

Resposta da AFIGCEE à Consulta Pública ERSE n.º 142 **Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN**

1. Introdução e enquadramento

A presente resposta é apresentada pela AFIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica, no âmbito da Consulta Pública ERSE n.º 142, relativa à alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional (SEN).

A AFIGCEE representa atualmente 13 grandes consumidores de energia elétrica, com um consumo anual agregado superior a 5 TWh, correspondente a cerca de 10% do consumo elétrico nacional e aproximadamente um terço do consumo industrial. Os seus associados incluem empresas dos setores do cimento, vidro, papel e pasta, química, siderurgia, mineração, madeiras e gases industriais, entre outros, com processos produtivos fortemente dependentes de energia elétrica e elevados níveis de exposição à concorrência internacional.

A matéria objeto da presente consulta assume importância crítica para os associados da AFIGCEE. O crescimento acentuado e a volatilidade dos encargos de regulação do sistema (ERS) observados desde 2024 tornaram esta rubrica uma das componentes mais relevantes – e menos controláveis – do custo total de aprovisionamento de eletricidade dos consumidores eletrointensivos, com impacto direto na sua competitividade.

Antecipando a relevância deste tema, a AFIGCEE encomendou ao IIT – *Instituto de Investigación Tecnológica da Universidad Pontificia Comillas*, em conjunto com o INESC TEC, um estudo independente sobre a afetação e recuperação dos custos dos serviços de sistema em Portugal (adiante «estudo IIT/INESC TEC»), cujas conclusões informam a presente resposta (o documento final produzido pelo consultor é também anexado ao presente documento).

2. Síntese executiva

A AFIGCEE saúda o reconhecimento, pela ERSE, da gravidade do problema criado pela evolução dos ERS e considera que a proposta em consulta aponta na direção correta, em particular ao admitir a repercussão de parte destes custos nas tarifas de acesso às

redes. Entende, contudo, que a proposta é insuficiente no âmbito, na forma de recuperação e no ritmo de implementação. A posição da APIGCEE assenta nos seguintes pontos essenciais:

- o custo dos serviços de sistema atingiu um peso excessivo nos custos totais de energia elétrica dos consumidores eletrointensivos, representando já, em 2026, mais de 25% dos custos da energia adquirida no mercado grossista, de acordo com os dados da própria ERSE;
- os consumidores não têm qualquer influência na determinação destes custos, nem os conhecem no momento em que adquirem a energia no mercado diário – os ERS apenas são apurados na liquidação posterior –, pelo que devem ser convertidos num custo regulado, previsível e conhecido *ex ante*;
- a recuperação destes custos fora das tarifas de acesso às redes constitui uma exceção no contexto europeu: com base na análise internacional do estudo IIT/INESC TEC, à exceção de Portugal e Espanha, os Estados-Membros recuperam genericamente estes custos através das tarifas reguladas de acesso às redes;
- o estudo IIT/INESC TEC conclui que nenhuma das rubricas de custo apresenta correlação significativa com o consumo de energia, pelo que estes custos devem ser tratados como custos residuais e recuperados de forma não volumétrica, através das tarifas de rede, sobre a potência contratada;
- a migração dos ERS do atual mecanismo de liquidação para um cargo volumétrico nas tarifas de acesso (UGS I) é economicamente neutra – no agregado, por nível de tensão e cliente a cliente –, pelo que a preocupação com a oneração das TAR não justifica a limitação da integração a 40% das RT PDBF; distinta é a passagem a encargos sobre a potência contratada (UGS II ou nova rubrica), que redistribui custos entre clientes e se justifica pela ausência de correlação destes custos com o consumo;
- a proposta da APIGCEE é, assim, dupla: integração imediata de 100% dos ERS nas tarifas de acesso, por via do cargo volumétrico (UGS I), e transição gradual e calendarizada da alocação volumétrica para a alocação pela potência contratada (UGS II ou nova rubrica), evitando impactos abruptos nos consumidores mais vulneráveis;

- a previsibilidade dos custos é essencial: mesmo admitindo que nem todos os custos migrem para encargos sobre a potência contratada, as componentes volumétricas que eventualmente se mantenham devem ser estabilizadas por via tarifária, com valor regulado fixado *ex-ante*;
- a definição de um sub-período regulatório de estabilização do custo regulado (por exemplo, 3 a 6 meses) permite recalibrar o valor regulado e evitar a acumulação excessiva de desvios tarifários;
- a liquidez do mecanismo pode ser assegurada através da atribuição ao operador do sistema de um esquema de desvios tarifários adequadamente remunerado ou, em alternativa, da constituição de um fundo de estabilização;
- deve ser assegurada, desde já e independentemente da trajetória de migração que venha a ser adotada, a isenção total (100%) dos consumidores eletrointensivos, à luz do que fazem Estados-Membros como a Alemanha e, em parte, a França e em linha com as recomendações da Comissão Europeia, por forma a preservar a competitividade da indústria portuguesa fortemente exposta à concorrência internacional.
- a alínea k) do artigo 257.º (relé de deslastre frequenciométrico) deve ser reformulada: o deslastre automático da procura deve configurar um serviço definido e remunerado – como sucedia na interruptibilidade e sucede nos mercados europeus de FFR/FCR – e não uma condição gratuita de habilitação à Banda de mFRR; a APIGCEE propõe, como parte de uma solução equilibrada, o reconhecimento da potência bruta de consumo com injeção do autoconsumo nas ativações e o alargamento da participação dos consumidores a outros serviços, incluindo um eventual mecanismo de capacidade;

3. O peso excessivo dos serviços de sistema nos custos dos consumidores eletrointensivos

Os dados apresentados pela ERSE no documento justificativo são inequívocos quanto à dimensão do problema: o valor médio anual dos ERS evoluiu de 4,88 EUR/MWh em 2023 para 7,99 EUR/MWh em 2024 e 13,18 EUR/MWh em 2025, atingindo 20,26 EUR/MWh nos primeiros cinco meses de 2026 – um aumento superior a 300% em pouco mais de três anos. Em termos relativos, o peso destes custos face aos custos da energia adquirida

no mercado grossista passou de 5,2% em 2023 para mais de 25% em 2026, mesmo desconsiderando o mês atípico de fevereiro.

Em termos absolutos, o estudo IIT/INESC TEC estima, com base nos dados publicados pela REN, que os custos com restrições técnicas e com bandas de reserva ascenderam a cerca de 693 milhões de euros em 2025 (433 milhões de euros de restrições técnicas e 261 milhões de euros de bandas de reserva).

Para os consumidores eletrointensivos, com perfis de consumo estáveis, elevadas utilizações e escassa capacidade de repercutir custos nos preços dos seus produtos – transacionados em mercados internacionais –, estes encargos configuram um custo não gerível e não evitável, que os seus concorrentes europeus não suportam de forma equivalente.

Importa sublinhar que a questão central não é apenas a volatilidade destes custos, mas, principalmente, a sua imprevisibilidade: no modelo atual, o consumidor que adquire energia no mercado diário não conhece o custo real dessa energia no momento da compra, uma vez que os ERS apenas são apurados na liquidação posterior. Esta característica é incompatível com uma orçamentação rigorosa, penaliza a contratação de energia a prazo e agrava o prémio de risco embutido nas ofertas dos comercializadores.

Acresce um elemento de princípio que deve nortear a resposta regulatória: os consumidores não têm qualquer influência na determinação dos custos dos ERS. Estes resultam das decisões de mobilização do gestor global do sistema (GGS) e das ofertas dos produtores – o único mercado que efetivamente existe é do lado da produção, no qual os diferentes operadores oferecem as suas centrais e o GGS decide quais mobilizar –, não dispondo o consumidor de qualquer instrumento de reação ou de gestão. Um custo que o consumidor não determina, não gere e não conhece *ex ante* deve ser tratado como um custo regulado, previsível e transparente, e não como um custo de mercado.

4. O enquadramento europeu: a recuperação via tarifas de rede é a prática comum

A análise internacional realizada no âmbito do estudo IIT/INESC TEC conclui que, na generalidade dos países europeus, a totalidade ou parte dos custos residuais dos serviços de sistema é recuperada através das tarifas reguladas de acesso às redes, sendo

frequentemente diluída nas restantes componentes de custos de rede, aplicada apenas ao consumo e, em vários casos, com termos de potência para os grandes consumidores. À exceção de Portugal e Espanha, não se identifica outro Estado-Membro em que estes custos sejam integralmente repercutidos fora das tarifas de acesso às redes – sendo de assinalar que, em Espanha, este modelo se encontra atualmente em reavaliação, na sequência das orientações de política energética dirigidas à CNMC.

Neste contexto, a APIGCEE assinala que a leitura da Tabela 1 do documento justificativo, baseada no anexo I do relatório da ACER sobre metodologias tarifárias, subestima a prevalência desta prática: a categoria «não disponível», onde Portugal surge classificado, não equivale à inexistência de repercussão tarifária, e o estudo IIT/INESC TEC evidencia que a categorização de vários países nesse relatório é imprecisa. A repercussão dos custos de serviços de sistema nas tarifas de rede não é, pois, uma exceção europeia – é a regra. A exceção é o modelo português e espanhol de repercussão integral no consumo em mercado.

5. As conclusões do estudo IIT/INESC TEC: custos residuais, a recuperar pela potência contratada

O estudo IIT/INESC TEC analisou a correlação entre cada uma das rubricas dos ERS e o diagrama de procura do SEN ao longo de 2025, com granularidade horária, concluindo que nenhuma das rubricas apresenta correlação significativa com o consumo: os coeficientes de Pearson apurados foram de -0,26 para as restrições técnicas ao PDBF, 0,27 para as restrições ao PDVD, 0,08 para as restrições ao PF, 0,12 para a banda de aFRR e -0,12 para a banda de mFRR.

Esta evidência tem uma implicação regulatória clara: 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.

Acresce que a imputação volumétrica atua sobre a variável de maior elasticidade – o consumo – e comporta o risco de um incentivo adverso sobre o consumo nas horas de

vazio: havendo menos consumo nessas horas, o custo unitário repercutido sofre menor diluição, penalizando precisamente o comportamento que mais convém ao sistema. A imputação sobre a potência contratada, variável de menor elasticidade, minimiza estas distorções e promove o uso racional da potência, num momento em que a disponibilidade de potência constitui uma das principais restrições do SEN.

Em consequência, o estudo recomenda que estes custos sejam recuperados através das tarifas de acesso às redes, sobre a potência contratada, sendo a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS II) o veículo mais adequado, por permitir a diferenciação por nível de tensão e a coerência com a estrutura tarifária existente. O estudo recomenda ainda a criação de mecanismos financeiros dedicados para gerir os desfasamentos temporais entre os pagamentos aos prestadores dos serviços e a cobrança dos encargos, bem como a aplicação de isenções aos consumidores eletrointensivos, em linha com as recomendações europeias.

6. Apreciação da proposta da ERSE

Repercussão nas tarifas de acesso às redes: direção correta, âmbito insuficiente

A APIGCEE acolhe favoravelmente a proposta de repercussão de parte dos ERS nas tarifas de acesso às redes, que vai ao encontro da posição que a Associação tem vindo a defender e da prática europeia. Considera, porém, que a proposta é excessivamente tímida em três dimensões.

Em primeiro lugar, no âmbito: a proposta limita-se aos encargos com restrições técnicas após o PDBF e a um máximo de 40% do respetivo valor estimado. Ora, a evidência empírica do estudo IIT/INESC TEC demonstra que todas as rubricas dos ERS – incluindo as restantes restrições técnicas e as bandas de reserva – partilham a mesma natureza residual, pelo que a lógica que fundamenta a migração das RT PDBF é integralmente aplicável às demais. A APIGCEE defende, assim, a integração da totalidade (100%) dos ERS nas tarifas de acesso às redes, a concretizar desde já por via do cargo volumétrico (UGS I) – economicamente neutra e imediatamente geradora de previsibilidade –, podendo o faseamento proposto (25% no último trimestre de 2026) constituir um primeiro passo, desde que enquadrado numa trajetória explícita e calendarizada até à integração plena.

Neste contexto, a preocupação manifestada pela ERSE com a oneração das tarifas de acesso – ilustrada pelo peso dos ERS nos proveitos da UGS – deve ser devidamente enquadrada, distinguindo dois passos analiticamente distintos. A migração dos ERS do atual mecanismo de liquidação sobre os agentes responsáveis pela liquidação dos desvios (BRP) para as tarifas de acesso, através de um cargo volumétrico (UGS I), é economicamente neutra – no agregado, em cada nível de tensão e cliente a cliente –, uma vez que à nova rubrica tarifária corresponde uma redução simétrica dos custos hoje repercutidos pelos comercializadores nos seus clientes; mesmo os contratos que internalizam os ERS no preço acabam, mais tarde ou mais cedo, por refletir a flutuação destes custos. Não há, pois, qualquer custo novo para o consumidor: há apenas a substituição de um custo volátil, conhecido apenas *ex post*, por um custo regulado e conhecido *ex ante* – sendo este passo, só por si, suficiente para introduzir a previsibilidade essencial (pelo menos a curto prazo).

Distinta é a passagem de parte destes encargos para termos de potência contratada (UGS II ou nova rubrica), que implica, essa sim, uma redistribuição entre níveis de tensão e entre clientes – redistribuição plenamente justificada pela ausência de correlação dos custos com o consumo, demonstrada no estudo IIT/INESC TEC. Em qualquer dos casos, a cautela da ERSE quanto ao nível das TAR não constitui fundamento para limitar a integração a 40% dos encargos com as RT PDBF.

Em segundo lugar, na forma de recuperação: o ponto de chegada deve ser a recuperação não volumétrica destes custos, sobre a potência contratada, preferencialmente através da parcela II da tarifa de UGS (ou através da criação de uma nova rubrica – que recupere estes custos – por ex. UGS III), com possibilidade de diferenciação por nível de tensão. A APIGCEE reconhece, contudo, que uma passagem imediata e integral à alocação pela potência contratada teria um impacto abrupto nos consumidores de menor dimensão – o estudo IIT/INESC TEC estima um agravamento superior a 100% dos encargos alocados à Baixa Tensão Normal inferior a 20,7 kVA –, pelo que propõe que esta transição seja, ela sim, gradual e calendarizada ao longo do tempo, por exemplo através de uma repartição evolutiva entre termos de energia e de potência (uma repartição de 50%/50% reduziria aquele agravamento para cerca de metade, com impactos na fatura dos consumidores domésticos típicos inferiores a 2 euros por mês). Essencial é que, em qualquer momento da transição, a totalidade dos custos esteja integrada nas tarifas de acesso: a componente que transitoriamente mantenha alocação volumétrica deve ser

financiada através da UGS I, e a componente alocada pela potência contratada através da UGS II (ou através da nova rubrica antes mencionada).

A estrutura de repercussão que venha a ser adotada deve, adicionalmente, salvaguardar de forma expressa o autoconsumo e, em particular, o autoconsumo remoto. A energia produzida em regime de autoconsumo não suporta hoje os ERS; a sua integração nas tarifas de acesso, se não acautelada, imputaria estes custos à energia de autoconsumo veiculada através da RESP, eliminando o racional económico desta figura – em contradição com o quadro legal do autoconsumo e com a política europeia de promoção destas soluções. Esta salvaguarda é, aliás, plenamente coerente com a fundamentação da presente resposta: tratando-se de custos residuais, sem correlação com o consumo, a sua imputação aos fluxos de autoconsumo não tem qualquer base de causalidade. Assim, em qualquer das configurações – cargo volumétrico (UGS I) ou encargo sobre a potência contratada (UGS II ou nova rubrica) – deve ficar garantido que a energia de autoconsumo veiculada através da RESP não integra a base de incidência volumétrica e que a potência associada às instalações de produção em autoconsumo não é onerada, incidindo os encargos exclusivamente sobre a potência contratada de consumo.

Em terceiro lugar, na previsibilidade: mesmo admitindo que nem todos os custos migrem de imediato para encargos sobre a potência contratada, é essencial que as componentes volumétricas que eventualmente se mantenham sejam estabilizadas por via tarifária, através de um valor regulado fixado *ex-ante* e conhecido pelos agentes, em substituição da atual repercussão em tempo real de um custo volátil e imprevisível. A previsibilidade do custo total de energia é condição indispensável para decisões de produção, contratação e investimento dos consumidores industriais.

Estabilização, gestão de desvios e liquidez

A fixação *ex-ante* de um valor regulado gera, naturalmente, desvios face aos custos reais. Para evitar a acumulação excessiva de desvios tarifários – preocupação que a APIGCEE partilha com a ERSE –, propõe-se a definição de um sub-período regulatório de estabilização do custo regulado (por exemplo, 3 a 6 meses), no final do qual o valor regulado seria recalibrado em função da evolução observada e prospetiva dos custos. Este mecanismo concilia a previsibilidade intra-período com a aderência aos custos reais, limitando a dimensão dos desvios a repercutir em exercícios tarifários subsequentes.

O valor regulado de cada sub-período deve ser publicado a priori e, desejavelmente, antes dos leilões de banda de mFRR relevantes para o período em causa, reduzindo a incerteza de todos os agentes – incluindo os consumidores eletrointensivos habilitados à prestação do serviço – na definição das suas condições de participação e de contratação.

Neste quadro, a proposta de transformação do ajustamento do artigo 114.º do Regulamento Tarifário num ajustamento provisório integral de $t-1$ é positiva, mas insuficiente enquanto mecanismo de estabilização, dado que atua apenas com um ano de desfasamento. Para assegurar a liquidez do mecanismo e a neutralidade financeira do operador, a APIGCEE sugere que se pondere a atribuição ao operador do sistema de um esquema de desvios tarifários adequadamente remunerado – à semelhança do que sucede noutras rúbricas do sistema tarifário – ou, em alternativa, a constituição de um fundo de estabilização dedicado, que absorva os desfasamentos temporais entre os pagamentos aos prestadores dos serviços e a cobrança dos encargos, conforme igualmente recomendado no estudo IIT/INESC TEC.

Adicionalmente, e enquanto a integração tarifária plena não estiver operacionalizada, poderia ensaiar-se, a título transitório, uma solução em que a liquidação entre o GGS e os BRP mantém a mecânica atual, mas com um valor regulado fixado *ex ante* para cada sub-período, sendo o desvio face aos custos reais compensado no sub-período seguinte (t vs. $t+1$). O desvio permaneceria temporariamente no balanço dos comercializadores, com compensação garantida no período subsequente, fixando-se efetivamente o preço para o consumidor sem onerar o balanço do operador nem exigir alterações imediatas ao processo tarifário. Esta solução requer sub-períodos curtos – o que reforça a proposta de 3 a 6 meses – atendendo às necessidades de fundo de maneo dos comercializadores de menor dimensão.

Incentivos à minimização dos custos dos ERS

A transformação dos ERS em custos regulados deve ser acompanhada de incentivos adequados ao operador da rede de transporte, na sua qualidade de GGS, para a minimização destes custos. Precisamente porque o consumidor não tem qualquer capacidade de influenciar os ERS, a disciplina de custos tem de ser assegurada do lado de quem os determina. Recomenda-se, assim, o estabelecimento de metas de eficiência e de mecanismos de partilha de ganhos e perdas sobre os ERS, bem como o reforço da

transparência na fundamentação das decisões de mobilização e na desagregação das rubricas de custo. A título de exemplo, com a informação hoje disponibilizada pela REN não é possível determinar que parte dos custos com restrições técnicas advém de restrições de rede e que parte decorre de mobilizações por necessidade de capacidade de balanço – ao contrário da prática da REE, que desagrega a energia mobilizada por restrições técnicas por origem. Esta lacuna impede, nomeadamente, a avaliação da correlação de subcategorias de custo com o consumo – reforçando que, à luz da informação atual, nenhuma componente deveria ser recuperada através de cargos volumétricos – e limita o escrutínio da eficiência das decisões de mobilização.

Isenção dos consumidores eletrointensivos

A natureza residual destes custos torna-os, nos termos da teoria tarifária e da prática europeia, uma categoria de encargos passível de isenções e descontos sem comprometer a eficiência dos sinais económicos. É precisamente essa a prática dos principais Estados-Membros: a Alemanha isenta integralmente os consumidores eletrointensivos dos encargos de regulação do sistema – cujo custo é suportado pelos restantes consumidores –, concedendo adicionalmente aos perfis de elevada utilização descontos de 80% a 90% nas tarifas de rede, ao abrigo do § 19(2) do StromNEV; a França repercute os serviços de sistema nas tarifas de rede (TURPE 7, deliberação CRE n.º 2025-77), concedendo aos consumidores eletrointensivos de perfil estável descontos até 81% na tarifa de rede, ao abrigo do artigo L341-4-2 do Code de l'énergie. A própria Comissão Europeia recomenda expressamente a criação de condições tarifárias específicas para os consumidores eletrointensivos, enquanto instrumento de preservação da competitividade da indústria europeia exposta à concorrência internacional.

Este entendimento dispõe hoje de suporte legislativo direto ao nível europeu: a proposta da Comissão Europeia de Regulamento que altera o Regulamento (UE) 2019/943 (iniciativa «future-proof electricity bills») prevê expressamente que possam aplicar-se regimes tarifários especiais a categorias específicas de utilizadores do sistema, como a indústria eletrointensiva, desde que a autoridade reguladora demonstre que o consumo desses utilizadores tem um impacto proporcionalmente menor nos custos globais da rede e que o princípio da refletividade de custos é respeitado – condições que a ausência de correlação entre estes custos e o consumo, demonstrada no estudo IIT/INESC TEC, precisamente preenche no caso vertente.

A APIGCEE defende, por isso, a consagração da isenção total (100%) dos consumidores eletrointensivos relativamente a estes encargos, com aplicação imediata e independente da trajetória de migração dos ERS para as tarifas de acesso às redes. Tratando-se de uma migração faseada – cujo início está definido, mas cujo termo e configuração final permanecem em aberto –, a isenção não deve ficar dependente da conclusão desse processo, sob pena de a indústria portuguesa continuar, durante todo o período transitório, a suportar um custo que os seus concorrentes diretos em França e na Alemanha não suportam. O estudo IIT/INESC TEC simula precisamente uma isenção até 100% e demonstra que o respetivo impacto nos restantes segmentos de consumo é reduzido, dada a expressão relativamente contida da potência contratada dos eletrointensivos no total do sistema.

Redesenho do produto de Banda de mFRR

A APIGCEE regista como positivo o redesenho do produto de banda de mFRR, na medida em que permita reduzir o recurso ao mecanismo de resolução de restrições técnicas – proporcionalmente mais oneroso –, devendo o respetivo dimensionamento ser objeto de fundamentação técnica robusta e de monitorização concorrencial.

A APIGCEE assinala, contudo, que o efeito líquido desta medida sobre os custos totais do sistema não se encontra demonstrado no documento justificativo. O redesenho adiciona um custo fixo certo – a remuneração da capacidade adjudicada no lote específico – na expectativa de reduzir um custo variável, seja pela migração das mobilizações do processo de resolução de restrições técnicas (discrecionário e com reduzida pressão concorrencial) para o mercado de energia de mFRR, liquidado ao preço marginal, seja pela redução dos prémios de incerteza nas ofertas de energia das centrais com receita de banda assegurada. Estes efeitos são plausíveis, mas não estão quantificados – e o risco de o sistema pagar duas vezes (a banda e, ainda assim, mobilizações relevantes em sede de restrições técnicas) é real, tanto mais que um lote reservado a um número muito reduzido de titulares de centrais de ciclo combinado tenderá a produzir resultados de leilão próximos do preço máximo. Configurando esta medida, na prática, um mecanismo de remuneração de capacidade dirigido, a APIGCEE considera que a proposta técnica de dimensionamento a apresentar pelo GGS deve ser acompanhada de uma análise contrafactual que demonstre a redução esperada do custo total (banda, restrições técnicas e mFRR), devendo a avaliação ex-post comparar os custos realizados com esse contrafactual e condicionar a manutenção do mecanismo.

Não se compreende, ainda, que o lote específico proposto seja reservado a centrais termoelétricas: o lote deve ser definido por requisitos funcionais – firmeza, tempo de resposta e duração da prestação –, e não por tipologia de ativo, permitindo a participação de outros recursos capazes de prestar o serviço, como o armazenamento por baterias ou hídrico. A restrição a centrais térmicas reduz a concorrência nos leilões – concentrados num número reduzido de titulares de centrais de ciclo combinado –, tenderá a encarecer o produto e não é coerente com o princípio de neutralidade tecnológica do quadro europeu.

Acresce que a reserva de um lote a recursos térmicos reduz, na prática, a capacidade de banda acessível à resposta da Procura, transferindo remuneração hoje acessível aos consumidores flexíveis para um número reduzido de produtores térmicos. A APIGCEE solicita, por isso, que a ERSE demonstre que esta alteração não reduz a capacidade acessível à Procura, não aumenta a concentração do mercado de banda e não se traduz numa transferência de valor dos consumidores para a geração convencional – riscos que acrescem ao já assinalado risco de os custos de regulação não diminuírem.

Obrigação de instalação de relé de deslastre frequenciométrico (alínea k) do artigo 257.º)

A APIGCEE considera que a alínea k) proposta para o artigo 257.º do MPGGG – que condiciona a habilitação dos consumidores à prestação do serviço de Banda de mFRR à instalação de um relé de deslastre por frequência – deve ser reformulada. Importa sublinhar, desde logo, que a APIGCEE não se opõe ao deslastre automático da procura enquanto tal: os seus associados participaram historicamente no serviço de interruptibilidade, que incluía deslastre automático por relé – mas enquanto serviço contratado e remunerado. O que não é adequado é a introdução do deslastre como condição gratuita de habilitação a um produto distinto. O produto de BmFRR contratado a consumidores constitui um mecanismo de balanço cuja definição pressupõe, à partida, a possibilidade de incumprimento – cujo custo está, aliás, expressamente previsto no próprio quadro regulamentar. Ao impor que o conjunto dos consumidores prestadores do serviço constitua um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para os restantes consumidores, ativado automaticamente por relé com ajustes determinados pelo GGS, a proposta desvirtua o mecanismo existente, transformando-o num produto distinto – um mecanismo de deslastre de capacidade –, com características, riscos e custos diferentes, que exigiria definição, contratação e remuneração próprias. Sublinha-se que

a resposta autónoma da procura por subfrequência constitui, noutros sistemas europeus, um produto de mercado específico e remunerado – como o FFR na Irlanda e nos países nórdicos, a FCR no mercado continental ou a Fast Reserve e a interrompibilidade em Itália –, enquanto a alínea k) pretende obtê-la sem qualquer remuneração, como mera condição de habilitação a um produto distinto. A proposta mistura, aliás, num mesmo preceito, três realidades regulatórias distintas – a regulação do sistema (o produto de BmFRR), um mecanismo de capacidade implícito e a segurança da rede –, sendo que esta última dispõe já de instrumentos próprios: as instalações de grande dimensão encontram-se hoje obrigadas a dispor de proteções de deslastre por subfrequência, no quadro dos planos de defesa da rede.

As instalações dos clientes eletrointensivos são da responsabilidade dos respetivos titulares, a quem cabe gerir as suas cargas para cumprir os compromissos assumidos. Estas instalações têm frequentemente associadas instalações de autoconsumo e de cogeração, pelo que o deslastre indiscriminado pelo operador do sistema, por abertura automática de disjuntores, compromete seriamente a capacidade de gestão interna da instalação. Nestas condições, e sendo a habilitação voluntária, muitos consumidores tenderão a não se habilitar ou a retirar-se da prestação do serviço, reduzindo a base de recursos à disposição do GGS – um resultado contrário ao objetivo da própria proposta e ao interesse do sistema.

Acresce que a definição proposta nem sequer circunscreve os deslastres por atuação do relé à potência contratada em Banda de mFRR para o período da ativação – a atuação de um relé sobre os órgãos de corte da instalação implica o deslastre da totalidade da carga –, colocando os consumidores prestadores do serviço numa posição de subserviência face aos restantes utilizadores do SEN. A reformulação da alínea k) deve, assim, clarificar de forma inequívoca o objeto e o modo de atuação do relé: a potência sujeita a atuação automática deve corresponder, exclusiva e inequivocamente, à capacidade efetivamente adjudicada em leilão de Banda de mFRR para o respetivo período de programação, não sendo admissível que a atuação do relé conduza ao deslastre de cargas adicionais ou da totalidade da instalação – o que configuraria uma obrigação distinta da que resulta do produto contratado e alteraria substancialmente o perfil de risco assumido pelo prestador do serviço –, devendo igualmente ser clarificados o tipo de atuação exigido, a parametrização aplicável e a carga residual permitida; clarificação que, de resto, já havia sido obtida junto da REN e da ERSE no âmbito da

anterior BRR. A parametrização e a operação do relé – níveis de frequência de atuação, tempos de resposta e capacidade abrangida – devem, além disso, ser coordenadas com o operador do sistema espanhol, dado que os dois sistemas ibéricos constituem uma ilha síncrona nas situações de separação da rede europeia continental por França, sendo essa coordenação essencial à eficácia do próprio mecanismo. Em particular, a atuação do relé deve ser configurada de modo a deslastrar consumo sem interromper a injeção na rede da geração associada (cogeração ou UPAC), sempre que cumulativamente: (i) a instalação tenha aprovada uma injeção na rede superior a 1 MW; (ii) a sua geração esteja sujeita a programação prévia da energia a injetar; e (iii) a configuração da ligação dentro das instalações elétricas do consumidor permita fisicamente interromper consumos mantendo a injeção na rede. Quando esta separação física não seja possível, a instalação não deve poder ficar sujeita à obrigação de deslastre automático. Por outro lado, a salvaguarda prevista para as instalações com cogeração ou UPAC – instalação do relé «por forma a assegurar que não existe perda de geração» – é de exequibilidade muito duvidosa: as instalações de autoprodução solar sem capacidade de grid-forming necessitam da referência de frequência da rede para operar, o que é incompatível com a abertura intempestiva de disjuntores. Acresce que as UPAC com programas de produção comprometidos em mercado não podem, pura e simplesmente, ser desligadas sem incumprimento desses compromissos. Adicionalmente, a instalação e manutenção destes sistemas implica investimentos em equipamentos de proteção, telecomunicações, integração em sistemas de supervisão, testes periódicos e manutenção, pelo que qualquer requisito desta natureza deve estar associado a um mecanismo de remuneração específico.

A APIGCEE intui do texto da proposta uma preocupação legítima da ERSE com a disponibilização de capacidade de geração em momentos críticos para o SEN. Essa preocupação converge, aliás, com a proposta que a APIGCEE tem vindo a apresentar: permitir às instalações de consumo o reconhecimento da sua potência bruta de consumo – consumo total, sem dedução da produção em autoconsumo – para efeitos da Banda de mFRR, com a possibilidade de injeção na rede da energia produzida em autoconsumo nos momentos de ativação. Esta alteração aumentaria a capacidade efetivamente colocada à disposição do sistema nos momentos críticos, sem qualquer ingerência na gestão interna das instalações, e a APIGCEE espera que a presente

Consulta Pública constitua a oportunidade para a implementar, em benefício de todos os utilizadores do SEN.

Neste enquadramento, a APIGCEE manifesta total abertura para encontrar, com a ERSE e o GGS, uma solução que responda à necessidade do sistema, no quadro de um pacote equilibrado que contemple: a reformulação da alínea k) nos termos acima expostos, assegurando que o deslastre automático configura um serviço definido e remunerado; o reconhecimento da potência bruta de consumo para efeitos de contabilização da banda, com possibilidade de injeção na rede da energia de autoconsumo nos momentos de ativação; e o alargamento da participação dos consumidores a outros serviços do sistema, nomeadamente a um eventual futuro mecanismo de capacidade – cuja ausência a própria ERSE assinala no documento justificativo –, reconhecendo o contributo que a procura flexível pode dar à segurança do abastecimento.

Tarifas de acesso às redes de gás e projeto-piloto de gestão dinâmica da rede

A APIGCEE regista como positivas a aplicação da opção tarifária de longas utilizações, sem multiplicadores, às mobilizações de centrais de ciclo combinado a gás para resolução de restrições técnicas, que elimina uma ineficiência evidente na formação das ofertas, e o projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas, que atua sobre a raiz do problema – a redução dos custos na origem – e que deve ser prosseguido com ambição. Em todo o caso, importa garantir a eficácia da medida, ou seja, que o sobrecusto gerado para os consumidores de eletricidade corresponda a uma redução efetiva dos ERS.

Produto de cobertura

Relativamente ao produto de cobertura, a APIGCEE não identifica racional para a criação de um mercado secundário de um custo que o consumidor não controla, não gere e não conhece *ex ante*: para um custo com estas características, a resposta adequada é a sua transformação em custo regulado, transferindo a totalidade dos ERS para as tarifas de acesso às redes, e não a criação artificial de um mercado, de elevada complexidade operacional, para gerir um risco que a regulação pode simplesmente eliminar. Acrescem dúvidas sérias quanto à formação do preço neste mercado: os adjudicatários da banda de mFRR não conhecem *ex ante* o volume de mobilização dos seus ativos, o que os impede de contratar o gás natural para volumes incertos e os conduzirá, inevitavelmente, à incorporação de prémios de risco elevados nas ofertas de cobertura;

por outro lado, o valor de liquidação é um índice apurado administrativamente, determinado em larga medida pelas decisões de mobilização do próprio GGS, e cuja expressão diminuirá à medida que os ERS migrem para as tarifas – reduzindo a liquidez e a utilidade do produto. Na configuração que a APIGCEE defende – integração da totalidade dos ERS nas tarifas de acesso –, o produto de cobertura perde, aliás, o seu próprio objeto: a estabilização tarifária proporciona aos consumidores uma cobertura integral, sem prémios de risco nem complexidade adicional. Caso a ERSE decida, ainda assim, prosseguir com este instrumento, o mesmo deve assumir natureza voluntária e estritamente complementar, não podendo condicionar, atrasar ou substituir a estabilização tarifária dos custos, que deve constituir o pilar central da resposta regulatória. Regista-se, por fim, da leitura do artigo 272.º proposto, que a obrigação de disponibilização de volumes no produto de cobertura incide apenas sobre as centrais termoelétricas adjudicatárias da Banda de mFRR. A APIGCEE solicita que assim fique inequivocamente clarificado: não faria qualquer sentido que as instalações de consumo adjudicatárias da Banda de mFRR fossem obrigadas a oferecer produtos de cobertura.

7. Conclusões e recomendações

A APIGCEE reconhece e valoriza o trabalho desenvolvido pela ERSE no diagnóstico do problema dos encargos de regulação do SEN e na diversificação dos instrumentos de resposta. Sem prejuízo, e em síntese, a APIGCEE recomenda que a versão final da regulamentação:

- estabeleça a integração de 100% dos ERS (restrições técnicas e bandas de reserva) nas tarifas de acesso às redes, desde já e por via do cargo volumétrico (UGS I), indo além do limite de 40% das RT PDBF proposto;
- defina uma trajetória gradual e calendarizada de transição da alocação volumétrica para a alocação sobre a potência contratada (UGS II ou nova rubrica), com possibilidade de diferenciação por nível de tensão, conforme conclui o estudo IIT/INESC TEC, evitando impactos abruptos nos consumidores de menor dimensão;
- estabilize por via tarifária, com valor regulado fixado *ex-ante*, quaisquer componentes volumétricas que transitoriamente se mantenham;

- salvedor expressamente o autoconsumo, incluindo o autoconsumo remoto, garantindo que a energia autoconsumida veiculada através da RESP e a potência das instalações de produção em autoconsumo não integram a base de incidência dos encargos migrados para as tarifas;
- preveja um sub-período regulatório de estabilização do custo regulado (3 a 6 meses), permitindo a recalibração periódica do valor regulado e evitando a acumulação excessiva de desvios tarifários;
- assegure a liquidez do mecanismo através de um esquema de desvios tarifários atribuído ao operador do sistema ou de um fundo de estabilização dedicado;
- preveja incentivos adequados ao GGS para a minimização dos ERS, incluindo metas de eficiência, mecanismos de partilha de ganhos e perdas e o reforço da transparência das decisões de mobilização;
- assegure a neutralidade tecnológica do lote específico do produto de banda de mFRR, definindo-o por requisitos funcionais e permitindo a participação de outros recursos capazes de prestar o serviço, como o armazenamento por baterias ou a resposta da procura;
- condicione o lote específico de BmFRR à demonstração, pelo GGS, do efeito líquido de redução dos custos totais do sistema, através de análise contrafactual ex-ante e avaliação ex-post, bem como da não redução da capacidade acessível à resposta da procura e da não transferência de valor dos consumidores para a geração convencional, atenta a sua natureza de mecanismo de remuneração de capacidade dirigido;
- reformule a alínea k) do artigo 257.º, assegurando que o deslastre automático da procura configura um serviço definido e remunerado, com atuação limitada, exclusiva e inequivocamente, à capacidade adjudicada em Banda de mFRR para o respetivo período de programação, com remuneração dos investimentos exigidos e salvaguarda efetiva do autoconsumo e da cogeração, acompanhada do reconhecimento da potência bruta de consumo para efeitos da BmFRR, com injeção na rede da energia de autoconsumo nos momentos de ativação, e da abertura da participação dos consumidores a outros serviços, incluindo um eventual mecanismo de capacidade; e que não implique a perda de produção interior (autoconsumo);

- configure o eventual produto de cobertura como instrumento voluntário e estritamente complementar, que não condicione nem atrase a estabilização tarifária dos custos;
- consagre a isenção total (100%) dos consumidores eletrointensivos, com aplicação imediata e independente da trajetória de migração adotada, à luz da prática de Estados-Membros como a Alemanha e, em parte, a França e das recomendações da Comissão Europeia, preservando a competitividade da indústria portuguesa exposta à concorrência internacional.

A APIGCEE manifesta a sua total disponibilidade para colaborar com a ERSE no aprofundamento técnico destas matérias, nomeadamente através da partilha e discussão do estudo IIT/INESC TEC, contribuindo para soluções equilibradas que conciliem a eficiência e a sustentabilidade do sistema elétrico com a competitividade da indústria nacional.

APIGCEE,

Lisboa, 6 de setembro de 2026