação por parte dos operadores das redes de propostas de projetos-piloto de utilização de ferramentas de gestão dinâmica das redes elétricas. Resultado dos comentários recebidos, esta decisão resultou da reavaliação por parte da ERSE da sua proposta inicial de introdução de um incentivo ao GGS para a utilização deste tipo de ferramentas, assumindo-se que os projetos-piloto correspondem a um instrumento regulatório mais flexível para acomodar o objetivo pretendido.

No atual quadro de identificação de soluções, que permitam reduzir os custos na resolução de restrições técnicas no SEN, um caminho a explorar passa por utilizar ferramentas avançadas de gestão dinâmica das redes elétricas que um projeto-piloto, como o previsto no artigo 155.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico, poderá concretizar no atual período de regulação 2026-2029.

Num contexto de crescente complexidade, em que se pretende uma operação ainda mais segura e fiável do sistema elétrico, é necessário ultrapassar o atual paradigma determinístico e dotar o GGS de ferramentas avançadas adicionais de observabilidade, previsão e decisão probabilística de tratamento das restrições técnicas.

Nesse sentido, considera-se ser este o momento para o GGS apresentar uma proposta de projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação, antecipação e resolução de restrições técnicas no SEN que, de forma mais eficiente e robusta, utilize analítica avançada de caracterização probabilística dos trânsitos na rede e ferramentas de apoio à decisão na otimização estocástica da topologia e manobras de rede e dos consequentes trânsitos de energia.

Assim e para o efeito, a ERSE solicita à REN Eléctrica, na sua qualidade de GGS, que, durante o período temporal em que decorre a atual Consulta Pública, apresente a proposta de projeto piloto referida.

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

