

CONSULTA PÚBLICA 142

RELATÓRIO

Alteração do quadro regulatório dos
Encargos de Regulação no SEN

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO	1
2	AVALIAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS	5
2.1	Redesenho do produto específico de banda de mFRR	5
2.2	Produto de Cobertura	10
2.3	Repercussão nas tarifas de acesso às redes	14
2.4	Tarifas de acesso às redes de gás para mobilizações em resolução de restrições técnicas	22
2.5	Projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas no SEN	25

1 INTRODUÇÃO

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (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 BRP¹, destacando-se, neste conjunto de encargos, as rubricas de resolução de restrições técnicas (ao PDBF, ao PDVD e ao PF) e os encargos de contratação de banda (BmFRR e BaFRR).

Os ERS e, neste sentido, também os custos com as restrições técnicas, são apurados e faturados pelo Gestor Global do SEN (GGS), sendo repercutidos, maioritariamente, nos comercializadores de eletricidade e, quando existentes, agentes de mercado consumidores que atuem diretamente em mercado², que os podem repercutir nos clientes finais, de forma internalizada no preço praticado ou de modo explícito na fatura através de mecanismo de indexação.

A evolução recente dos ERS ditou acréscimos significativos nos custos apurados e, como referido, repercutidos nos agentes de mercado, com um aumento médio de 64% em base anual entre 2023 e 2024 e de 65% entre 2024 e 2025. Nesta evolução de custos assumiu especial relevância o maior recurso aos mecanismos de resolução de restrições técnicas aos programas de mercado.

Como se referiu no documento justificativo da consulta pública que aqui se endereça, 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 – em especial, os que atuam do lado da procura – defrontam. 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.

Por outro lado, as condições de maior imprevisibilidade na formação do preço final da energia elétrica, sendo impactadas quer pelo preço em mercados de aprovisionamento (essencialmente, mercado diário) e

¹ Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios, ou “*Balance Responsible Party*”.

² Com a mais recente revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico, em determinadas condições, os agentes de mercado produtores não habilitados poderão vir a suportar parte dos ERS.

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.

Foi justamente neste enquadramento conceptual que a ERSE decidiu o lançamento da consulta pública n.º 142 (CP 142), referente a uma proposta de alteração do quadro regulatório dos ERS no SEN, visando a existência de condições de maior estabilização e previsibilidade dos custos repercutidos aos agentes de mercado. De forma sintética, a abordagem regulatória suscitada a consulta pública integrou as seguintes medidas:

- a) O redesenho do produto específico de BmFRR, para reforçar as condições de firmeza na prestação deste serviço;
- b) A conceptualização de um produto de contratação a prazo que se constitua como ferramenta de cobertura dos ERS;
- c) A repercussão parcial dos ERS no perímetro das tarifas de acesso às redes do SEN;
- d) A redução de expressão das tarifas de acesso às redes de gás por parte dos centros eletroprodutores prestadores de serviços de sistema; e
- e) A previsão de um projeto piloto para a adoção de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas no SEN.

Foi, assim, neste enquadramento geral, que se reconhece significativamente complexo, que a ERSE justificou a realização da consulta pública de alteração das condições regulatórias com que se abordam os encargos de regulação no SEN, assumindo-se, desde logo, o carácter inovatório e pioneiro de algumas das medidas preconizadas.

Atendendo ao antes referido, o presente documento constitui o relatório síntese dos comentários recebidos no âmbito da CP 142, assim como as considerações que tais comentários e contributos merecem da parte da ERSE.

A consulta pública lançada a 10 de julho de 2026 decorreu por um período de 60 dias, sendo que a data limite para a submissão de comentários se fixou em 10 de setembro de 2026. Responderam, em prazo, à mencionada consulta pública um total de 32 entidades que mencionam como sendo públicos os respetivos comentários, a saber:

- Conselho Consultivo – Secção do Setor Elétrico;
- Conselho Tarifário – Secção do Setor Elétrico;
- ACCIONA;
- ACEMEL;
- ACIE;
- AIP-CCI;
- ANIMEE;
- APICER;
- APIGCEE;
- APQuímica;
- APREN;
- AUDAX;
- COVALIS Capital;
- DECO;
- EDP Comercial;
- ELECPOR;
- Elergone;
- Endesa;
- FORTIA;
- Galp;
- Goldenergy;

- Greenvolt;
- Grupo EDP;
- Grupo Nenuphar Advisors;
- Iberdrola;
- Megasa;
- OMIP;
- Particulares: Hugo Rua e João Jesus Ferreira;
- Repsol;
- SU Eletricidade;
- Usenergy.

Os comentários recebidos, considerados para efeitos deste documento e da ponderação da ERSE, salvo os sujeitos a confidencialidade por menção expressa, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais. Neste contexto, a ERSE recebeu, em prazo, mais sete contributos em sede de consulta pública, que os respetivos interessados qualificaram de confidenciais.

O presente documento reúne a síntese dos comentários recebidos no processo da consulta pública realizada.

No capítulo 2 do presente relatório, sistematizam-se, de forma resumida, os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE deles fez, agregados por temas principais objeto de comentários. Esta sistematização de temas inclui um enquadramento resumido da medida proposta, uma descrição geral dos comentários recebidos e a explicitação da ponderação que deles fez esta Entidade.

2 AVALIAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No plano de apreciação dos comentários recebidos no âmbito da presente consulta pública, as entidades participantes da mesma efetuaram considerações que se podem sintetizar no presente capítulo, na ordenação de temas e assuntos apresentados pela ERSE no documento justificativo da CP 142.

2.1 REDESENHO DO PRODUTO ESPECÍFICO DE BANDA DE MFRR

SÍNTESE DA PROPOSTA

O aumento significativo dos ERS repercutidos no consumo, observado sobretudo em 2025 e no ano em curso, resulta maioritariamente dos custos associados à resolução de restrições técnicas no PDBF (RT PDBF). Este processo tem implicado, em particular, a mobilização de centrais de ciclo combinado a gás e a desmobilização de outras instalações de produção inicialmente programadas no mercado organizado.

Embora esta atuação do GGS seja necessária para garantir a segurança e regularidade da operação do sistema, a mobilização de recursos através do mecanismo de RT PDBF apresenta custos mais elevados do que a sua contratação através de outros referenciais de mercado.

Como resposta regulatória a esta circunstância, entendeu a ERSE propor em consulta pública o redesenho do produto específico de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR), através da criação de um lote destinado a recursos de geração firme, essencialmente grupos térmicos convencionais. Pretende-se, desta forma, assegurar antecipadamente recursos firmes, reduzir a necessidade de recurso às RT PDBF e preservar ou reforçar as condições de segurança operacional do SEN.

Em acréscimo ao redesenho, foi incluído, 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 prestadores do serviço que ainda não disponham deste equipamento.

COMENTÁRIOS EM CONSULTA PÚBLICA

No que aos comentários de âmbito geral diz respeito, resulta uma apreciação globalmente favorável quanto ao objetivo prosseguido pelo redesenho do mercado de BmFRR, designadamente no que respeita à possibilidade de reduzir o recurso ao mecanismo de resolução de restrições técnicas, aumentar a previsibilidade da contratação de capacidade e promover uma utilização mais eficiente dos recursos necessários à operação do sistema. Esta orientação é expressamente acolhida, com diferentes graus de apoio, por diversas entidades participantes na consulta pública, embora condicionada à demonstração da eficácia e adequação do instrumento regulatório proposto.

Não obstante a existência de uma posição globalmente favorável, no que respeita especificamente ao redesenho e funcionamento do produto, os comentários recebidos evidenciam algumas preocupações que se concentram essencialmente em quatro dimensões: (1) a adequação do produto de BmFRR para responder à necessidade identificada, (2) a neutralidade tecnológica do novo lote específico e requisitos de participação, (3) a fundamentação e o dimensionamento da capacidade a contratar pelo GGS e (4) o impacto económico global da medida sobre os mercados e serviços de sistema.

Sobre a adequação do instrumento proposto, vários participantes da consulta questionaram se o produto específico de BmFRR constitui efetivamente o instrumento mais adequado para assegurar a disponibilidade de capacidade destinada, em larga medida, a reduzir o recurso posterior ao mecanismo de resolução de restrições técnicas. Esta questão é suscitada, desde logo, pelo Conselho Consultivo, que recomenda expressamente a possibilidade de avaliar a criação de um produto autónomo, distinto do serviço de BmFRR, destinado à contratação de capacidade firme para resolução de restrições técnicas. Pronunciam-se no mesmo sentido a APREN, que questiona a relação entre as duas funções e sugere avaliar uma solução autónoma; a USENERGY, que admite um mecanismo específico associado às restrições técnicas quando estejam em causa necessidades localizadas sem concorrência efetiva; a FORTIA, que propõe avaliar um mecanismo específico associado às restrições técnicas ou redespacho; e a Megasa, que salienta que os serviços de mFRR e de restrições técnicas são, *per se*, distintos e questiona a sua compatibilidade num único produto de capacidade.

A ACEMEL suscita também esta possibilidade para necessidades localizadas na rede em que não seja possível assegurar concorrência efetiva. Foi também mencionado por participantes na consulta um conjunto de preocupações relativamente à interação do produto específico de BmFRR com os restantes

mercados e serviços de sistema, onde o Conselho Consultivo alerta especificamente para a possibilidade de a capacidade comprometida no produto deixar de estar disponível para satisfazer necessidades de BaFRR, podendo levar à mobilização de recursos adicionais, em que a EDP e a ELECPOR solicitam clarificação quanto à possibilidade de participação simultânea das unidades adjudicadas noutros mercados, designadamente aFRR e mFRR, e a APQuímica apela a uma abordagem sistémica dos serviços de sistema que permita otimizar a utilização da capacidade disponível entre os diferentes potenciais prestadores do serviço.

Sobre a neutralidade tecnológica e condições de participação, um conjunto alargado de entidades participantes na consulta pública considera que a criação de um lote associado à geração firme ou às centrais termoelétricas pode introduzir uma diferenciação tecnológica que deve ser devidamente justificada. Neste âmbito, o Conselho Consultivo considera que um eventual lote diferenciado deverá assentar em requisitos funcionais e de desempenho que sejam verificáveis e encontrar fundamento nas necessidades concretas do sistema. Já a APREN defende a abertura à produção renovável despachável, armazenamento, instalações híbridas, resposta da procura e recursos agregados, enquanto que a GALP aceita a participação das centrais térmicas, mas rejeita a existência de mercados exclusivos para essa tecnologia. O Grupo Nenuphar Advisors, a Elergone, a Acciona, a APIGCEE, a AIP e a ACIE formulam igualmente objeções à diferenciação por tecnologia ou defendem critérios técnicos ou funcionais neutros. A APQuímica sublinha igualmente a importância de condições de concorrência entre os diferentes potenciais prestadores do serviço de BmFRR.

Sobre a fundamentação e dimensionamento da capacidade a contratar, foi mencionado por um conjunto de entidades participantes na consulta pública, a necessidade de fundamentar o volume de capacidade reservado ao novo lote e tornar transparente a metodologia utilizada no seu dimensionamento. Neste campo, a APIGCEE solicita fundamentação técnica robusta, a Acciona e a ACIE defendem uma metodologia pública, sujeita a supervisão e revisão periódica, a Endesa solicita clarificação quanto ao volume de capacidade e aos critérios e metodologias utilizados para determinar essa necessidade, a Repsol defende critérios claros e objetivos para os volumes reservados e a AIP pretende que a proposta técnica do GGS sobre a quantidade a contratar seja previamente publicada e submetida a comentários. Em acréscimo, o Grupo Nenuphar Advisors questiona igualmente a determinação da capacidade a disponibilizar enquanto que a Audax acrescenta uma questão específica relativa à articulação entre a capacidade adjudicada no lote de geração firme, a proporção sujeita a obrigação de oferta e o volume do produto de cobertura,

solicitando a fundamentação do respetivo dimensionamento. No que diz respeito às condições de concorrência no novo segmento, sobretudo caso a elegibilidade conduza a um universo reduzido de participantes no lote específico, a AIP alerta expressamente para o número reduzido de potenciais vendedores e propõe uma avaliação prévia do poder de mercado. A FORTIA e a USENERGY consideram necessário avaliar se existe concorrência efetiva entre as instalações suscetíveis de satisfazer as necessidades e, quando tal não aconteça, admite mecanismos de remuneração baseados em custos objetivos e auditáveis. A APIGCEE alerta para o aumento da concentração decorrente da reserva do lote específico a recursos térmicos. A ACEMEL salienta a importância de favorecer a participação do maior número possível de recursos elegíveis e promover concorrência efetiva. A Acciona e a ACIE associam também o desenho do lote aos princípios da não discriminação e concorrência.

Sobre o impacto económico global da medida sobre os mercados e serviços de sistema, várias entidades participantes na consulta pública salientam que a eficácia do redesenho não deverá ser avaliada exclusivamente pela redução dos custos associados às restrições técnicas, mas pelo impacto líquido sobre o conjunto dos encargos suportados pelo sistema. Neste sentido, o Conselho Consultivo recomenda que essa análise abranja o custo líquido total para o SEN, incluindo os efeitos indiretos nos restantes mercados e serviços de sistema. A APIGCEE propõe uma análise contrafactual *ex-ante* e uma avaliação *ex-post* que considere os custos de banda, restrições técnicas e mFRR. A USENERGY defende que a medida seja avaliada pelo impacto sobre o custo global dos ERS e não apenas pela redução de uma componente. A FORTIA salienta que a contratação antecipada de capacidade térmica em BmFRR não garante, por si só, uma redução dos custos das restrições, uma vez que a remuneração da capacidade não determina o preço da mobilização posterior. A Megasa questiona igualmente se o pagamento da banda permite efetivamente assegurar a redução dos custos das restrições.

No que respeita especificamente à obrigação de instalação de relé de deslastre por frequência pelos consumidores que prestem o serviço de BmFRR, os comentários recebidos evidenciam reservas quanto à proporcionalidade, neutralidade e configuração técnica deste requisito. Estas preocupações foram suscitadas, designadamente, pelo Conselho Consultivo, APREN, Elergone, APIGCEE, Megasa, FORTIA e APQuímica. Várias entidades solicitaram a clarificação quanto à potência abrangida pela atuação do relé, nomeadamente se o deslastre deverá ficar limitado à potência habilitada, contratada ou adjudicada para a prestação de BmFRR, e não incidindo sobre a totalidade do consumo da instalação. Também foram suscitadas questões relacionadas com a compatibilização deste requisito com instalações de consumo

dotadas de unidades de produção para autoconsumo (UPAC), autoconsumo ou cogeração, designadamente quanto ao risco de perda de produção interior, às limitações à injeção de excedentes na rede elétrica e às adaptações técnicas que poderão ser necessárias para assegurar o funcionamento das instalações nestas circunstâncias. Quanto à proporcionalidade e aos custos associados ao requisito, a APREN e a Elergone chamam particularmente a atenção para o potencial impacto sobre instalações de menor dimensão e recursos agregados, enquanto a APIGCEE refere os investimentos necessários em equipamentos, telecomunicações, sistemas de supervisão, testes e manutenção.

A FORTIA salienta igualmente os custos e adaptações que podem decorrer desta obrigação. A APREN e a Elergone defendem ainda a existência de um período adequado de adaptação para os prestadores de BmFRR abrangidos. Por último, a APIGCEE, Megasa, FORTIA e Conselho Consultivo questionam, sob diferentes perspetivas, o enquadramento desta funcionalidade na BmFRR, apontando para a possibilidade de um tratamento noutro produto específico ou diferenciado e, em alguns casos, para uma remuneração própria.

OBSERVAÇÕES DA ERSE

Da leitura integrada e sistémica dos comentários recebidos pela ERSE pode retirar-se uma concordância geral com o objetivo de assegurar antecipadamente a disponibilidade dos recursos necessários à operação do sistema. Contudo, as preocupações enunciadas pelos participantes concentram-se, sobretudo, no desenho específico da medida que venha a ser adotado para alcançar esse objetivo, destacando-se a questão da neutralidade tecnológica, a adequação da BmFRR para responder a necessidades relacionadas com restrições técnicas, o dimensionamento e a concorrência no lote específico.

Neste sentido, e ponderados os comentários recebidos, a ERSE irá promover o refinamento da proposta de alteração regulamentar do produto específico de BmFRR, visando a antecipação temporal da contratação de recursos e também a fungibilidade deste produto com o produto de cobertura, por forma a mitigar os riscos associados à volatilidade dos ERS. Sem prejuízo da preservação da neutralidade tecnológica – que sempre esteve presente no espírito da proposta da ERSE –, o lote específico deverá ainda assegurar a firmeza de potência requerida pelo GGS, de modo a garantir uma maior previsibilidade na alocação dos recursos no mercado de serviços de sistema e, com isso, impactar positivamente a gestão técnica global do SEN, e os encargos suportados pela generalidade dos consumidores.

Não obstante as preocupações expressas pelas entidades participantes na consulta pública, considera-se ainda adequado manter a instalação do relé de deslastre por frequência no âmbito dos requisitos do processo de habilitação dos consumidores para a prestação de BmFRR, sendo esta uma condição justificada pela função sistémica que esses recursos podem desempenhar em situações excecionais da operação do SEN relativo a desvios severos de frequência. Esta opção deve ser entendida no contexto mais amplo dos instrumentos necessários à defesa e recuperação do SEN.

2.2 PRODUTO DE COBERTURA

SÍNTESE DA PROPOSTA

Tendo presente que 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, a ERSE decidiu colocar em consulta pública a implementação de um produto de cobertura destes encargos, assente em contratação a prazo de contratos com este subjacente. Na realidade, estes custos têm vindo a apresentar uma variabilidade significativa e uma tendência de crescimento, o que impacta no peso relativo que tal volatilidade acaba por ter nas decisões de gestão dos agentes de mercado.

Para a rubrica da energia aprovionada, 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 elétrica 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.

Articulando com as alterações propostas no desenho do produto específico da BmFRR, entendeu 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, fazendo-se a integração deste redesenho com a implementação de um produto de cobertura, através dos volumes adjudicados em produtos de

BmFRR, 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. 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 GGS, de uma referência de ERS apurado, com desagregação quarto-horária, que se constitui como o preço contra o qual se liquida 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 havida na plataforma gerida pelo 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 GGS efetue compensação de direitos de recebimento e deveres de pagamento a estes agentes.

COMENTÁRIOS EM CONSULTA PÚBLICA

Numa perspetiva de tom geral dos comentários recebidos em consulta pública pode identificar-se uma aceitação generalizada da proposta de criação e implementação de um produto de cobertura dos encargos de regulação suportados pelos agentes de mercado.

De modo particular, o Conselho Consultivo faz notar que se compreende o objetivo de reduzir a volatilidade dos custos suportados com os ERS, sublinhando-se que este mesmo produto deverá funcionar numa lógica de mercado, com retribuição do risco através de prémio aí definido. Adicionalmente, o Conselho Consultivo refere a necessidade de densificação dos requisitos operacionais para o produto de cobertura, evitando-se situações de quebra da neutralidade tecnológica na oferta do produto, assim como da adequação das maturidades ao contexto do próprio mercado elétrico.

Já no que se refere aos agentes de mercado, importa sublinhar que a generalidade dos comercializadores acompanha a proposta da ERSE de se criar e implementar um produto de cobertura, que permita mitigar os efeitos da volatilidade destes custos, sendo esse o comentário em particular da ACEMEL, em representação dos comercializadores de dimensão mais reduzida. No mesmo sentido, os comentários do OMIP – entidade que a proposta perspetivou ser a entidade responsável pela gestão da colocação do produto em mercado – salientam, além da aceitação da proposta, o carácter inovador que a mesma representa para o funcionamento do mercado elétrico, assim contribuindo para se dar resposta às necessidades do mercado e dos agentes que nele atuam.

Mais refere ainda o OMIP que a perspetivada liquidação do produto contra um índice se afigura correta, face às características previstas para o produto, sendo, na perspetiva do OMIP, absolutamente crítico que se definam as rubricas de custeio dos ERS que integram a definição do referido índice.

Também os restantes comercializadores, em especial os comercializadores que representam a maior quota de mercado – EDP, Iberdrola ou Endesa – acompanham a criação de um produto de cobertura para os encargos de regulação.

Ainda assim, tendo presente a linha geral de aceitação quanto ao produto de cobertura, outros comentários apontam no sentido de dever detalhar de forma mais granular o desenho do produto de cobertura, especificando-se maturidades, composição do índice de preço, requisitos de informação a ser

trocada e publicada pelo GGS e operador de mercado, de modo a que a negociação do produto se faça com alinhamento de informação e expectativas dos agentes de mercado.

OBSERVAÇÕES DA ERSE

Tendo presentes os comentários recebidos no âmbito da CP 142, a ERSE regista a concordância geral dos interessados com o desenho e implementação de um produto de cobertura dos ERS. Com efeito, um amplo conjunto de interessados menciona o interesse e o valor acrescentado de se poder contar com um instrumento de mercado que permita endereçar os efeitos da volatilidade que se vem registando nos encargos de regulação, que têm dificultado a modulação das estratégias de *pricing* dos comercializadores em mercado retalhista. Este sentido globalmente muito positivo para a proposta colocada em consulta determina que a mesma venha a ser prosseguida, pela ERSE, no quadro da alteração ao quadro regulatório dos ERS.

Sem prejuízo do referido, entende a ERSE que a referência, também generalizada, à necessidade de se detalhar o desenho do produto de cobertura quanto a maturidades, características e detalhe da articulação de informação entre OMIP e GGS, assim como a composição e detalhes operacionais do índice de preço e da negociação, determinam que haja, em simultâneo, uma densificação normativa destes aspetos, que a ERSE considera serem exequíveis para aplicação com efeitos a partir do início de 2027.

Importa ainda referir, a respeito de comentários formulados por alguns dos interessados, no sentido de que o produto de cobertura observe uma lógica de mercado, que foi, desde o início, intenção da ERSE que este desenvolvimento se faça através do mercado, cabendo à interação de procura e oferta do mesmo definir o valor do prémio de risco recebido por vendedores (e pago por compradores). No mesmo sentido, sublinhe-se que a articulação prevista pela ERSE entre o produto de cobertura e o redesenho da BmFRR se centrou na criação de condições de liquidez mínima e não de concentração ou alinhamento tecnológico do produto.

Em resumo, entende a ERSE prosseguir com a implementação do produto de cobertura, sendo que, para tal, se concretizarão um conjunto de aspetos que melhor detalham o seu funcionamento e características.

2.3 REPERCUSSÃO NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

SÍNTESE DA PROPOSTA

Como se sublinhou no documento justificativo da CP 142, o quadro regulamentar atual não prevê a repercussão de qualquer rúbrica de custos do mercado de serviços de sistema através das Tarifas de Acesso às Redes (TAR), sendo estes custos integrantes da liquidação ERS a repercutir no BRP, nos termos previstos no MPGGS. O mesmo documento justificativo apresentou um número não negligenciável de países (12 em 29 casos) com as rúbricas de custo de serviços de sistema a terem repercussão nas tarifas recuperadas pelo operador da rede de transporte (ORT) ou pelo operador da rede de distribuição (ORD).

A ERSE, tendo presente o quadro geral de caracterização dos encargos de regulação, decidiu 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 particular as RT PDBF. 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.

Atendendo às características e ao peso económico dos ERS, a ERSE colocou em consulta pública a repercussão parcial daqueles encargos através da UGS I do ORT, sendo esta a parcela em que se repercutem os custos incorridos com a atividade de GGS. Acresceu o fundamento de que a UGS I é ainda a rúbrica tarifária que implica menores distorções entre os diferentes consumidores de eletricidade, na medida em que é suportada de forma proporcional aos consumos de energia elétrica por toda a base de consumidores.

Por outro lado, tendo presente a expressão relativa que os ERS podem pressupor nas TAR, a ERSE entendeu propor a integração de até 40% dos ERS associados às RT PDBF, estimados para cada ano, sendo igualmente proposto que, já no último trimestre de 2026, se possam repercutir cerca de 25% dos encargos com as referidas restrições, que se venham a estimar para esse período.

Por fim, considerando ainda o peso relativo dos ERS e a mecânica de prospectiva e verificação postecipada dos valores transpostos para as TAR, entendeu também a ERSE que se deveria transformar o ajustamento de t-1 dos desvios provisórios dos custos com capital afetos à gestão do sistema (do artigo 114.⁹) 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.

COMENTÁRIOS EM CONSULTA PÚBLICA

A generalidade dos comentários recebidos mostrou-se favorável à transferência parcial dos ERS relativos às restrições técnicas antes do PDBF para as TAR. Assinalam-se nesse sentido os comentários do Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, Acciona, AIP-CCI, ANIMEE, APICER, APIGCEE, APQuímica, Audax, DECO, EDP, Elecpor, Elergone, Endesa, FORTIAFORTIA, GALP, Goldenergy, Greenvolt, Iberdrola, Megasa, Repsol e Usenergy.

Apenas se manifestou contra a medida a Nenuphar Advisors, com o argumento de que as instalações de armazenamento passariam a suportar estes encargos nos seus consumos a partir da rede, situação que não se verifica no enquadramento atual. Este participante sugere a exclusão expressa, no Regulamento Tarifário, da energia retirada da rede por instalações de armazenamento para posterior reinjeção, do âmbito de incidência da componente de ERS repercutida na UGS I, em coerência com a Orientação n.º 1/2026 da ERSE.

Percentagens e rubricas de ERS a transferir para a TAR e trajetória de transferência

Apesar de a maior parte dos participantes ser favorável à proposta da ERSE, a maioria dos comentários defendeu que a percentagem de transferência de ERS para a TAR (40% de encargos associados às RT PDBF) deveria ser revista, ou no mínimo, ser avaliada essa possibilidade, e que as rubricas dos ERS a transferir não se deviam limitar às restrições técnicas antes do PDBF. Identificaram-se comentários nesse sentido por parte de Conselho Consultivo, Acciona, ACEMEL, APICER, AUDAX, Covalis, EDP, ELECPOR, Elergone, Endesa, FORTIAFORTIA, Goldenergy, Iberdrola, MEGASA, Usenergy.

A Acciona propôs que fosse transferido um mínimo de 90% dos ERS para a TAR, enquanto, a APICER, Elergone, Iberdrola e MEGASA explicitaram que a transferência devia ser da totalidade dos ERS. A APICER defendeu uma transferência imediata de 100% dos ERS para as TAR a recuperar em volume (mas com uma abordagem gradual em transferir a recuperação para potência contratada). A Iberdrola e Megasa defenderam a transferência de 100% já em 2027.

Cabe referir, no entanto, que muitos dos comentários se mostraram favoráveis a uma abordagem gradual de transferência (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, ACEMEL, DECO, EDP, Elergone, Greenvolt, Usenergy), tendo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário destacado que as alterações devem respeitar o princípio da estabilidade regulatória e da previsibilidade tarifária, evitando oscilações desnecessárias e permitindo a adaptação dos agentes, o que se pode obter através da definição, por parte da ERSE, de uma trajetória de transferência dos ERS para as TAR.

Relativamente às rubricas e às percentagens de ERS a transferir, registam-se vários comentários que defendem a definição, por parte da ERSE, de uma trajetória de transferência dos ERS para as TAR, (AUDAX, Covalis, ELECPOR, GALP) de forma a dar aos agentes mais segurança e maior previsibilidade sobre a evolução dos custos da ERS.

O Conselho Consultivo recomenda que o Regulamento Tarifário (RT) do setor elétrico identifique expressamente as rubricas de custos abrangidas e estabeleça critérios objetivos para a determinação da percentagem a repercutir, bem como as condições e periodicidade da revisão, enquanto a FORTIA refere que deviam já ser conhecidos os valores a repercutir em 2027. A GALP defende que o RT devia concretizar as componentes dos ERS que serão financiadas pelas TAR e em que percentagem.

Existem diversos comentários que defendem a existência de mecanismos de revisão para evitar acumular saldos elevados entre anos (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, ACEMEL, DECO, Goldenergy, MEGASA). A MEGASA defende mesmo uma revisão trimestral. A ACEMEL sugere que possam existir limiares para a ativação da revisão, para evitar revisões demasiado frequentes.

Criação de componente tarifária autónoma e recuperação dos encargos

Existem diversos comentários que destacam a importância de criar uma componente tarifária autónoma/específica, que permita identificar especificamente os encargos de regulação incorporados nas TAR (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, ACEMEL, AIP-CCI, APQuímica, FORTIA).

Alguns comentários sugerem a criação de uma UGS III onde devem ser incluídos os ERS (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, FORTIA e Megasa), o que permitiria definir critérios próprios de recuperação de custos.

A AUDAX defende a identificação de veículos tarifários complementares, caso a UGS I não consiga acomodar todos os ERS.

Há comentários que, dada a natureza dos encargos em questão, relacionados com a segurança e a fiabilidade da operação das redes, defendem que pode ser dado um maior peso à recuperação dos custos através do termo de potência contratada (Conselho Tarifário, APICER, FORTIA, Megasa). A APICER defende que deveria existir uma aproximação gradual à recuperação dos custos através da potência contratada. A FORTIA comenta que, caso se mantenha uma componente associada à energia consumida, poderá igualmente ser considerada uma diferenciação temporal, de forma a que o sinal transmitido à procura seja mais coerente com os períodos em que surgem as necessidades que dão origem a estes custos. Em sentido contrário, a ANIMEE pronuncia-se em favor de uma afetação baseada no consumo de energia em detrimento de componentes fixas associadas ao termo de potência.

A APICER, a FORTIA e a Megasa destacam que uma recuperação dos ERS através de TAR volumétrica vai afetar as TAR do autoconsumo através da RESP que hoje em dia não suportam qualquer custo com os ERS. A Megasa refere mesmo que o MPGGS (Art. 407.º) determina que está isenta a aplicação dos ERS às unidades de produção para autoconsumo (UPAC), pelo que importa acautelar que o autoconsumo através da RESP mantenha a isenção atualmente em vigor.

A APICER refere que os custos com restrições técnicas e bandas de reserva comportam-se predominantemente como custos residuais e não como custos incrementais. Nos termos da teoria tarifária – e da prática europeia –, os custos residuais devem ser recuperados através de encargos regulados que não distorçam os sinais económicos eficientes, ou seja, de forma não volumétrica. A recuperação volumétrica, indexada à energia consumida, não reflete a causalidade dos custos, distorce as decisões de consumo e eletrificação e penaliza precisamente os consumidores com maiores utilizações.

A APICER, a FORTIA e a Megasa defendem a isenção do pagamento da ERS para os clientes eletrointensivos e a Covalis questiona quais os critérios para definir a recuperação dos ERS.

Por fim, os comentários recebidos sobre a transformação do 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, passando a abranger a totalidade da parcela dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS foram, na sua generalidade, favoráveis à proposta da ERSE (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário,

ACEMEL, DECO, Galp e Goldenergy). Refira-se ainda que, pela relevância dos encargos de regulação do sistema, o Regulamento Tarifário passará a esclarecer que a parcela ZC dos proveitos permitidos da atividade de GGS recupera, entre outros montantes, estes encargos.

Os interessados reconhecem que a medida contribui para minimizar o desfasamento temporal entre os custos reais e os valores previstos reconhecidos na tarifa, aproximando, em cada exercício, os proveitos recuperados dos custos efetivamente incorridos. Foi salientado que esta aproximação é particularmente pertinente num contexto de elevada volatilidade dos ERS, permitindo atenuar a acumulação de montantes de ajustamento elevados, a repercutir de uma só vez no acerto definitivo de t-2, e reforçar a estabilidade tarifária.

Foi igualmente reconhecido que a antecipação do acerto, ao reduzir o volume e a duração dos montantes a ajustar até ao apuramento definitivo, tem reflexo favorável no equilíbrio económico-financeiro do ORT, contribuindo, simultaneamente, para uma maior estabilidade e previsibilidade na evolução das tarifas de Acesso às Redes

OBSERVAÇÕES DA ERSE

A ERSE, num primeiro nível de considerações, regista a concordância geral dos interessados com a abordagem de transferência de encargos de regulação para o perímetro tarifário e, em particular, para as TAR.

Sem prejuízo da concordância geral, não pode deixar de se registar alguma dissonância relativamente a (i) percentagem de ERS a refletir nas TAR, (ii) rúbricas a considerar para repercussão nas TAR e (iii) estrutura de repercussão das TAR nos consumidores de eletricidade que as suportam.

A respeito dos temas em que existe alguma relativa dissonância com a proposta colocada a consulta pública, entende a ERSE que:

- a) No que respeita à parcela dos ERS a refletir nas TAR, em particular ao valor percentual dos encargos de regulação a transitarem para as TAR, entende a ERSE subsistir valor em manter uma abordagem gradualista, que permita avaliar os reais impactes que esta transferência pressupõe, assim como permitir que o património contratual existente no mercado a retalho possa efetuar essa transição de realidades. Neste sentido, entende a ERSE dever manter a percentagem de 40% prevista para os ERS a

transferir para o perímetro tarifário, justamente para permitir o caráter gradualista dessa transferência, que uma parte dos participantes em consulta pública mencionou e valorizou.

Importa também ter em consideração que a definição da percentagem dos ERS a repercutir no perímetro tarifário se relaciona, de forma muito objetiva, com a identificação do perímetro de encargos a ser objeto de transferência, o que reforça a necessidade de se manter uma abordagem gradual de transição do modelo regulatório a adotar.

- b) No que concerne ao conjunto de ERS a serem considerados para determinar a base de transferência para o perímetro tarifário, e atendendo, por um lado, a questões de alteração da composição dos ERS com o processo de resolução de restrições técnicas ocorrida no decurso do período de consulta pública e, por outro lado, aos comentários recebidos em consulta pública, entende a ERSE dever alargar-se o perímetro de ERS a constituir a base de definição de encargos à totalidade de encargos com a resolução de restrições técnicas (RT PDBF, RT PDVD, RT PF).

Entende a ERSE que existe vantagem em que se adote esta abordagem de alargamento da composição da base de ERS no perímetro tarifário, também como forma de a tornar mais estável em cenários de alteração da composição dos custos que advenham do processo de resolução de restrições técnicas, nomeadamente por maior ou menor aproximação ao tempo real.

- c) Já no que se refere à forma de repercussão das TAR nos sujeitos que as suportam, e tendo presente e valorizando os comentários recebidos, entende a ERSE dever considerar uma repercussão repartida entre termos de energia e de potência, adaptando-se a estrutura da UGS I para refletir esta realidade. Ponderam-se, assim, os efeitos redistributivos suscitados em consulta pública por alguns dos participantes, assegurando-se que existe uma modulação que assegura maior abrangência de tipologias de consumidores e, consequentemente, menores distorções que as que se obteriam por adoção de um termo uninominal da tarifa (seja em termo de energia ou em termo de potência).

Ainda a este respeito, importa atender à realidade em aplicação noutros Estados-Membros da UE em que existe repercussão dos custos de regulação em perímetro de tarifas, tendo-se constatado – como o próprio documento justificativo refere – a existência de abordagens de repercussão binomial (energia e potência) de encargos, o que está em linha com a opção agora seguida para o SEN.

Ainda a respeito da repercussão nas TAR dos ERS, e por razões que se prendem com a transparência do próprio processo regulatório, entende a ERSE manter a previsão de repercussão já em 2026 desta

mecânica, sendo que a mesma deverá produzir efeitos a partir de 15 de outubro de 2026, para garantir uma aplicação não retroativa ao fecho da CP 142.

Tendo em conta os comentários recebidos, a decisão da ERSE consiste em permitir que os encargos de regulação possam ser recuperados, ao nível dos fornecimentos ³, de outra forma que não apenas através de preços de energia ativa.

Recorde-se que os ERS são valorizados em termos de preço por unidade de energia. Adicionalmente, e uma vez que os ERS são repercutidos nos comercializadores de eletricidade, estes podem-nos, por sua vez, repercutir nos clientes finais, de forma internalizada no preço praticado ou de modo explícito na fatura através de mecanismo de indexação, dependendo do livremente acordado entre as partes. Constatase que, em várias ofertas indexadas, que estão disponíveis publicamente, em que os ERS fazem parte da fórmula de construção do preço, estes custos são recuperados numa parcela variável com a energia. Assim, justificar-se-ia uma repercussão destes custos que passam a integrar as TAR através de termos de energia.

No entanto, poder-se-á igualmente argumentar que, em particular, no caso das restrições técnicas, estas poderiam, em alternativa a uma resolução em mercado, ser resolvidas através de investimentos em ativos de redes. Nessa perspetiva, poderá defender-se que a alocação dos custos considere uma repercussão alinhada, ainda que em parte, com o uso das redes. Neste caso, haveria repercussão também em termos de potência (potência contratada e potência de horas de ponta).

Assim, a decisão da ERSE possibilita a recuperação dos ERS incluídos nas TAR por termos de potência, e não só de energia.

Por outro lado, embora haja comentários que sugerem a autonomização destes encargos numa parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, a ERSE considera poder manter-se estes custos na parcela I.

Para que tal seja possível, é necessário que a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema seja separada em duas componentes, A e B. A primeira componente, A, passa a corresponder aos custos de gestão de sistema

³ O Regulamento Tarifário ([Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro) estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT) (art.º 189.º) e também a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição. É a esta última, que faz parte da tarifa de Acesso às Redes, e se aplica ao nível dos fornecimentos, a que se faz menção.

que são, até hoje, incluídos na parcela I, e cuja forma de recuperação se mantém em moldes idênticos aos atuais.

A segunda componente, B, passa a corresponder aos encargos de regulação do sistema, incluídos na parcela Z dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (não sujeita a metas de eficiência), a recuperar nas tarifas de Acesso às Redes, que podem, assim, ter uma recuperação por variável de faturação diferenciada da componente A.

No que se refere à componente B, e conforme assinalado acima em resposta aos comentários que defendem recuperar estes custos através de termos de potência, a ERSE entende ser adequado que a metodologia estabeleça que estes custos possam ser recuperados através de termos de energia e de termos de potência (potência contratada e potência em horas de ponta). A alocação por nível de tensão e pelas variáveis de faturação será analisada e estabelecida no âmbito do processo de tarifas, sendo sujeita a parecer do Conselho Tarifário.

Esta abordagem, em que a recuperação de custos é realizada por termos de potência e de energia, será intermédia entre uma estrutura unicamente por energia e uma estrutura mais alinhada com o sinal das redes (com termos de potência).

Relativamente aos comentários relativos às UPAC, é um facto que, no atual enquadramento, o autoconsumo através da RESP não suporta encargos de regulação, uma vez que a energia partilhada em autoconsumo não integra os consumos fornecidos dos comercializadores e os encargos de regulação incidem precisamente sobre estes últimos. Nesse sentido, ao ser incluída uma parcela dos encargos de regulação na TAR, o autoconsumo através da RESP passará a suportar parte destes encargos sendo, no entanto, esse efeito mitigado pela repercussão de parte dos encargos em termos de potência (o autoconsumo através da RESP não paga termo de potência contratada). Sobre o comentário da MEGASA, que invoca a isenção dos encargos de regulação sobre as UPAC prevista no artigo 407.º do MPGGS, cabe referir que esta isenção apenas tem por efeito isentar as injeções da UPAC na rede⁴, no âmbito da sua

⁴ Na realidade, o não pagamento de encargos de regulação por parte do autoconsumo através da RESP decorre, não especificamente da isenção prevista no artigo 407.º, mas sim da própria arquitetura de repercussão que apenas incide sobre o consumo dos comercializadores.

condição de produção não-habilitada, injeção essa que continuará a não suportar qualquer encargo de regulação no novo enquadramento, uma vez que não se aplicam TAR às injeções de produtores.

Em relação aos ERS integrados em TAR de clientes eletrointensivos, estes encargos são intrínsecos ao SEN, não podendo ser entendidos como custos de sustentabilidade, política energética e de interesse económico geral (CIEG). Há lugar a eventuais isenções unicamente no caso de CIEG, integrados na parcela II da tarifa de UGS, o que não é o caso dos ERS.

A ERSE acompanhará a aplicação desta solução, nomeadamente em termos de impactos por nível de tensão e tipo de fornecimento. Caso necessário, a abordagem de alocação de custos será ajustada, e sempre, necessariamente, sujeita a parecer do Conselho Tarifário.

Quanto às preocupações expressas relativamente ao armazenamento, a ERSE sublinha que, nos termos do Regulamento Tarifário do setor elétrico «As instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, estão isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP», isenção que vigora até ao final de 2029.

Adicionalmente, em conformidade com os comentários recebidos, o ajustamento de t-1 dos desvios provisórios dos custos com capital afetos à gestão do sistema (do artigo 114.º) é transformado num ajustamento provisório de t-1 integral, passando a abranger a totalidade da parcela dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS.

Foram alterados os artigos 87.º, 114.º e 181.º do Regulamento Tarifário.

2.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE GÁS PARA MOBILIZAÇÕES EM RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

SÍNTESE DA PROPOSTA

Face aos novos padrões de utilização das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás, com modulações mais reduzidas, os agentes de mercado 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 destes ativos de geração 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 no mercado de serviços de sistema, em particular as ofertas no processo de resolução 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.

Foram, também, explicitados elementos mitigadores dos efeitos de perda de receita no SNG, não só pela circunscrição da aplicação da opção tarifária mais favorável a parte do mercado de serviços de sistema (RT PDBF), mas também pela compensação do SEN ao SNG (transferência *ex-post* dos correspondentes valores do GGS para o operador da RNTG) evitando riscos de subsidiação cruzada entre estes sectores.

COMENTÁRIOS EM CONSULTA PÚBLICA

No contexto dos comentários recebidos, importa começar por referir que existe concordância geral com a medida proposta, ainda que se apontem aspetos de concretização que devam merecer maior detalhe e granularidade regulamentar. Numa parte muito significativa dos comentários recebidos em consulta pública é referida, como sendo positiva, a preocupação, vertida na proposta colocada em consulta pública, de se evitarem subsidiações cruzadas entre setores. Registou-se apenas um comentário, da Nenuphar Advisors, desfavorável à proposta, por razões idênticas às que invocou para se opor à transferência dos ERS para a TAR.

Neste sentido, o Conselho Tarifário “(...) considera adequado que o enquadramento tarifário do SEN reconheça as especificidades destas mobilizações quando estas ocorrem por necessidades operacionais do SEN e não por opções económicas dos respetivos agentes”, constituindo este comentário uma dimensão operacional à medida regulatória proposta, mais do que uma oposição à mesma.

O Conselho Consultivo refere que “(...) a sua implementação deverá ser precedida da apresentação e consulta das correspondentes regras regulamentares, incluindo critérios de elegibilidade, apuramento,

faturação, supervisão, correção de erros e recuperação tarifária.”, considerando “(...) essencial que a ERSE estabeleça os critérios claros de elegibilidade e as regras de apuramento que assegurem uma adequada separação dos efeitos associados às restrições técnicas face aos restantes processos operacionais, para que possam ser implementados e escrutinados.”.

A EDP explicita, nos seus comentários, a preocupação com a eventual maior complexidade administrativa e operacional, que parecem levantar alguns “(...) desafios técnicos relevantes, nomeadamente na segregação dos consumos de gás associados à participação das centrais nos diferentes mercados e serviços de sistema, incluindo OMIE, restrições técnicas, mFRR, aFRR, entre outros”. Esta situação, coloca-se, segundo a EDP, até na mobilização dos recursos num mesmo intervalo temporal em diferentes produtos do mercado de serviços de sistema.

Num sentido semelhante veio pronunciar-se a Endesa, que enuncia igualmente a complexidade de distinção dos consumos associados a diferentes produtos e serviços num mesmo horizonte temporal, ainda que expresse que considera a “(...) medida igualmente positiva e particularmente adequada ao contexto atual de funcionamento do sistema elétrico”.

A GALP, nos seus comentários, veio recomendar a clarificação regulamentar da medida, suscitando a incorporação de pontos específicos nos RT de ambos os setores para enquadrar a alteração, se esta medida for aprovada.

A Elecpor e a REPSOL também se expressaram sobre a necessidade de concretizar melhor a implementação em termos regulamentares, sugerindo inclusive, dada a sua complexidade, a realização de uma análise custo benefício da medida.

Registaram-se vários comentários (AIP-CCI, AUDAX, FORTIA, Megasa, REPSOL e Usenergy), ainda que com focos ligeiramente distintos, que expressaram a necessidade de maior detalhe na formulação que se adote para verificar e auditar os volumes sujeitos à aplicação da medida e ao seu efetivo repasse às estruturas de ofertas em mercado e, concomitantemente, aos custos suportados pela generalidade dos agentes e dos consumidores. Ainda a respeito da repercussão da medida nas estruturas de ofertas, a Repsol veio sustentar que considera que o atual quadro regulamentar europeu, nomeadamente o REMIT, já constitui garante suficiente de instrumental de verificação dos eventuais abusos de mercado (por não repercussão dos valores de abatimento das TAR de gás nas ofertas em mercado).

OBSERVAÇÕES DA ERSE

A medida de redução das tarifas, aplicáveis às mobilizações de ativos de geração no processo de resolução de RT PDBF, foi descrita nos seus traços centrais no documento justificativo da CP 142, seguindo-se, após o fecho desta consulta, o seu desenho concreto de aplicação, que abrangerá todas as restrições técnicas (RT PDBF, RT PDVD e RT PF).

A sua aplicação será precedida da apresentação e consulta das correspondentes regras regulamentares, em linha com o solicitado nesta consulta. O âmbito e detalhe do desenvolvimento operacional traduzirão os elementos centrais da medida, levando em conta os contributos recebidos em consulta pública, ao nível do detalhe da medida, entre outros, a forma de apuramento das mobilizações elegíveis no contexto da redução das tarifas de acesso às redes de gás, procurando cumprir com a delimitação proposta na CP 142.

Ao mesmo tempo, o papel de supervisão da ERSE, quanto à devida incorporação da medida no mercado de serviços de sistema, nomeadamente no processo de resolução de restrições técnicas, não se altera face ao seguimento que vem sendo feito por esta Entidade, sem prejuízo de um acompanhamento acrescido, em função do desenvolvimento e maturidade operacional de medida.

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

SÍNTESE DA PROPOSTA

Como sinalizado no documento justificativo da CP 142, 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, a ERSE solicitou a apresentação pelo GGS de uma proposta de projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação, antecipação e resolução de restrições técnicas no SEN, que utilize análise avançada de caracterização probabilística dos trânsitos na rede e ferramentas de apoio à decisão para a otimização estocástica da topologia e manobras de rede e dos consequentes trânsitos de

energia. Este projeto-piloto está enquadrado no artigo 155.º do RT do setor elétrico, tendo como objetivo principal promover a utilização de ferramentas de gestão dinâmica das redes elétricas, para maximizar a disponibilização de capacidade pelos operadores das redes de transporte e distribuição, assim contribuindo para reduzir os custos na resolução de restrições técnicas no SEN.

COMENTÁRIOS EM CONSULTA PÚBLICA

A maioria dos comentários recebidos sobre este tema mostrou-se favorável à realização do projeto-piloto, dado o potencial percecionado de que as metodologias avançadas de resolução de restrições técnicas podem atuar estruturalmente sobre as causas de base dos encargos de regulação do SEN. Assinalam-se comentários no sentido positivo do Conselho Consultivo, Acciona, ACEMEL, ACIE, AIP-CCI, APIGCIEE, Audax, Grupo EDP, Elecpor, Elergone, Endesa, FORTIA, Greenvolt, Nenuphar Advisors, Iberdrola, Megasa, Repsol e dois particulares. No entanto, os comentários destes intervenientes contêm algumas recomendações para o desenvolvimento do projeto-piloto do GGS, nomeadamente:

- avaliar previamente os motivos das restrições técnicas e como divulgar essa informação por nós da rede (Acciona, ACIE, Repsol);
- desenvolver e implementar o projeto-piloto de forma transparente e com envolvimento dos agentes (API-CCI, Grupo EDP, Elecpor, Greenvolt, Iberdrola, Megasa, Repsol);
- publicar um calendário e assegurar que o projeto se inicia com a maior brevidade (Acciona, ACIE, API-CCI, Audax, Elergone, Greenvolt, Nenuphar Advisors);
- definir previamente os indicadores para avaliação do projeto e as metas a atingir na redução do volume de restrições técnicas (banda e energia mobilizada para a resolução) e na redução do custo com a resolução de restrições técnicas (Conselho Consultivo, ACEMEL, API-CCI, Audax, Elergone, FORTIA, Nenuphar Advisors, Iberdrola, Repsol, Particular);
- assegurar a divulgação de resultados e a fundamentação das decisões sobre a aplicação futura das metodologias avançadas, de forma comparada com as metodologias atuais (Conselho Consultivo, ACEMEL, Audax, Grupo EDP, Elecpor, FORTIA, Greenvolt, Nenuphar Advisors, Iberdrola, Particular);
- avaliar o contributo específico de recursos de flexibilidade (armazenamento distribuído, agregação e resposta da procura) para a redução das restrições técnicas (Greenvolt, Nenuphar Advisors, Particular);

- integrar o operador da rede de distribuição no projeto-piloto (API-CCI).

A REN, no seu papel de GGS, enviou à ERSE a proposta de projeto-piloto dentro do prazo estabelecido na CP 142, coincidindo com o prazo para a receção de comentários. A proposta apresentada pelo GGS prevê o desenvolvimento de uma metodologia probabilística de análise de restrições técnicas, que se baseia na avaliação de múltiplos cenários de exploração da RNT, para identificação de cenários que coloquem em risco os critérios de segurança e identificação das possíveis medidas corretivas dos riscos e dos custos correspondentes, para identificar a solução que resolve as restrições ao menor custo para o SEN.

O GGS propõe que o projeto-piloto se desenvolva em três fases, sequenciais e interdependentes:

1. Modelização de incertezas associadas ao comportamento dos agentes através da criação de cenários e definição de erros por nó de rede e conjugação com fatores operacionais quarto-horários;
2. Verificação das condições de segurança na exploração da RNT em diferentes dimensões⁵ e cálculo do índice de risco na exploração em cada cenário⁶;
3. Desenvolvimento de algoritmo de otimização para a resolução de restrições técnicas aplicado aos cenários com índice de risco superior a um determinado limiar, para determinar uma solução tecnicamente segura que minimiza o custo global para o SEN.

A REN prevê uma duração total de 2 anos para a realização do projeto-piloto, desde a contratação da entidade que irá desenvolver as ferramentas de suporte à metodologia avançada até à apresentação do relatório final.

OBSERVAÇÕES DA ERSE

O projeto-piloto está enquadrado pelo artigo 155.º do RT, que delimita os intervenientes e o horizonte temporal para a sua realização, neste caso o GGS⁷ e durante o período de regulação de 2026 a 2029.

⁵ A proposta prevê que na verificação de segurança sejam avaliados: correntes, tensões, ângulos de fase e inércia disponível no sistema.

⁶ O índice de risco depende do número de ocorrências, da severidade das ocorrências face aos limites operacionais e da probabilidade do cenário se verificar.

⁷ O artigo 155.º também prevê a apresentação de proposta de projetos-piloto de utilização de ferramentas de gestão dinâmica das redes pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, devendo este operador e o GGS avaliarem necessidade de coordenação e sinergias entre os projetos piloto apresentados ao abrigo deste artigo.

Complementarmente, a aprovação e divulgação do projeto-piloto está sujeita ao previsto no artigo 250.º do RT, que estabelece os requisitos gerais para a apresentação, aprovação, desenvolvimento e divulgação de projetos-piloto.

Com este enquadramento, conclui-se que o projeto-piloto em apreço é da competência exclusiva do GGS, que apresentou a proposta dentro do prazo solicitado na CP 142. Sem prejuízo, na apreciação e aprovação da proposta de projeto-piloto, a ERSE irá ponderar os comentários recebidos dos agentes na CP 142, procurando acomodar as suas preocupações e recomendações. Assim, a transparência na realização deste projeto-piloto decorre naturalmente dos princípios regulamentares, desde a apresentação do projeto pelo GGS, a sua aprovação pela ERSE, a divulgação de resultados pelo GGS e pela ERSE e decisões a tomar pela ERSE que dele possam decorrer, sem que tal implique necessariamente o envolvimento dos agentes.

Num outro plano, a ERSE reconhece a necessidade de análises detalhadas das causas-base dos custos com restrições técnicas. A este respeito realça-se o facto da REN estar a publicar desde julho de 2026, os motivos das restrições técnicas ⁸, o que decorre da obrigação de divulgação de informação pelo GGS estabelecida no artigo 118.º do MPGGS.

Na data de divulgação deste relatório, a proposta de projeto-piloto encontra-se em análise pela ERSE e será objeto de aprovação e divulgação, nos termos do artigo 250.º do RT. No que respeita à calendarização, definição prévia de indicadores de avaliação e metas do projeto, a informação a divulgar e um eventual envolvimento do operador da rede de distribuição em AT e MT, a ERSE remete para a decisão de aprovação do projeto-piloto, que ocorrerá com a maior brevidade possível.

⁸ Ver em <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/Restricoes/Paginas/Motivos.aspx>

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

+351 213 033 200

erse@erse.pt

www.erse.pt

