

Estudo sobre os custos totais do sistema

Contributo da APIGCEE para a definição do âmbito do estudo

1. Introdução

O presente contributo é apresentado pela APIGCEE – Associação Portuguesa dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica – no âmbito da discussão pública promovida pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) sobre a proposta de caderno de encargos para a realização do Estudo sobre os Custos Totais do Sistema (CTS).

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 competitividade internacional.

A APIGCEE valoriza a iniciativa da DGEG e reconhece a utilidade estratégica de um estudo integrado de Custos Totais do Sistema, que permita comparar, de forma consistente, diferentes trajetórias de evolução do mix de geração, de armazenamento e de interligações. Para os consumidores eletrointensivos, cuja competitividade depende diretamente do custo final da eletricidade, trata-se de um exercício essencial para suportar, com base económica robusta e não apenas com base em metas de capacidade instalada, as próximas decisões estruturantes de política energética nacional.

Em linha com esta perspetiva, a APIGCEE apresenta nos pontos seguintes um conjunto de comentários e sugestões de melhoria ao âmbito proposto pela DGEG, com particular incidência em três dimensões: (i) robustez metodológica e comparabilidade dos cenários e da modelação; (ii) tratamento explícito da segurança de abastecimento e dos riscos sistémicos; e (iii) governação inclusiva do estudo, com envolvimento dos grandes consumidores industriais de energia elétrica.

No entanto, a APIGCEE gostaria de sublinhar duas questões de fundo relativas à validade deste tipo de estudos num enquadramento regulatório de mercado que deveriam ser tidas em conta nas conclusões e propostas a realizar: (i) os preços grossistas de energia não garantem, no atual mercado marginalista, a transferência do custo real de produção aos consumidores; (ii) os investimentos em geração ou armazenamento não são resultado de um planeamento eficiente e ordenado, antes a soma de decisões individuais dos agentes produtores.

2. Síntese executiva

A APIGCEE valoriza a amplitude analítica proposta no caderno de encargos, em particular a estrutura modular do exercício, o horizonte duplo 2035/2050, a análise de risco explícita e a ambição de traduzir os CTS em impactos tarifários e regulatórios. Sem prejuízo desse reconhecimento, identificam-se áreas cuja clarificação ou reforço, no nosso entender, contribuirá para a qualidade e a utilidade do estudo.

Em síntese, a APIGCEE propõe:

- Elevar a evolução da Procura a dimensão central do exercício — e não apenas a variável exógena —, cobrindo diferentes trajetórias de volume, de composição (maior ou menor peso de perfis *baseload*, como *data centers*, face a outros perfis) e de localização, bem como cenários bilaterais de *upside* e de *downside*, incluindo o risco de deslocalização de consumo industrial para outros estados-membros ou fora da União Europeia. Seria também de considerar o efeito da resposta do consumo aos sinais quarto-horários de preço (elasticidade) na modulação dos perfis de consumo;
- Garantir que as margens de reserva consideradas têm em conta as especificidades de cada cenário, i.e., diferentes cenários podem requerer margens de reserva distintas (e.g., a nível de geração, de armazenamento, e de repotenciações), assim como a capacidade de gestão adequada da potência reativa. Adicionalmente, é crítico assegurar todos os custos de cada cenário (e.g., custos de manutenção, custos de capital). Naturalmente, todos os cenários têm de satisfazer a Procura (hora a hora, dia a dia) com o mesmo nível de risco para o sistema;
- Analisar 2035 e 2050 como trajetória integrada e não como cenários independentes, explicitando as dependências de caminho — em particular, o modo como as decisões tomadas até 2035 condicionam o conjunto de opções viáveis até 2050 (por exemplo, no que toca a SMR, extensão de vida útil de térmicas ou hídrica flexível);
- Aferir explicitamente o impacto dos ativos de armazenamento (designadamente BESS) na potência firme do sistema, recorrendo, quando aplicável, a simulações Monte-Carlo, e testar diferentes composições por duração das baterias (2h, 4h, 8h), cujas implicações para o dimensionamento de potência instalada são materialmente distintas, sendo de considerar para tal o envolvimento do Gestor Global de Sistema;

- Aprofundar o Módulo 7 (análise de risco), com métricas explícitas de segurança de abastecimento, análises de risco combinadas (e não apenas unilaterais) e atenção particular à exposição ao sistema elétrico espanhol, designadamente a diferentes perspetivas sobre a evolução da capacidade nuclear em Espanha e a riscos de propagação *cross-border* (ilustrados pelo apagão ibérico de abril de 2025);
- Reforçar a governação do estudo, com inclusão da APIGCEE — enquanto associação representativa dos grandes consumidores industriais de energia elétrica — não apenas na fase de discussão pública final, mas também na validação dos entregáveis intermédios (designadamente na definição dos cenários e pressupostos e na avaliação dos impactos tarifários).

O desenho de mercado, a política energética e a política industrial estão intimamente ligados. A título de exemplo, o modelo de mercado tem impactos sobre quais as tecnologias que são desenvolvidas e a que custo, a política energética e industrial impactam o desenvolvimento da indústria que por sua vez realimenta o sistema com um maior ou menor consumo e capacidade de diluição dos seus custos fixos, etc. Assim, será essencial que estas várias variáveis sejam re-equacionadas de forma integrada para garantir condições competitivas de acesso à energia, previsibilidade regulatória e enquadramentos que apoiem a descarbonização, salvaguardando simultaneamente a competitividade da indústria e a viabilidade económica das diferentes tecnologias consideradas. Um cenário com menor CTS não conduz necessariamente a preços finais mais baixos para os consumidores devido ao efeito do próprio modelo marginalista na formação dos preços. Neste contexto, poderá ser relevante avaliar em que medida o atual desenho de mercado continua adequado (total ou parcialmente) a um sistema com elevada penetração de renováveis, maior necessidade de flexibilidade e crescente eletrificação da economia, ou se serão necessários mecanismos complementares que assegurem maior estabilidade, previsibilidade e eficiência económica.

3. Cenários de evolução da Procura

O caderno de encargos, designadamente nos Módulos 1 e 2, define um cenário de referência e cenários alternativos centrados predominantemente em variáveis de Oferta (penetração de renováveis, estratégias de armazenamento, interligações e potência firme). A APIGCEE considera que a evolução da Procura de eletricidade deve ser tratada como uma dimensão estruturante do exercício, e não apenas como um pressuposto exógeno alinhado com as metas do PNEC.

Em concreto, sugere-se que o estudo cubra de forma explícita:

- Diferentes trajetórias para a taxa de crescimento do consumo, face à incerteza sobre o ritmo efetivo de eletrificação, sobre os novos consumos (mobilidade elétrica, calor de processo, hidrogénio, *data centers*), sobre os auxílios estatais e seu impacto na atividade industrial, e sobre a própria evolução do PIB;
- Diferentes composições do crescimento da Procura, distinguindo o peso relativo de perfis com comportamento mais *baseload* (*data centers*, processos contínuos industriais) face a perfis mais sazonais ou flexíveis, uma vez que as necessidades de potência firme e de armazenamento são materialmente afetadas por esta composição;
- A elasticidade da Procura — ou seja, o efeito da resposta dos consumidores aos sinais de preço (designadamente sob perfis quarto-horários) sobre a modulação dos respetivos perfis de consumo. Esta dimensão é particularmente relevante para os consumidores eletrointensivos, cuja capacidade — limitada, mas não desprezável — de adaptação operacional aos sinais de preço pode afetar materialmente as necessidades de capacidade firme, de armazenamento e de flexibilidade do sistema e, por essa via, os CTS;
- Cenários de *upside* e de *downside*, incluindo o risco de deslocalização de Procura industrial para outros estados-membros ou fora da União Europeia em resposta a diferenciais de custo de energia, e a possibilidade inversa de novos consumos industriais atraídos por preços competitivos da eletricidade em Portugal;
- A interdependência entre Oferta e Procura — isto é, o modo como as diferentes apostas de Oferta modeladas (com os respetivos impactos no preço final) condicionam elas próprias o nível e a composição da Procura nos horizontes 2035 e 2050;
- Importa igualmente considerar o impacto potencial das medidas de eficiência energética e eletrificação em diferentes setores da economia (designadamente edifícios, indústria, transportes e serviços) na evolução futura da Procura elétrica, tanto em termos de volume total como de perfil horário de consumo. A adoção de tecnologias mais eficientes, sistemas de gestão inteligente, autoconsumo, armazenamento distribuído ou mecanismos de resposta da Procura poderá alterar de forma significativa os padrões de consumo e as necessidades do sistema elétrico, devendo estes efeitos ser devidamente incorporados na modelação dos cenários e na avaliação dos respetivos Custos Totais do Sistema.

Sem uma análise robusta desta dimensão, o exercício corre o risco de otimizar a Oferta para uma Procura que pode não se materializar (ou fazê-lo com composição distinta), com implicações diretas nos CTS, nas tarifas finais e na própria base industrial do país.

4. Consistência e comparabilidade dos cenários

Para que os Custos Totais do Sistema sejam efetivamente comparáveis entre cenários, é essencial assegurar duas condições cumulativas: (i) que cada cenário seja construído com um grau de adequação equivalente face à Procura, em base horária e diária, e ao mesmo nível de risco para o sistema; e (ii) que sejam integralmente capturados todos os custos inerentes às capacidades assumidas em cada cenário, incluindo investimento, manutenção e eventuais reinvestimentos. Sem estas duas disciplinas, o exercício não comparará verdadeiramente cenários alternativos, mas antes configurações com graus distintos de adequação ou de exaustividade na contabilização de custos.

Em concreto, a APIGCEE sugere:

- Captura integral dos custos associados às capacidades assumidas em cada cenário — designadamente, sempre que se assuma a permanência em operação das centrais térmicas existentes (por exemplo, ciclos combinados a gás natural), deverão estar quantificados todos os custos necessários para manter essa capacidade operacional ao longo do horizonte considerado, incluindo O&M e os eventuais reinvestimentos para extensão de vida útil. De forma equivalente, para nova capacidade (geração, armazenamento, repotenciações), deverão estar quantificados CAPEX, custo de capital, O&M, combustíveis, gestão de resíduos, descomissionamento/desmantelamento e demais custos relevantes;
- Margens de reserva específicas por cenário — diferentes mix de capacidade podem implicar margens de reserva distintas (ao nível da geração, do armazenamento e das repotenciações) para cumprir o mesmo padrão de adequação, considerando também a adequada regulação de energia reativa. Estas diferenças devem refletir-se explicitamente no dimensionamento de cada cenário e, conseqüentemente, nos respetivos CTS;
- Igual exigência de adequação face à Procura — todos os cenários devem satisfazer a Procura, hora a hora e dia a dia, com o mesmo nível de risco para o sistema. Esta condição é o que permite uma comparação metodologicamente consistente entre alternativas tecnológicas com comportamentos operacionais muito distintos;
- Dimensionamento sustentado em simulações horárias — para chegar a um mix de capacidade que permita um determinado volume e perfil de geração dada uma

determinada Procura é, na opinião da APIGCEE, indispensável recorrer a simulações horárias, das quais decorrem naturalmente os custos marginais e as variáveis de fecho do sistema (mais ou menos solar, mais ou menos armazenamento, etc.) que asseguram o equilíbrio em cada cenário.

Esta disciplina é particularmente relevante quando se comparam tecnologias com perfis operacionais muito distintos. Não seria, por exemplo, metodologicamente correto comparar frente a frente 1 GW de nuclear (com um perfil baseload muito pouco flexível) com 1 GW de gás (com um perfil altamente flexível), sem o devido dimensionamento de equilíbrio do sistema em cada cenário, que necessariamente implicará composições diferentes de renováveis, armazenamento e demais recursos de flexibilidade.

5. Flexibilidade, armazenamento e potência firme

O Módulo 5 prevê a avaliação do *trade-off* entre investir em armazenamento interno, reforçar interligações ou manter capacidade térmica de backup. A APIGCEE considera este *trade-off* central para a otimização dos CTS e propõe o seu enriquecimento em três dimensões:

- Contributo do armazenamento para a potência firme — o contributo das tecnologias de armazenamento (em particular BESS) para a potência firme é materialmente diferente do de ativos despacháveis convencionais e depende da duração, da simultaneidade de eventos de stress e da estratégia de operação. Propõe-se que este contributo seja explicitamente aferido, recorrendo, designadamente, a simulações Monte-Carlo, e traduzido em métricas homogéneas (*capacity credit*, ELCC) que permitam comparar tecnologias em cada cenário;
- Composição por duração dos ativos de armazenamento — a escolha entre baterias de 2, 4 ou 8 horas (e a eventual combinação com hídrica reversível e tecnologias de longa duração) tem implicações muito distintas sobre a potência e a energia instaladas necessárias para cobrir o perfil líquido de carga. Sugere-se que o estudo teste diferentes mix de duração e identifique intervalos ótimos para cada cenário;
- O estudo deverá considerar explicitamente o potencial de flexibilidade da Procura (flexibilidade não fóssil), para a redução dos Custos Totais do Sistema (CTS), ao permitir uma utilização mais eficiente das infraestruturas existentes, reduzir pontas de consumo, minimizar necessidades de investimento em capacidade de geração e redes, e diminuir custos associados a serviços de sistema.

6. Interligações e trajetória integrada 2035–2050

A análise de dois horizontes temporais distintos (2035 e 2050) é adequada, mas a APIGCEE sublinha a importância de que os mesmos não sejam tratados como exercícios independentes. As decisões de investimento tomadas até 2035 condicionam o conjunto de opções viáveis até 2050. A título ilustrativo: a manutenção ou desativação da atual capacidade térmica de backup, o ritmo de adição de armazenamento e o nível de interligações até 2035 influenciam diretamente a viabilidade técnica e económica de tecnologias como o nuclear modular (SMR) ou soluções de produção flexível no horizonte 2050.

Neste sentido, propõe-se:

- Que o estudo apresente, para cada cenário, a trajetória integrada 2025–2050 (com 2035 e 2050 como marcos intermédio e final), explicitando as decisões críticas na janela 2025–2035 e as respetivas implicações na opcionalidade após 2035;
- Que a simulação de cenários de interligações considere explicitamente a sensibilidade aos pressupostos sobre o sistema elétrico espanhol, incluindo diferentes potenciais perspectivas sobre a evolução do parque nuclear espanhol (manutenção/extensão versus *phase-out*), dada a sua relevância material para o preço e a adequação do sistema ibérico (dada a não disponibilidade de um estudo 2035-2040 para o sistema espanhol, as conclusões deverão ser interpretadas com prudência, mas seria relevante em todo o caso ter uma perspectiva sobre os seus potenciais impactos);
- Que a análise dos benefícios do reforço de interligações seja complementada com uma avaliação simétrica dos riscos associados à crescente interdependência ibérica e europeia, nomeadamente em matéria de propagação de incidentes (o apagão ibérico de abril de 2025 constitui um exemplo relevante) e de exposição do SEN a decisões de política energética de jurisdições terceiras.

7. Análise de risco, segurança de abastecimento e governação do estudo

O Módulo 7 é, no entender da APIGCEE, um dos mais críticos do estudo. Num contexto de forte incerteza sobre preços de combustíveis e de carbono, sobre a evolução tecnológica, sobre a hidraulicidade e sobre o quadro geopolítico, a qualidade da análise de sensibilidade e de risco é o principal determinante da robustez das recomendações. Propõe-se, em particular:

- Explicitação, em cada cenário, das métricas de segurança de abastecimento utilizadas — LOLE (*Loss of Load Expectation*), EENS (*Expected Energy Not Served*) e VOLL (*Value of Lost Load*) —, com desagregação, sempre que possível, por tipo de consumidor. Para o consumidor industrial eletrointensivo, o custo da energia não fornecida é tipicamente muito superior à média do sistema e tem impactos que extravasam a própria fatura de eletricidade (perdas de produção, danos em processo);
- A análise de segurança de abastecimento não deverá limitar-se à potência ativa, devendo também considerar a disponibilidade e gestão de potência reativa, essencial para a estabilidade de tensão e operação segura do sistema;
- Execução de análises de risco combinadas, e não apenas unilaterais: por exemplo, cenário de ano seco conjugado com menor Procura e *phase-out* nuclear em Espanha, ou cenário de preços de gás elevados conjugado com atrasos no *roll-out* de renováveis e de armazenamento;
- Apresentação dos resultados do Módulo 7 em formato comparável entre cenários (matriz de risco, análises de sensibilidade sobre pressupostos críticos comuns), de forma a tornar explícitos os *trade-offs* entre eficiência esperada e robustez a choques.

Em matéria de governação do estudo (ponto 5 do caderno de encargos), a APIGCEE manifesta o seu interesse e disponibilidade para integrar formalmente a estrutura de governação do projeto, enquanto associação representativa dos grandes consumidores industriais de energia elétrica e parte particularmente exposta aos resultados deste exercício. Mais genericamente, sublinha-se a importância do envolvimento dos *stakeholders* industriais não apenas na fase de discussão pública final, mas também nos entregáveis intermédios — designadamente na definição dos cenários alternativos (Módulo 2) e na avaliação dos impactos tarifários e regulatórios (Módulo 6) —, com recurso a workshops setoriais dedicados e à publicação atempada dos principais pressupostos e dados em formato que permita escrutínio técnico. Regista-se, adicionalmente, que o prazo de execução de 180 dias, embora ambicioso para um exercício desta complexidade, é compatível com o objetivo de informar atempadamente as decisões de política energética, desde que acompanhado de um faseamento adequado dos entregáveis intermédios.

8. Conclusão

A APIGCEE reitera a relevância e a oportunidade do Estudo sobre os Custos Totais do Sistema como instrumento de suporte à definição da política energética portuguesa nos horizontes 2035 e 2050. Para que o exercício cumpra plenamente os seus objetivos, recomenda-se, em síntese:

- Elevar a evolução da Procura (volume, composição, localização, flexibilidade, elasticidade, *upside* e *downside*) a dimensão central do estudo;
- Garantir, em cada cenário, a captura integral dos custos associados às capacidades assumidas (incluindo manutenção e eventuais reinvestimentos) e a comparabilidade efetiva entre cenários, através de dimensionamento sustentado por simulações horárias;
- Aferir explicitamente o contributo do armazenamento para a potência firme e testar diferentes composições por duração;
- Tratar 2035 e 2050 como trajetória integrada, explicitando dependências de caminho e a sensibilidade ao mix elétrico espanhol;
- Reforçar a análise de risco com métricas explícitas de segurança de abastecimento e análises combinadas de sensibilidade;
- Envolver stakeholders industriais ao longo do ciclo de vida do estudo, e não apenas na fase final de discussão pública.

Por último, a APIGCEE sublinha que os resultados deste estudo deverão concluir com uma reflexão mais ampla sobre o desenho de mercado e a articulação entre política energética e política industrial. Um cenário com menor CTS não se traduz necessariamente em preços finais mais baixos para os consumidores, dado o efeito do modelo marginalista na formação de preços, e o atual desenho de mercado, concebido para um sistema elétrico de características distintas, poderá requerer ajustamentos — totais ou parciais — face à crescente penetração de renováveis, ao aumento das necessidades de flexibilidade e à progressiva eletrificação da economia. Esta reflexão é essencial para que os resultados do estudo se traduzam efetivamente em condições competitivas de acesso à energia, previsibilidade regulatória e enquadramentos que apoiem simultaneamente a descarbonização, a competitividade da indústria e a viabilidade económica das tecnologias consideradas.

A APIGCEE mantém a sua total disponibilidade para contribuir, ao longo do estudo, com dados, perspetivas setoriais e colaboração técnica, em linha com o objetivo comum de dotar Portugal de um sistema elétrico competitivo, seguro e descarbonizado.

APIGCEE,

Lisboa, 5 de maio de 2026