Resposta da APIGCEE à Consulta Pública sobre a Estratégia Nacional de Armazenamento de Energia (ENAE)

Plano de Ação e Estudo Técnico de suporte – DGEG / Ministério do Ambiente e Energia

1. Introdução e enquadramento

A presente resposta é apresentada pela APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica, no âmbito da consulta pública promovida pela Direção-Geral de Energia e Geologia, em nome do Ministério do Ambiente e Energia, sobre a Estratégia Nacional de Armazenamento de Energia (ENAE), o respetivo Plano de Ação e o Estudo Técnico de suporte, incluindo os seus anexos.

A APIGCEE 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 APIGCEE acompanha a matéria do armazenamento de energia sob uma dupla perspetiva. Por um lado, os consumidores eletrointensivos são quem, em última análise, suporta os custos de integração da produção renovável no sistema – nomeadamente os encargos de regulação do sistema (ERS), que atingiram 20,26 EUR/MWh nos primeiros cinco meses de 2026 e cerca de 693 milhões de euros em 2025 – e quem suportará os custos de qualquer mecanismo de remuneração de capacidade ou de serviços de sistema que a ENAE venha a originar. Por outro lado, os associados da APIGCEE são já hoje prestadores de flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional, através da participação no produto de banda de reserva de restabelecimento de frequência com ativação manual (banda de mFRR) contratado a consumidores, e dispõem de instalações de autoconsumo, cogeração e, crescentemente, de capacidade de armazenamento junto do consumo.

A presente resposta articula-se com as posições assumidas pela APIGCEE em consultas públicas recentes, em particular a resposta à Consulta Pública ERSE n.º 142 sobre a alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN, cujas conclusões – suportadas no estudo independente encomendado ao IIT – *Instituto de Investigación Tecnológica* da *Universidad Pontificia Comillas* e ao INESC TEC – se dão aqui por reproduzidas na parte relevante.

2. Síntese executiva

A APIGCEE saúda a iniciativa do Governo de dotar o país de uma estratégia de armazenamento de energia com metas quantificadas, suportada em estudos técnicos de qualidade e assente em princípios – neutralidade tecnológica, participação não discriminatória, previsibilidade regulatória – que a Associação subscreve. Considera, contudo, que a estratégia, tal como apresentada, não demonstra que sirva o objetivo que deve nortear qualquer política energética: fornecer eletricidade segura e ao menor custo possível à economia. A posição da APIGCEE assenta nos seguintes pontos essenciais:

- as metas de armazenamento não estão ancoradas no custo total do sistema: o próprio Estudo Técnico identifica níveis economicamente ótimos de armazenamento por baterias muito superiores às metas adotadas (4,7 a 6,1 GW em 2030, contra a meta de 3 GW), com reduções de custos operacionais do sistema de várias centenas de milhões de euros por ano, e a meta parece ter sido calibrada pela rentabilidade *merchant* das baterias e não pelo custo total do sistema;
- a ENAE não está articulada com o quadro europeu de flexibilidade: o relatório de análise de necessidades de flexibilidade publicado pela ERSE em 24 de julho de 2026 (art. 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943) não é citado, e o objetivo nacional indicativo de flexibilidade não fóssil que o Estado deve fixar até janeiro de 2027 (art. 19.º-F) exige contributos específicos da resposta da procura e do armazenamento – a ENAE fixa a metade do armazenamento sem a metade da procura;
- o impacto da estratégia na fatura do consumidor não está quantificado: os resultados de mercado apresentados apontam, em 2030, para uma subida do preço médio anual em alguns cenários, ao passo que o efeito do armazenamento

sobre os encargos de regulação do sistema – o benefício mais relevante para a indústria – não é estimado em nenhum dos documentos; a APIGCEE pede uma avaliação integrada e dinâmica do impacto na fatura, por nível de tensão, antes da adoção das metas;

- a flexibilidade da procura é, segundo o próprio Estudo Técnico, o recurso com maior impacto no equilíbrio do sistema e na segurança de abastecimento, superior ao armazenamento e às interligações; no entanto, o Plano de Ação não contém uma única medida dirigida à flexibilidade da procura industrial, nem sequer refere o produto de banda de mFRR contratado a consumidores que hoje existe – produto que deve ter visibilidade sobre volumes e estabilidade de regras, complementado pelo acesso das instalações de consumo ao mecanismo de capacidade;

- o mecanismo de remuneração de capacidade anunciado deve ser competitivo, tecnologicamente neutro e aberto à procura em condições de igualdade, com os seus custos alocados de forma não volumétrica e com tratamento específico para os consumidores eletrointensivos, e deve ser precedido de uma demonstração contrafactual de que o seu custo é inferior ao dos encargos que evita;

- a estratégia deve articular-se com a regulação em curso: a proposta da ERSE, em consulta pública, de criação de um lote específico de banda de mFRR reservado a centrais termoelétricas, antes de o mecanismo de capacidade existir, configura um mecanismo de remuneração de capacidade dirigido que contraria os princípios da ENAE e cria o risco de pagamento duplo pelo mesmo recurso;

- o apoio público a capacidade adicional de armazenamento só é justificável se contratado competitivamente, por serviço e não por tecnologia, com contrafactual publicado, pressupostos de custo divulgados e avaliação ex-post; a arbitragem deve permanecer risco comercial e o consumidor só deve pagar através de produtos explícitos para necessidades demonstradas;

- a forma correta de tornar a nova produção renovável investível – condição de que a ENAE implicitamente depende – não é a socialização de armazenamento, mas a revisão do modelo de contratação da nova produção não despachável: atribuição competitiva das ligações à rede com obrigação de contratação a longo

prazo, através de contratos por diferenças bidirecionais ou de PPAs com compradores solventes, com fatores de valor temporal que remunerem o perfil de produção pelo seu valor para o sistema, em linha com o art. 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943 e com a posição pública da APIGCEE de março de 2026;

- o armazenamento junto do consumidor – eletroquímico ou térmico, em instalações de autoconsumo, incluindo o autoconsumo remoto, e em instalações industriais em AT e MAT – deve ser expressamente contemplado e declarado elegível para os mecanismos de contratação, financiamento e apoio, com garantia de que a energia armazenada e autoconsumida não integra a base de incidência dos encargos de regulação do sistema; e o armazenamento de produto industrial deve ser reconhecido como recurso de flexibilidade sazonal, a par das soluções de hidrogénio e ar comprimido que a ENAE considera;
- a eliminação da dupla penalização tarifária do armazenamento deve ser *cost-reflective* e não uma isenção, sob pena de transferir custos de rede para os restantes consumidores;
- a extensão de concessões hídricas para viabilizar nova bombagem deve ser feita em condições concorrenciais ou com captura do valor para o consumidor;
- o Plano de Ação carece de calendário, responsáveis e indicadores; a governação deve incluir uma ficha de hipóteses comum aos modelos, relatórios *ex-ante* e *ex-post* por leilão, uma matriz de compatibilidade de receitas, uma conta anual do armazenamento e da flexibilidade e revisão bienal alinhada com o ciclo europeu de avaliação das necessidades de flexibilidade.

3. Apreciação geral: o que o Estudo Técnico demonstra e o que as metas fazem com isso

A APIGCEE regista a qualidade e a transparência do Estudo Técnico e dos seus anexos, que permitem uma leitura crítica informada. É precisamente essa leitura que suscita a principal reserva da Associação: a distância entre os resultados dos estudos e as metas adotadas.

O modelo SWHORD+ determina, para cada cenário, a capacidade de armazenamento economicamente eficiente – aquela em que o benefício marginal em redução de custos

operacionais do sistema iguala o custo marginal de investimento. Para 2030, esse nível situa-se entre 4,7 GW (RMSA-E Conservador) e 6,1 GW (PNEC) de baterias, com reduções de custos operacionais que, no cenário PNEC, passam de 682 para 317 milhões de euros por ano face ao cenário base. Para 2040, o nível eficiente situa-se entre 7,0 GW e 10,8 GW de baterias de 8 horas. As metas da ENAE fixam 3 GW em 2030 e 4,5 GW em 2040.

O Plano de Ação justifica as metas com a existência de "ganhos marginais decrescentes" e com o risco de "canibalização económica entre os ativos de armazenamento", com base na análise de receitas operacionais do modelo CEVESA, que identifica como intervalo mais equilibrado uma capacidade até 3 GW no cenário PNEC 2030 e até 2,25 GW no cenário RMSA-E Conservador. Ou seja, as metas foram calibradas pelo limiar a partir do qual a receita operacional das baterias, obtida em mercado diário e em banda de aFRR, deixa de cobrir um CAPEX anualizado de referência – e não pelo custo total do sistema.

A APIGCEE compreende a preocupação com a sustentabilidade dos investimentos: ativos muito capital-intensivos, com investimento realizado à cabeça e vida útil limitada, não lidam bem com o risco de sobreinvestimento posterior, e a redução desse risco baixa o custo de capital que, em última análise, o consumidor paga. A Associação não vê, por isso, oposição entre a viabilidade dos investimentos e o interesse do consumidor. O que questiona é o instrumento: fixar a meta abaixo do nível eficiente para preservar margens *merchant* custa ao consumidor a diferença entre os dois níveis; contratar competitivamente, com receita estabilizada, a capacidade que o estudo demonstra ser eficiente permite chegar ao mesmo nível a menor custo de capital. A meta deve refletir o nível de armazenamento que minimiza o custo total para o consumidor; a estabilização de receitas é a forma de o atingir a menor custo, não uma razão para o não atingir.

Acresce que, com as metas adotadas, o próprio Estudo Técnico conclui que o sistema não cumpre a norma de fiabilidade de 1,46 h/ano nos cenários mais exigentes de 2040, resolvendo a lacuna com recursos que não integram as metas: a preservação de capacidade térmica de reserva – uma central equivalente à Tapada do Outeiro, com um fator de utilização de 1,8% –, a flexibilidade da procura e o armazenamento sazonal. Na prática, o mecanismo de capacidade anunciado remunerará simultaneamente centrais a gás e armazenamento, e a fatura de ambos recairá sobre as tarifas. Esta consequência não é assumida nem quantificada no Plano de Ação.

A APIGCEE assinala ainda três limitações metodológicas com relevância direta para o consumidor. Em primeiro lugar, o efeito do armazenamento sobre os custos de serviços de sistema – restrições técnicas e bandas de reserva, que ascenderam a cerca de 693 milhões de euros em 2025 – não é quantificado em nenhum dos documentos: o modelo CEVESA remunera apenas arbitragem no mercado diário e banda de aFRR, e a simulação de Monte Carlo utiliza um modelo de barramento único, sem representação da rede. Em segundo lugar, a mesma simulação despacha um grupo térmico em mínimo técnico com prioridade sobre as restantes tecnologias, o que, segundo o próprio estudo, contribui para que 37% da produção renovável seja cortada no cenário RMSA-E Conservador 2030 – uma ilustração do custo dos requisitos de segurança operacional que o armazenamento com capacidade *grid forming* pode contribuir para reduzir e que a estratégia não valoriza. Em terceiro lugar, os pressupostos de custo das baterias incorporados no SWHORD+ – CAPEX, vida útil, degradação, custos de substituição – não são divulgados, apesar de condicionarem diretamente o nível ótimo que a Associação aqui invoca. A APIGCEE solicita a sua publicação, bem como a correção da Tabela 3 do Estudo Técnico, que apresenta em GW valores que correspondem a GWh de baterias.

4. Enquadramento europeu: necessidades de flexibilidade e objetivo nacional

O Regulamento (UE) 2019/943, na redação do Regulamento (UE) 2024/1747, estabelece uma sequência que a ENAE não segue. O art. 19.º-E impõe uma avaliação nacional das necessidades de flexibilidade, repetida de dois em dois anos; o art. 19.º-F determina que, no prazo de seis meses após essa avaliação, o Estado-Membro fixe um objetivo nacional indicativo de flexibilidade não fóssil, "incluindo os contributos específicos respetivos da resposta da procura e do armazenamento de energia", a refletir no PNEC; e o art. 19.º-G só admite regimes de apoio à flexibilidade não fóssil quando o investimento de mercado seja insuficiente para atingir esse objetivo, e sempre de forma aberta, transparente, concorrencial, não discriminatória e eficaz em termos de custos.

A ERSE publicou a 24 de julho de 2026 a primeira "Análise de necessidades de flexibilidade em Portugal", elaborada segundo a metodologia FNAM da ACER com a REN, a E-REDES e a DGEG, que marca o início do prazo de seis meses para a fixação do objetivo nacional. O Estudo Técnico da ENAE não cita este relatório, nem o Plano de Ação se posiciona face ao objetivo do art. 19.º-F. Ora, a ENAE é, na prática, a componente

"armazenamento" desse objetivo, fixada sem a componente "resposta da procura" que o Regulamento exige em simultâneo.

O relatório da ERSE contém, além disso, resultados que a ENAE deveria ter incorporado. O desperdício de energia renovável em 2030 situa-se entre 2,7 e 4,3 TWh (3% a 5,5% da produção renovável), concentrado entre as 8h e as 18h, e a ERSE qualifica expressamente a sua eliminação como um majorante das necessidades de flexibilidade, reconhecendo que "a admissão de algum valor de desperdício poderá ser uma solução económica mais eficiente". A duração do recurso determina a potência necessária: com recursos de 2 a 8 horas, anular o desperdício exigiria mais de 7 GW adicionais; com recursos de 50 horas, 2 a 3 GW. As necessidades não satisfeitas relativas a rampas de produção são praticamente nulas, não foram identificadas necessidades de flexibilidade na rede de transporte e as da rede de distribuição são localizadas e de pequena dimensão (48,7 MW e 57,3 MWh em 2030). A ERSE conclui ainda que não existem barreiras significativas à entrada de recursos de flexibilidade que não estejam já a ser mitigadas.

Daqui decorrem três pedidos. Primeiro, que a ENAE seja formalmente reconciliada com o relatório da ERSE e apresentada como a componente de armazenamento do objetivo nacional do art. 19.º-F, a fixar em simultâneo com o contributo da resposta da procura. Segundo, que a estratégia adote um nível economicamente eficiente de desperdício renovável como critério explícito, em vez de assumir implicitamente que todo o excedente deve ser absorvido. Terceiro, que qualquer regime de apoio ao armazenamento seja precedido da demonstração de insuficiência do investimento de mercado exigida pelo art. 19.º-G.

5. Impacto na fatura do consumidor

A ENAE não contém qualquer estimativa do seu impacto no custo total da eletricidade para os consumidores, por nível de tensão. É uma omissão que a APIGCEE considera incompatível com a adoção de metas nacionais e com o compromisso de criar novos mecanismos de remuneração.

Os resultados de mercado apresentados merecem, a este respeito, uma leitura cuidadosa. Em 2030, no cenário RMSA-E Conservador, o aumento da capacidade de baterias eleva o preço médio anual de mercado de 81 para 88 EUR/MWh em ano hidrológico médio e de 87 para 93 EUR/MWh em ano seco, em resultado da eliminação

das horas de preço nulo (de 1 333 para 205) e da deslocação de energia para as horas de maior valorização. As baterias sobem os preços nas horas em que carregam e baixam-nos nas horas em que descarregam; o que o modelo indica é que, nesse horizonte e nesse cenário, o primeiro efeito domina na média anual – que é o que um consumidor de perfil plano, como são alguns dos consumidores eletrointensivos, efetivamente paga. Em 2040, pelo contrário, o mesmo modelo indica uma descida do preço médio com mais armazenamento.

Estes resultados são estáticos, com parque de produção fixo, e não captam efeitos dinâmicos relevantes: a subida do preço capturado da produção solar melhora a remuneração de novos investimentos renováveis viabiliza novo investimento que volta a baixar os preços. Tão-pouco captam a redução dos custos de restrições técnicas e bandas de reserva. O sinal do efeito líquido para o consumidor eletrointensivo é, portanto, indeterminado na documentação apresentada.

A APIGCEE solicita, assim, que a adoção das metas seja precedida de uma avaliação integrada e dinâmica do impacto da estratégia na fatura dos consumidores, por nível de tensão, que contemple o custo da energia (incluindo o efeito sobre os preços de contratação a prazo), os encargos de regulação do sistema, o custo do mecanismo de remuneração de capacidade e as tarifas de acesso às redes. A Associação entende que esta avaliação deve ser reconciliada com o Estudo sobre os Custos Totais do Sistema (CTS), cujo caderno de encargos a própria DGEG submeteu a discussão pública em abril de 2026 e ao qual a APIGCEE apresentou contributo em 5 de maio de 2026. Esse caderno de encargos prevê expressamente, no Módulo 5, a estimativa das "necessidades ótimas (ou intervalos) de capacidade de armazenamento" e a avaliação dos *trade-offs* entre armazenamento interno, reforço de interligações e manutenção de capacidade térmica de backup e, no Módulo 6, a tradução dos custos totais em tarifas de acesso, CIEG e preços finais por tipo de consumidor – precisamente as questões que a ENAE deixa por responder. Não se compreende que a DGEG proponha metas nacionais de armazenamento enquanto o instrumento que ela própria concebeu para as fundamentar não parece ter sido lançado. A APIGCEE solicita que o Governo informe sobre o estado do estudo CTS, que o mesmo seja lançado sem demora nos termos previstos (execução pela REN ao abrigo do artigo 106.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, com prazo de 180 dias e discussão pública dos resultados) e que as metas da ENAE sejam tratadas como indicativas até serem revistas à luz dos seus resultados.

6. Mecanismo de remuneração de capacidade e coerência regulatória

O Plano de Ação compromete o Governo com um mecanismo de capacidade "competitivo e aberto a todas as soluções, produção, armazenamento de energia e flexibilidade da procura, visando o menor custo para o consumidor". A APIGCEE subscreve integralmente este enunciado e considera que a sua concretização deve obedecer a quatro condições.

Em primeiro lugar, a participação da procura em condições de igualdade efetiva com a produção e o armazenamento, com fatores de de-rating transparentes e estáveis, e com reconhecimento da potência bruta de consumo – consumo total, sem dedução da produção em autoconsumo – com possibilidade de injeção na rede da energia produzida em autoconsumo nos momentos de ativação, conforme a APIGCEE tem vindo a propor.

Em segundo lugar, a neutralidade tecnológica efetiva, com produtos definidos por requisitos funcionais – firmeza, tempo de resposta, duração da prestação – e não por tipologia de ativo. A experiência internacional recente confirma que, quando o produto remunera a função, o mercado responde com a tecnologia mais barata: na primeira janela do regime britânico de apoio ao armazenamento de longa duração, decidida em junho de 2026, foram selecionados projetos de baterias de iões de lítio com 8 a 18 horas de duração a par de bombagem e de ar comprimido.

Em terceiro lugar, a alocação dos custos do mecanismo de forma não volumétrica e com tratamento específico para os consumidores eletrointensivos, em coerência com a prática de Estados-Membros como a Alemanha e a França, com as recomendações da Comissão Europeia e com a proposta de Regulamento que altera o Regulamento (UE) 2019/943 no âmbito da iniciativa "*future-proof electricity bills*", que prevê expressamente regimes tarifários especiais para a indústria eletrointensiva. A APIGCEE remete, quanto à fundamentação, para a sua resposta à Consulta Pública ERSE n.º 142.

Em quarto lugar, a demonstração contrafactual, prévia à primeira contratação, de que o custo do mecanismo é inferior ao custo dos encargos que evita – restrições técnicas, bandas de reserva, corte de produção renovável e energia não fornecida –, acompanhada de avaliação *ex-post* que condicione a sua manutenção.

A estas condições acresce a exigência de que a capacidade firme reconhecida a cada recurso resulte de uma metodologia probabilística – ELCC ou equivalente – e não da potência nominal. A contribuição do armazenamento para a adequação depende da

duração, do estado de carga e da duração dos eventos críticos; os recursos remunerados por capacidade devem estar sujeitos a obrigações de estado de carga e de pré-posicionamento, a ensaios de disponibilidade e a penalizações, e o dimensionamento do mecanismo deve ser testado em cenários de stress – vários dias sem vento nem sol, seca hidrológica, importação limitada em escassez ibérica correlacionada e indisponibilidades compostas. Estas exigências aplicam-se por igual à térmica, ao armazenamento e à procura, e são o que garante que o consumidor paga firmeza real. A APIGCEE já havia solicitado, no seu contributo para o estudo CTS, que o contributo do armazenamento para a potência firme fosse aferido por simulação probabilística e traduzido em métricas homogéneas de crédito de capacidade, testando diferentes composições por duração (2, 4 e 8 horas); a ENAE, que dispõe de uma simulação de Monte Carlo, não publica essas métricas.

A APIGCEE propõe ainda uma regra simples de imputação, que evita decomposições contabilísticas impraticáveis: a arbitragem no mercado de energia é risco comercial do operador de armazenamento e não deve ser garantida nem subsidiada; o consumidor paga apenas através de produtos explícitos – capacidade firme, serviços de sistema, flexibilidade local contratada pelo operador de rede contra o custo do reforço evitado – cada um com necessidade demonstrada e contrafactual publicado. O que não passa por um destes produtos não deve chegar às tarifas.

É neste enquadramento que a APIGCEE chama a atenção do Governo para uma incoerência entre a estratégia agora proposta e a regulação em curso. A ERSE submeteu a consulta pública, no âmbito da Consulta Pública n.º 142 – ainda em curso à data da presente resposta –, a proposta de criação de um lote específico do produto de banda de mFRR reservado a centrais termoelétricas. Parece tratar-se, na prática, de um mecanismo de remuneração de capacidade dirigido a uma tecnologia, criado antes de o mecanismo de capacidade nacional existir e à margem dos princípios de concorrência e de neutralidade tecnológica que a ENAE consagra. O próprio Estudo Técnico fornece os argumentos: a preservação de capacidade térmica é justificada exclusivamente como reserva de ponta, com fatores de utilização residuais; a estratégia aposta nas capacidades *grid forming*, na resposta rápida de frequência e na inércia sintética para reduzir a dependência de produção síncrona; e o Anexo 2 conclui que a viabilidade do armazenamento depende do acesso a serviços de sistema para além da energia e da aFRR. Um lote reservado a centrais a gás fecha a porta que a ENAE afirma querer abrir

e cria o risco de o consumidor pagar duas vezes pelo mesmo megawatt – na banda reservada e no mecanismo de capacidade.

A APIGCEE reconhece a legitimidade da preocupação do regulador com a firmeza da prestação em ativações prolongadas. A resposta adequada é a definição de um requisito funcional de duração, aberto a todos os recursos que o cumpram, e não uma reserva por tecnologia. A Associação solicita ao Governo que a ENAE estabeleça expressamente a regra de articulação: qualquer remuneração de disponibilidade deve ser atribuída através do mecanismo de capacidade; os produtos de serviços de sistema definem-se por requisitos funcionais; nenhuma instalação pode cumular pagamento de banda reservada com pagamento de capacidade pelo mesmo megawatt; e o desenho do mecanismo de capacidade deve preceder qualquer produto de remuneração de capacidade dirigido.

7. Modelo de mercado e contratação a longo prazo da nova produção renovável

A ENAE assenta numa premissa que não enuncia: a de que continuará a ser instalada nova produção solar e eólica ao ritmo do PNEC. Essa premissa não se verifica hoje. Os preços capturados da produção solar caíram para níveis que não sustentam novos investimentos em regime de mercado, e o Estudo Técnico reconhece que o aumento da capacidade de armazenamento é o que devolve valor à produção solar. Uma estratégia de armazenamento que não diga como será financiada a nova produção que o armazenamento serve fica incompleta – e o risco é que a resposta implícita seja a socialização de armazenamento através de tarifas para restaurar a rentabilidade de projetos privados.

A APIGCEE defende, desde o memorando dirigido ao Comissário Europeu da Energia em março de 2026, uma resposta diferente: a nova produção não despachável é um negócio de custo fixo, e remunerá-la pelo preço marginal do mercado diário – determinado pelo gás natural em muitas horas e nulo em muitas outras – é economicamente anómalo. A nova produção deve sair da remuneração pelo mercado spot e passar a ser contratada a longo prazo, mantendo-se o despacho pelo mercado. No contributo para o estudo CTS, a APIGCEE sublinhou que um cenário com menor custo total do sistema não se traduz necessariamente em preços finais mais baixos, dado o efeito do modelo marginalista na formação dos preços, e que o desenho de mercado deve ser reavaliado num sistema

com elevada penetração renovável. Esta orientação tem hoje suporte legal direto: o art. 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943, na redação de 2024, determina que os regimes de apoio direto ao preço para novos investimentos em eólica, solar, geotermia, hídrica sem albufeira e nuclear assumam a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de regimes equivalentes, para contratos celebrados a partir de 17 de julho de 2027.

A APIGCEE propõe que a ENAE articule as medidas 1.2.2 (contratos de longo prazo), 3.1.1 e 3.3.1 (capacidade de rede) num modelo de atribuição competitiva das novas ligações à rede com obrigação de contratação a longo prazo da energia. Os elementos essenciais são os seguintes. A capacidade de ligação, recurso escasso, é atribuída por leilão a quem oferecer o menor preço por MWh ponderado por fatores de valor temporal publicados pelo gestor global do sistema a partir dos modelos da ENAE e do relatório de flexibilidade da ERSE – valor reduzido nas horas de excedente, elevado nas horas de ponta de outono e inverno – de modo a que um perfil firmado, por armazenamento co-localizado, hibridização no mesmo ponto de ligação ou outra solução à escolha do promotor, concorra em igualdade com um perfil não firme. A obrigação de contratação a longo prazo pode ser satisfeita por contrato por diferenças bidirecional com o sistema ou por contrato bilateral de longo prazo com um comprador solvente, nomeadamente consumidores industriais; as duas vias devem ser admitidas em igualdade. O contrato por diferenças deve ser financeiro e liquidado sobre um volume ou perfil de referência, e não sobre a produção realizada, de modo a preservar os incentivos de despacho e a evitar produção em horas de preço negativo – o que corresponde, aliás, aos princípios de desenho do n.º 2 do art. 19.º-D, que exige que estes contratos preservem os incentivos à participação eficiente nos mercados e evitem distorções nas decisões de despacho e de oferta. E, em linha com o memorando de março, parte da nova produção contratada competitivamente deve ser alocada aos consumidores eletrointensivos, dando-lhes acesso a energia a custo de produção, sem indexação ao gás; o n.º 5 do mesmo artigo determina que as receitas dos contratos por diferenças sejam distribuídas aos clientes finais ou aplicadas em investimentos que reduzam o custo da eletricidade para os clientes finais, o que dá cobertura legal a esta alocação.

Este modelo tem três vantagens para a estratégia de armazenamento. Internaliza o custo de integração do perfil de produção na decisão de investimento de quem o pode gerir, sem imputações administrativas; faz emergir a procura de armazenamento do lado dos produtores e dos compradores de energia firmada, reduzindo a necessidade de

armazenamento contratado pelo sistema e tornando a meta de baterias um resultado e não um pressuposto; e reduz o custo de capital da nova produção, que é o que efetivamente baixa o preço da eletricidade a prazo. A APIGCEE assinala que o modelo se aplica à nova capacidade e ao *repowering*; para a capacidade existente, o efeito do armazenamento sobre os preços capturados continua a ser uma transferência através do preço médio, o que reforça a necessidade da avaliação integrada do impacto na fatura.

8. Flexibilidade da procura industrial

O Anexo 1 do Estudo Técnico é inequívoco: a flexibilidade do consumo é "o fator com maior impacto no equilíbrio energético e na segurança de abastecimento", superior ao armazenamento e às interligações, e atua como substituto direto das baterias. Mesmo com menos 50% de capacidade de baterias face aos cenários base, a flexibilidade da procura anula a energia não fornecida e mantém o corte de produção renovável abaixo de 1% em 2030 e de 1,3% em 2040 – valores substancialmente inferiores aos obtidos com o reforço do armazenamento. O próprio estudo recomenda que o planeamento incorpore explicitamente o potencial de flexibilidade da procura, "de forma a evitar a sobrestimação das necessidades de armazenamento e de capacidade firme".

Perante esta conclusão, é incompreensível que o Plano de Ação não contenha uma única medida dirigida à flexibilidade da procura industrial. A "flexibilidade da carga" é referida apenas a propósito da produção de hidrogénio, dos veículos elétricos e das bombas de calor – e a modelação assume, quanto ao hidrogénio, um recurso cuja concretização o próprio estudo reconhece estar a avançar "a um ritmo inferior ao inicialmente perspetivado". O único produto de flexibilidade da procura que hoje funciona em Portugal – a banda de mFRR contratada a consumidores, em que os associados da APIGCEE participam – não é sequer mencionado.

A omissão é também uma incoerência com o quadro europeu: o objetivo nacional de flexibilidade não fóssil do art. 19.º-F exige contributos específicos da resposta da procura e do armazenamento, e o Plano de Ação para a Eletrificação apresentado pela Comissão Europeia em 17 de julho de 2026 – que fixa como objetivo indicativo elevar a eletricidade de cerca de 23% para 46% do consumo final de energia em 2040 – atribui à procura flexível, incluindo os processos industriais, um papel central na absorção da produção renovável. A procura industrial eletrificada é procura flexível e concorre com

o armazenamento estacionário pela absorção dos excedentes; os cenários de 2040 da ENAE deveriam incluir uma sensibilidade a esta trajetória, distinguindo crescimento de procura rígida e flexível.

A APIGCEE propõe que a flexibilidade da procura industrial constitua um eixo autónomo da ENAE, com três componentes. Primeiro, o reconhecimento e a consolidação do produto de banda de mFRR contratado a consumidores. A APIGCEE tem presente que o enquadramento europeu da contratação de capacidade de balanço limita a duração destes contratos, pelo que não é deste produto que deve esperar-se a estabilização de receitas a longo prazo; o que se pede é visibilidade sobre os volumes a contratar nos anos seguintes e estabilidade das regras de habilitação e de prestação, de modo a que os consumidores possam investir em automação, em capacidade de resposta e em armazenamento junto do consumo, sabendo que existirá procura para essa flexibilidade. A visibilidade de longo prazo deve vir do mecanismo de capacidade, ao qual as instalações de consumo devem poder concorrer e ser adjudicatárias em igualdade com a produção e o armazenamento. Segundo, o alargamento do produto: reconhecimento da potência bruta de consumo com injeção do autoconsumo nas ativações; criação de produtos de resposta rápida de frequência e de deslastre automático da procura enquanto serviços definidos, contratados e remunerados – à semelhança do FFR na Irlanda e nos países nórdicos e da interrompibilidade em Itália; agregação de cargas industriais; e contratos de flexibilidade com o gestor global do sistema e com o operador da rede de distribuição para gestão de congestionamentos. Terceiro, o acesso da procura ao mecanismo de capacidade nas condições referidas na secção anterior.

Duas condições transversais determinam se esta flexibilidade se concretiza. A primeira é a medição e verificação: os requisitos de monitorização devem ser proporcionais ao serviço prestado e compatíveis com a realidade das instalações industriais, em que cogeração, autoconsumo, armazenamento e cargas partilham o mesmo ponto de ligação. Sempre que tecnicamente adequado e assegurada a fiabilidade da medição, a prestação de serviços de flexibilidade deve poder ser demonstrada ao nível da instalação ou da unidade física participante, e não exclusivamente por medição no ponto de interligação com a rede – de outro modo, a produção própria mascara a resposta da carga e exclui da participação precisamente as instalações com mais recursos de flexibilidade. A segunda é a estabilidade regulatória: os investimentos dos consumidores

em armazenamento, automação e sistemas de gestão de energia têm horizontes económicos de vários anos, e os enquadramentos dos mercados de flexibilidade e de serviços de sistema devem evoluir para uma lógica plurianual – roteiro de produtos, regras de habilitação e de remuneração estáveis, validade plurianual das pré-qualificações e visibilidade sobre volumes –, sem prejuízo dos limites europeus à duração dos contratos de capacidade de balanço, sendo o mecanismo de capacidade o instrumento adequado à contratação de longo prazo.

A APIGCEE assinala, por fim, que a simulação de segurança de abastecimento trata a carga flexível como a primeira a ser cortada, atribuindo-lhe valores de LOLE de 15 a 34 horas por ano sem qualquer contrapartida, por se assumir que "os produtores de hidrogénio" reagem a preços elevados. Este tratamento não pode ser transposto, explícita ou implicitamente, para a indústria eletrointensiva: a flexibilidade da procura industrial é um serviço com custo de oportunidade real – paragens de processo, perdas de produção, compromissos de entrega – e só existirá em escala se for remunerada como tal.

Há, por fim, uma forma de flexibilidade de longa duração que a ENAE não considera e que só a indústria pode oferecer: o armazenamento de produto. O Estudo Técnico conclui que o sistema carece de "uma solução de armazenamento com capacidade de regularização interanual", que as baterias de ciclo diário não resolvem os excedentes de primavera e verão nem os défices de outono e inverno, e que persistirão 4 000 a 4 800 horas anuais de preço nulo em 2040; o capítulo do armazenamento sazonal (medidas 4.6.1 a 4.6.3) só considera hidrogénio em cavernas salinas e ar comprimido, com "eficiências globais reduzidas" e remuneração transitória a definir. Uma instalação industrial com capacidade de armazenar produto intermédio ou acabado pode fazer o mesmo sem conversão de energia: sobreproduzir na estação de excedente renovável e reduzir o regime de laboração na estação de escassez, deslocando consumo elétrico entre estações. É armazenamento sazonal com o rendimento de um armazém. Para que esta flexibilidade exista em escala, são precisas três condições que a estratégia pode criar: sinais de preço sazonais contratáveis a prazo – contratos de fornecimento com perfil sazonal ou produtos de flexibilidade sazonal contratados pelo gestor global do sistema –, uma estrutura tarifária que não penalize a modulação sazonal, designadamente na potência contratada e nas suas regras de alteração, e o reconhecimento desta modalidade no contributo da resposta da procura para o objetivo

nacional de flexibilidade do art. 19.º-F. A APIGCEE solicita que o armazenamento de produto seja incluído, a par do armazenamento térmico e eletroquímico atrás do contador, entre os recursos de flexibilidade da procura a valorizar pela ENAE, e que a medida 4.6.2 alargue os estudos de armazenamento sazonal a esta modalidade.

9. Armazenamento junto do consumidor e autoconsumo

A APIGCEE regista positivamente as medidas 2.3.1 e 3.1.2 do Plano de Ação, relativas ao armazenamento integrado em unidades de produção para autoconsumo e a regimes simplificados de atribuição de reserva de capacidade a sistemas de armazenamento associados a UPAC. Solicita que estas medidas sejam expressamente alargadas ao autoconsumo remoto e às instalações de consumo industrial em AT e MAT, que dispõem de pontos de ligação, de capacidade de gestão e de cargas flexíveis que tornam o armazenamento junto do consumo uma das vias mais rápidas e mais baratas de aumentar a flexibilidade do sistema sem consumir capacidade de rede adicional.

A APIGCEE chama a atenção para o risco de o armazenamento instalado junto do consumidor – atrás do contador – ficar excluído, ainda que de forma não deliberada, dos mecanismos de contratação, de financiamento e de apoio que a ENAE prevê, por estes serem desenhados a pensar em instalações autónomas ligadas à rede. Esse risco é maior para o armazenamento térmico, que a ENAE não considera e que é, para muitas instalações industriais, a forma mais eficiente de armazenar energia e de descarbonizar processos: acumuladores de calor, de vapor ou de frio, alimentados eletricamente nas horas de excedente e utilizados nas horas de ponta, deslocam consumo elétrico com perdas reduzidas e sem ciclo de reconversão. A APIGCEE solicita que a estratégia adote uma definição de armazenamento neutra quanto ao vetor – eletroquímico, térmico ou mecânico – e quanto à localização, e que garanta expressamente a elegibilidade do armazenamento atrás do contador, térmico incluído, para o mecanismo de capacidade (através da resposta da procura, com reconhecimento da potência bruta de consumo), para os produtos de serviços de sistema e de flexibilidade local, para as medidas de simplificação de licenciamento e de ligação, e para os instrumentos de financiamento e de apoio à descarbonização industrial.

A ENAE deve, aliás, reconhecer explicitamente o armazenamento associado ao consumo industrial como componente estratégica da flexibilidade nacional: instalado junto dos centros de consumo, reduz congestionamentos e picos de procura, aumenta a

integração renovável e disponibiliza serviços de sistema sem necessidade de novos acessos à rede – precisamente o recurso mais escasso que a própria estratégia identifica. O mesmo reconhecimento deve estender-se aos sistemas híbridos que combinam cogeração de elevada eficiência, autoconsumo renovável e armazenamento no mesmo ponto de ligação, praticamente ausentes do documento. A revisão do conceito de hibridização prevista na medida 2.3.2 deve abranger estas configurações em instalações de consumo, permitindo a sua participação integrada nos mercados de energia, no mecanismo de capacidade e nos serviços de sistema, e valorizando ativos industriais já existentes para disponibilizar flexibilidade ao sistema, com menor necessidade de investimento em nova capacidade dedicada.

Em coerência com a posição assumida na Consulta Pública ERSE n.º 142, a APIGCEE solicita que fique garantido que a energia armazenada e autoconsumida, incluindo a veiculada através da RESP em autoconsumo remoto, não integra a base de incidência dos encargos de regulação do sistema nem dos encargos que venham a migrar para as tarifas de acesso às redes, e que a potência associada às instalações de armazenamento em autoconsumo não é onerada com termos de potência adicionais.

10. Tarifas de acesso às redes e encargos de regulação do sistema

A medida 3.3.2 do Plano de Ação propõe clarificar o regime tarifário aplicável ao armazenamento, "eliminando situações de dupla penalização". A APIGCEE concorda com o princípio de que o armazenamento não deve ser onerado duas vezes pelos mesmos custos de rede, mas sublinha que a solução deve ser *cost-reflective* e não uma isenção, uma vez que cada euro de tarifa de rede retirado ao armazenamento é redistribuído pelos restantes utilizadores.

A injeção pontual de energia armazenada na rede — que ocorra apenas quando um serviço de sistema ou o mecanismo de capacidade contratado é acionado, e não de forma recorrente como numa instalação de geração — não deve determinar a reclassificação da instalação como produtora para fins de tarifas de acesso às redes; deve continuar a aplicar-se o regime tarifário de consumo

Quanto aos encargos de regulação do sistema cobrados sobre a energia de carregamento do armazenamento, a APIGCEE remete para a sua posição na Consulta Pública ERSE n.º 142: tratando-se de custos residuais, sem correlação com o consumo, devem ser integrados nas tarifas de acesso às redes e recuperados sobre a potência

contratada. Esta solução resolve simultaneamente a imprevisibilidade que penaliza os consumidores e a oneração da energia de carregamento que penaliza o armazenamento, sem criar isenções específicas.

11. Capacidade de rede e prioridades de ligação

As medidas 3.1.1 e 3.3.1 – desbloqueio de capacidade de rede reservada a projetos sem viabilidade e acesso à rede, em regime de restrições, de instalações de armazenamento com potência superior a 1 MW – são, em princípio, positivas. A APIGCEE chama, porém, a atenção para o facto de o armazenamento vir disputar a mesma capacidade de rede de que a indústria necessita para eletrificar processos, aumentar potência contratada e ligar unidades de autoconsumo. A estratégia deve estabelecer critérios de atribuição de capacidade que reconheçam o consumo industrial e a eletrificação como prioridades, e que favoreçam a hibridização de consumo e armazenamento no mesmo ponto de ligação, que aumenta a flexibilidade sem consumir capacidade adicional. A APIGCEE solicita ainda que a informação prevista na medida 3.1.3 – capacidade reservada e previsão de capacidades futuras por nível de tensão e subestação – seja disponibilizada em igualdade de condições aos consumidores.

12. Bombagem hídrica e concessões

As metas da ENAE preveem 1,36 GW adicionais de bombagem até 2040, e o Plano de Ação propõe, para o efeito, a revisão do artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 e a avaliação da extensão dos prazos das concessões hídricas. A APIGCEE assinala que a extensão de concessões existentes sem procedimento concorrencial constitui uma transferência de valor para os concessionários, e que o próprio Estudo Técnico mostra que o aumento da capacidade de baterias reduz substancialmente a utilização da bombagem na arbitragem diária e que, no cenário Conservador de 2040, a bombagem apresenta resultados económicos inferiores às baterias. Qualquer extensão de concessão deve ser feita em condições concorrenciais ou acompanhada de mecanismos de captura do valor para o consumidor, e a contratação de nova capacidade de bombagem deve concorrer, no mecanismo de capacidade, em igualdade com as restantes tecnologias que prestem o mesmo serviço.

13. Governação, calendário e monitorização

Todas as medidas do Plano de Ação têm o horizonte genérico "2026-2030", sem sequência, entidade responsável, indicadores ou calendário. Para os consumidores, esta indefinição é particularmente gravosa quanto ao mecanismo de capacidade – cuja data de primeiro leilão, prazo contratual, fatores de de-rating e regras de cumulação com receitas de mercado não são indicados – e quanto à articulação entre a estratégia e a regulação da ERSE. A APIGCEE solicita que a versão final da ENAE inclua um calendário de execução, a identificação das entidades responsáveis por cada medida, indicadores de acompanhamento e um mecanismo de monitorização anual com participação dos consumidores.

A APIGCEE propõe, em concreto, cinco instrumentos de governação. Uma ficha de hipóteses comum aos três anexos técnicos – procura, produção renovável, hidrologia, interligações, custos de combustíveis e CO_2, capacidades, indisponibilidades, parâmetros de custo e duração do armazenamento, flexibilidade da procura – com publicação dos resultados em formato reutilizável; hoje os três modelos usam bases e cenários distintos, o que impede verificar de onde resultam as metas. Um relatório *ex-ante* e *ex-post* por cada leilão ou mecanismo: antes, necessidade, alternativas, análise custo-benefício e volume; depois, custo efetivo, utilização, receitas reguladas e custos evitados face ao estudo. Uma matriz de compatibilidade de receitas, que identifique as combinações admissíveis entre arbitragem, serviços de balanço, capacidade, apoios ao investimento e vantagens de ligação, com regras de *clawback* em caso de sobrecompensação. Uma conta anual do armazenamento e da flexibilidade, que identifique quanto os consumidores suportaram através de tarifas e encargos, quanto foi remunerado pelo mercado e que custos foram evitados. E a revisão bienal da estratégia, alinhada com o ciclo de avaliação das necessidades de flexibilidade do art. 19.º-E, com revisão extraordinária sempre que haja alteração material do PNEC, do RMSA-E, da procura eletrointensiva ou das interligações. A plataforma prevista na medida 4.5.1 deve publicar, além dos dados de instalação, os custos e benefícios sistémicos efetivamente observados. Em coerência com o que solicitou para o estudo CTS, a APIGCEE manifesta disponibilidade para integrar a estrutura de acompanhamento da ENAE, participando na validação dos pressupostos, dos cenários e da avaliação dos impactos tarifários, e não apenas nas fases de discussão pública.

14. Conclusões e recomendações

A APIGCEE reconhece o mérito da iniciativa e a qualidade dos estudos que a suportam, e subscreve os princípios de neutralidade tecnológica, participação não discriminatória e previsibilidade regulatória em que a ENAE se funda. Em síntese, a APIGCEE recomenda que a versão final da estratégia:

- ancore as metas de armazenamento no nível que minimiza o custo total do sistema para o consumidor, com divulgação dos pressupostos de custo das tecnologias considerados nos modelos, e trate a viabilidade dos investimentos através do desenho dos mecanismos de contratação e não através da limitação da meta;
- seja formalmente reconciliada com o relatório de análise de necessidades de flexibilidade da ERSE de julho de 2026 e apresentada como a componente de armazenamento do objetivo nacional de flexibilidade não fóssil do art. 19.º-F, a fixar em simultâneo com o contributo da resposta da procura, adotando um nível economicamente eficiente de desperdício renovável e sujeitando qualquer apoio à demonstração de insuficiência do investimento de mercado (art. 19.º-G);
- seja precedida de uma avaliação integrada e dinâmica do impacto na fatura dos consumidores, por nível de tensão, que contemple energia, encargos de regulação do sistema, mecanismo de capacidade e tarifas de acesso, reconciliada com o estudo sobre os Custos Totais do Sistema;
- quantifique o efeito do armazenamento sobre os custos de restrições técnicas e bandas de reserva, hoje ausente da documentação;
- assegure que o mecanismo de capacidade é competitivo, tecnologicamente neutro e aberto à procura em igualdade de condições, com reconhecimento da potência bruta de consumo, de-rating transparente, alocação não volumétrica dos custos com tratamento específico para os eletrointensivos, e demonstração contrafactual prévia e avaliação *ex-post*;
- estabeleça a regra de articulação com a regulação da ERSE: remuneração de disponibilidade exclusivamente através do mecanismo de capacidade, produtos de serviços de sistema definidos por requisitos funcionais, proibição de cumulação de banda reservada e pagamento de capacidade pelo mesmo megawatt, e precedência do desenho do mecanismo de capacidade sobre

qualquer produto dirigido, como o lote específico de banda de mFRR para centrais termoelétricas;

- adote a regra de que a arbitragem é risco comercial e de que o consumidor paga apenas através de produtos explícitos com necessidade demonstrada e contrafactual publicado, com capacidade firme acreditada por ELCC, obrigações de estado de carga e ensaios para os recursos remunerados por capacidade;
- condicione qualquer apoio público a capacidade adicional de armazenamento à sua atribuição competitiva, por serviço e não por tecnologia, com contrafactual publicado;
- reveja o modelo de contratação da nova produção renovável, em coerência com o art. 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943: atribuição competitiva das ligações à rede com obrigação de contratação a longo prazo, por contrato por diferenças bidirecional financeiro ou por contrato bilateral com comprador solvente, com fatores de valor temporal que remunerem o perfil pelo seu valor para o sistema e com alocação de parte da nova produção aos consumidores eletrointensivos;
- crie um eixo autónomo de flexibilidade da procura industrial, que consolide o produto de banda de mFRR contratado a consumidores com visibilidade sobre volumes e estabilidade de regras, o alargue a novos produtos remunerados (resposta rápida de frequência, deslastre contratado, agregação, contratos de flexibilidade para gestão de congestionamentos), garanta o acesso das instalações de consumo ao mecanismo de capacidade enquanto adjudicatárias, e reconheça o armazenamento de produto industrial como recurso de flexibilidade sazonal, com sinais de preço contratáveis a prazo e estrutura tarifária que não penalize a modulação sazonal;
- adote uma definição de armazenamento neutra quanto ao vetor e à localização, garanta a elegibilidade do armazenamento atrás do contador – térmico incluído – para o mecanismo de capacidade, os serviços de sistema, a simplificação de licenciamento e os instrumentos de financiamento e apoio, e alargue as medidas relativas ao armazenamento em autoconsumo ao autoconsumo remoto e às instalações industriais em AT e MAT, garantindo que a energia armazenada e autoconsumida não integra a base de incidência dos encargos de regulação do sistema;

- reconheça o armazenamento associado ao consumo industrial e os sistemas híbridos de cogeração, autoconsumo renovável e armazenamento como componentes estratégicas da flexibilidade nacional, com participação integrada nos mercados de energia, capacidade e serviços de sistema, e adote modelos de medição e verificação ao nível da instalação ou da unidade física participante e enquadramentos plurianuais para os mercados de flexibilidade;
- resolva a dupla penalização tarifária do armazenamento de forma *cost-reflective*;
- estabeleça critérios de atribuição de capacidade de rede que reconheçam o consumo industrial e a eletrificação como prioridades e favoreçam a hibridização de consumo e armazenamento no mesmo ponto de ligação;
- sujeite a extensão de concessões hídricas a condições concorrenciais ou a mecanismos de captura do valor para o consumidor;
- inclua calendário de execução, entidades responsáveis e indicadores, uma ficha de hipóteses comum aos modelos, relatórios *ex-ante* e *ex-post* por leilão, uma matriz de compatibilidade de receitas, uma conta anual do armazenamento e da flexibilidade e revisão bienal alinhada com o ciclo europeu de avaliação das necessidades de flexibilidade.

A APIGCEE manifesta a sua total disponibilidade para colaborar com o Ministério do Ambiente e Energia e com a DGEG no aprofundamento técnico destas matérias, nomeadamente na avaliação do impacto da estratégia nos consumidores e no desenho dos produtos de flexibilidade da procura, contribuindo para uma estratégia de armazenamento que concilie a segurança e a descarbonização do sistema elétrico com a competitividade da indústria nacional.

APIGCEE,

Lisboa, 16 de setembro de 2026