

AIP-CCI — Associação Industrial Portuguesa

Câmara de Comércio e Indústria

CONTRIBUTO PARA A CONSULTA PÚBLICA N.º 142/2026 DA ERSE

Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional

Resumo não técnico | Benchmark europeu e internacional | Análise aprofundada | Propostas e contributos

Versão 3 — 10 de setembro de 2026

Contributo submetido no âmbito da Consulta Pública n.º 142 (10 de julho a 10 de setembro de 2026)

Índice

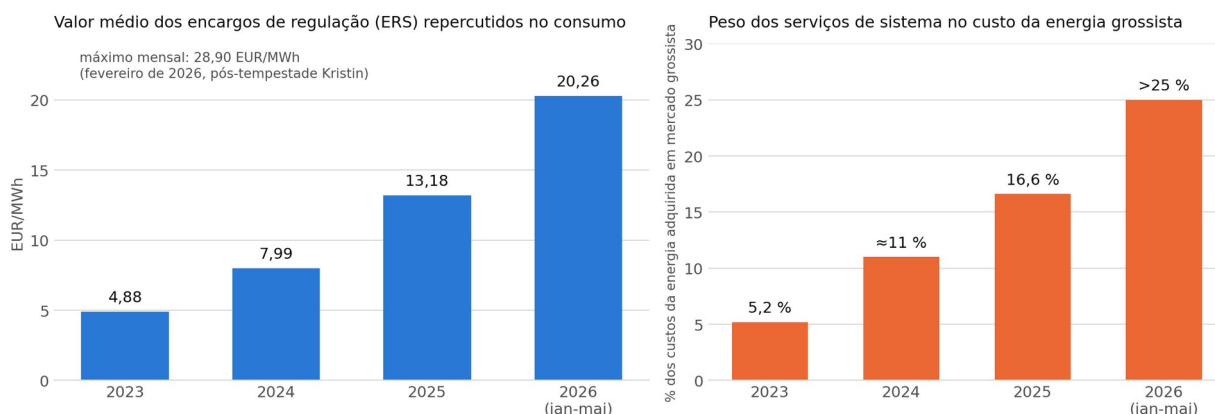
PARTE I — RESUMO NÃO TÉCNICO.....	3
1.1. Âmbito da consulta pública.....	3
1.2. O que é proposto.....	4
1.3. Impactos esperados.....	4
1.4. Análise crítica — aspetos mais frágeis da proposta.....	5
1.5. Mensagens-chave do contributo.....	5
PARTE II — BENCHMARK EUROPEU E INTERNACIONAL.....	7
2.1. Modelos regulatórios e de mercado: quem fixa o quê.....	7
2.2. O cálculo das Tarifas de Acesso às Redes.....	8
2.3. Comparação dos preços e das parcelas que compõem o preço final.....	9
2.4. Leituras para Portugal.....	11
2.5. Governação e planeamento do sistema na Europa e no Reino Unido.....	12
PARTE III — ANÁLISE APROFUNDADA.....	14
3.1. Princípios orientadores.....	14
3.2. Transparência da contratação da banda de regulação e das restrições técnicas.....	14
3.3. O lote térmico: concentração, risco de conluio, gás e geopolítica.....	18
3.4. Estabilidade do sistema: renováveis assíncronas, assimetria regulatória ibérica e o custo da desregulação vizinha.....	22
3.5. A bombagem e a hídrica síncrona como recurso de estabilidade sem custo marginal térmico....	25
3.6. Um custo de segurança explícito e separado na fatura.....	26
3.7. O projeto-piloto: de instrumento exploratório a programa vinculativo.....	27
3.8. Pobreza energética: combater, sem a pagar por via tarifária.....	29
3.9. A ausência de incentivos à boa gestão da banda de regulação.....	30
3.10. Ponto capital: o Estado, com competência técnica e económica, no gestor global do sistema; uma visão global vinculativa do SEN com indicadores auditáveis.....	32
PARTE IV — PROPOSTAS E CONTRIBUTOS DA AIP-CCI.....	36
4.1. Propostas relativas às medidas em consulta.....	36
4.2. Propostas transversais.....	37
4.3. Propostas estruturais: capacidade firme de baixo carbono e equilíbrio do sistema.....	38
4.4. Conclusão.....	39

PARTE I — RESUMO NÃO TÉCNICO

1.1. Âmbito da consulta pública

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) promove, entre 10 de julho e 10 de setembro de 2026, a Consulta Pública n.º 142, relativa à alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional (SEN).¹ Os encargos de regulação para o Sistema (ERS) correspondem aos custos incorridos pelo Gestor Global do Sistema (GGS) para manter a rede elétrica em equilíbrio e em segurança — designadamente a resolução de restrições técnicas aos programas de mercado e a contratação de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual e automática (BmFRR e BaFRR) —, custos que são faturados aos agentes de mercado e, de forma mais ou menos direta, repercutidos nos consumidores finais, empresas e famílias.²

A urgência da intervenção regulatória decorre da trajetória destes custos. O valor médio anual dos ERS passou de 4,88 EUR/MWh em 2023 para 7,99 EUR/MWh em 2024 (+64 %) e 13,18 EUR/MWh em 2025 (+65 %), atingindo, nos primeiros cinco meses de 2026, um valor médio de 20,26 EUR/MWh, com um máximo mensal de cerca de 28,90 EUR/MWh em fevereiro, na sequência da tempestade Kristin. Em valor absoluto, os ERS ascenderam a 410,5 milhões de euros em 2024, 692,8 milhões de euros em 2025 e 458,8 milhões de euros entre janeiro e maio de 2026; o seu peso nos custos da energia adquirida em mercado grossista subiu de 5,2 % em 2023 para mais de 25 % em 2026.³ Esta escalada tem origem, sobretudo, na mobilização de centrais despacháveis — em particular centrais de ciclo combinado a gás — fora dos programas de mercado, prática intensificada a partir do final do verão de 2024 e reforçada após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, como medida de exploração do sistema em condições reforçadas de segurança.⁴



Fonte: ERSE, Documento Justificativo da CP 142 (dados REN/SIMEE a 16 de junho de 2026); 2026 sem o mês atípico de fevereiro na percentagem. Elaboração AIP-CCI.

Figura 1 — Evolução do valor médio dos encargos de regulação (ERS) e do seu peso nos custos da energia adquirida em mercado grossista, 2023-2026. Elaboração AIP-CCI com base em ERSE, Documento Justificativo da CP 142.

Refira-se ainda que, no decurso da própria consulta, a ERSE convocou, em 8 de setembro de 2026, o 9.º leilão de banda de mFRR (a realizar em 25 de setembro), com o desenho atualmente em vigor — 180 MW/quarto-hora na maturidade trimestral e 150 MW/quarto-hora nas maturidades mensais, preços

¹ERSE, Documento Justificativo da Proposta de Alteração do Quadro Regulatório dos Encargos de Regulação no SEN, Consulta Pública n.º 142, julho de 2026: https://www.erse.pt/media/vmspkbki/cp142-2026_doc_justificativo_diretiva_custos_ss.pdf

²ERSE, Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro, versão consolidada: https://www.erse.pt/media/q10chfti/mpggs_articulado-250911.pdf

³ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 4-6 (evolução dos ERS em 2023-2026 e peso nos custos de aquisição de energia em mercado grossista).

⁴ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 15-16 (ERS de 410,5 M€ em 2024, 692,8 M€ em 2025 e 458,8 M€ em janeiro-maio de 2026; restrições técnicas após PDBF de 83,3 M€, 357,2 M€ e 303 M€; proveitos de UGS do ORT de 665,6 M€, 299,9 M€ e 316,4 M€).

de reserva de 10,00 e 8,00 EUR/MW/quarto-hora, limite de 40 % do volume por Área de Oferta e mínimo de 75 % em instalações de consumo —, pelo que o 4.º trimestre de 2026 será contratado antes da decisão que resultar da presente consulta.⁵

1.2. O que é proposto

A proposta da ERSE assenta em cinco medidas articuladas. Em primeiro lugar, o redesenho do produto de banda de reserva com ativação manual (BmFRR), com a criação de um lote específico destinado a geração térmica firme, procurando substituir mobilizações discricionárias e onerosas por contratação concorrencial e antecipada em leilão.⁶ Em segundo lugar, a criação de um produto de cobertura financeira dos ERS, negociado em leilão no OMIP, que permitirá aos comercializadores e grandes consumidores fixar antecipadamente o custo destes encargos, reduzindo a incerteza e os prémios de risco refletidos nos contratos de fornecimento.⁷ Em terceiro lugar, a repercussão estrutural de parte dos ERS — até 40 % dos encargos com restrições técnicas após o PDBF estimados para cada ano, começando por cerca de 25 % já no último trimestre de 2026 — nas Tarifas de Acesso às Redes (TAR), através da componente de Uso Global do Sistema (UGS I) do operador da rede de transporte, transferindo essa parcela de um custo volátil e imprevisível para uma rubrica tarifária regulada e previsível.⁸ Em quarto lugar, a aplicação da tarifa de acesso às redes de gás natural de longas utilizações, sem multiplicador, às centrais de ciclo combinado quando mobilizadas para resolução de restrições técnicas, com um fator de eficiência de 50 %, reduzindo o custo unitário dessas mobilizações que é, em última análise, pago pelos consumidores de eletricidade.⁹ Em quinto lugar, o lançamento de um projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação, antecipação e resolução de restrições técnicas, com recurso a ferramentas de gestão dinâmica das redes e de decisão probabilística, cuja proposta a ERSE solicitou à REN durante o período da consulta.¹⁰

1.3. Impactos esperados

Para as empresas, os impactos esperados são de três ordens. No plano da previsibilidade, a repercussão parcial nas TAR e o produto de cobertura devem reduzir a volatilidade da fatura elétrica, hoje agravada por encargos de regulação que os comercializadores repercutem por indexação explícita ou por prémios de risco embutidos nos preços fixos. No plano do custo, o leilão do lote térmico e o desconto na tarifa de gás visam baixar o custo unitário da capacidade firme de reserva; em contrapartida, a componente regulada da fatura (TAR) tenderá a aumentar a partir de 2026-2027, na medida em que passa a acomodar parte dos ERS. No plano das oportunidades, empresas com flexibilidade de consumo igual ou superior a 1 MW poderão habilitar-se à prestação de serviços de balanço, convertendo a flexibilidade dos seus processos produtivos numa fonte de receita.¹¹

⁵ERSE, Convocatória do 9.º Leilão de Banda de mFRR (leilão de 25 de setembro de 2026), 8 de setembro de 2026: https://www.erse.pt/media/nq0bflna/convocatoria_09_leilao_bmfr_20260908.pdf

⁶ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 9-11 (redesenho do produto de BmFRR).

⁷ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 11-13 (produto de cobertura).

⁸ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 13-17 (repercussão nas tarifas de acesso às redes; Tabela 1, elaborada a partir do Anexo I do relatório da ACER sobre metodologias tarifárias, tabela 12).

⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 17-25 (tarifas de acesso às redes de gás aplicáveis às mobilizações de centrais de ciclo combinado; Tabela 5; volumes de mobilização de 1 442,8 GWh e 890,4 GWh no 1.º e 2.º trimestres de 2026).

¹⁰ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, p. 25 (projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas).

¹¹ERSE, Consulta Pública n.º 142 — Anexo: propostas de alteração regulamentar (MPGGS, Capítulos XX e XXVII; Regulamento Tarifário do setor elétrico, art. 114.º), julho de 2026: https://www.erse.pt/media/4u2khl0/cp142-2026_anexo_doc_proposta_altera_regulamentacao.pdf

1.4. Análise crítica — aspetos mais frágeis da proposta

Sem prejuízo do acolhimento favorável da iniciativa, a AIP-CCI identifica um conjunto de fragilidades que devem ser objeto de aperfeiçoamento e que estruturam a análise aprofundada da Parte III e as propostas da Parte IV.

Primeiro, a proposta atua predominantemente na estabilização e na repartição dos custos, e não na sua redução estrutural: as causas primárias — insuficiência de capacidade firme remunerada de forma estável, redes com fragilidades físicas evidenciadas pelos eventos de abril de 2025 e do inverno de 2026, e escassez de flexibilidade e de recursos síncronos — permanecem por endereçar de forma sistémica. A própria ERSE reconhece que a mobilização de recursos por restrições técnicas «acarreta custos proporcionalmente mais elevados que os que se teriam com o seu despacho noutros referenciais de mercado ou através de outros instrumentos de atuação» e que «inexiste ainda no contexto nacional um mecanismo de capacidade».¹²

Segundo, a contratação da banda de regulação e a mobilização por restrições técnicas decorrem sem transparência suficiente: não são publicadas as ofertas, o número de licitantes, as quotas por tecnologia e por grupo empresarial nem a fundamentação técnica e económica das decisões de exploração, apesar de o direito da União já impor a publicação dos volumes e preços oferecidos de capacidade de balanço.¹³

Terceiro, o lote térmico de BmFRR é criado num mercado em que existem apenas três proprietários de centrais de ciclo combinado em Portugal e cerca de cinco grupos concentram três quartos da capacidade ibérica, sem salvaguardas explícitas contra o exercício de poder de mercado, e numa conjuntura em que o gás natural transaciona acima da paridade energética com o petróleo e a sua logística está exposta a riscos geopolíticos severos.

Quarto, a repercussão de parte dos ERS nas TAR assenta em estimativas prospetivas cuja robustez é crítica, dilui um custo de segurança numa rubrica agregada e não é acompanhada de avaliação de impacto por tipologia de consumidor, nem de qualquer mecanismo de incentivo que ligue a remuneração do GGS ao custo dos serviços de sistema.

Quinto, o projeto-piloto de gestão dinâmica das redes — precisamente a medida com maior potencial de redução estrutural dos custos de restrições técnicas — carece de calendário vinculativo e de metas quantificadas, e a proposta da REN não foi tornada pública durante a consulta.

Sexto, e de forma transversal, as decisões de exploração do gestor global do sistema, que determinam a maior parte destes custos, são tomadas com fundamento técnico mas sem escrutínio económico independente, num quadro em que o Estado não dispõe de instrumentos vinculativos de planeamento do sistema com metas e indicadores auditáveis. O regresso do Estado ao capital da REN, concretizado em setembro de 2026, torna esta questão especialmente atual.

1.5. Mensagens-chave do contributo

- **Transparência primeiro.** Sem publicação das ofertas, dos resultados completos dos leilões, das quotas por tecnologia e grupo e da fundamentação técnico-económica das mobilizações, não há supervisão possível nem confiança dos agentes; as obrigações europeias de publicação devem ser cumpridas integralmente.
- **Neutralidade tecnológica no lote «firme».** A firmeza deve ser definida por critérios verificáveis e aberta à hídrica com albufeira e bombagem, ao armazenamento, à agregação e à resposta da procura, com salvaguardas contra o poder de mercado num segmento com três proprietários.

¹²ERSE, Documento Justificativo da CP 142, julho de 2026, pp. 7-8.

¹³Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, art. 12.º, n.º 3, alínea f), e n.º 4, e art. 32.º, n.º 1.

- **O risco do gás não desaparece com um produto de capacidade.** Com o gás a 75 EUR/MWh no inverno de 2026-27 e a 55 EUR/MWh em 2027, o custo variável de um ciclo combinado é de 150 a 195 EUR/MWh, muito acima do preço a prazo da eletricidade; o diferencial recai sempre nos ERS.
- **Portugal paga a estabilidade do vizinho.** O parque português respondeu adequadamente a 28 de abril de 2025 e não perdeu produção; a operação reforçada com centrais a gás é um prémio de seguro contra a insuficiência de controlo de tensão em Espanha, que deve ser quantificado e tratado como custo de origem exógena.
- **A bombagem é um recurso síncrono nacional subaproveitado.** 3 585 MW de bombagem e 8 385 MW de hídrica fornecem inércia, potência de curto-circuito e controlo de tensão sem combustível nem CO₂ e devem concorrer, em igualdade, com as centrais a gás na prestação de serviços de estabilidade.
- **O custo de segurança deve ser explícito na fatura,** numa linha autónoma, publicada mensalmente e prevista ex ante, como sucede no Reino Unido e na Irlanda.
- **O piloto deve ser um programa, não uma experiência,** com metas, prazos, indicadores públicos e integração com a rede de distribuição.
- **A pobreza energética combate-se com política social e fundos públicos,** não com transferências entre consumidores e empresas através das tarifas ou de obrigações repercutíveis.
- **Ninguém é hoje premiado por reduzir o custo da banda de regulação;** devem ser criados incentivos ao GGS, aos prestadores e aos comercializadores, com benchmarks públicos.
- **O Estado deve estar presente, com competência técnica e económica, na decisão do gestor global do sistema,** e dispor de uma visão vinculativa de curto, médio e longo prazo do SEN, com metas, planos e indicadores auditáveis de segurança, estabilidade e custo, alinhados com as metas europeias — como sucede, com modelos diversos, no Reino Unido, nos Países Baixos, na Bélgica, nos países nórdicos, em França, em Itália e em Espanha.

PARTE II — BENCHMARK EUROPEU E INTERNACIONAL

2.1. Modelos regulatórios e de mercado: quem fixa o quê

Na União Europeia, as tarifas de acesso às redes são fixadas a nível nacional pelas autoridades reguladoras, no quadro do mercado interno da energia. A ACER — Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia publica, de dois em dois anos, um relatório de boas práticas sobre as metodologias tarifárias de transporte e distribuição, que os reguladores nacionais estão obrigados a ter em consideração; a terceira edição, de março de 2025, cobre os 27 Estados-Membros e a Noruega e analisa modelos de custos, encargos de injeção, encargos de ligação e tarifas horárias.¹⁴ Não existe, contudo, harmonização impositiva: cada país combina de forma distinta a recuperação dos custos de rede, dos custos de interesse geral e dos serviços de sistema, o que explica diferenças muito significativas na estrutura do preço final.

Em **Portugal**, a ERSE aprova anualmente as Tarifas de Acesso às Redes, que agregam o uso das redes de transporte e distribuição e os custos de interesse económico geral (CIEG); os ERS não têm hoje repercussão tarifária, sendo faturados diretamente aos agentes de mercado — «o quadro regulamentar atual não prevê a repercussão de qualquer uma das rubricas de custos do mercado de serviços de sistema através das Tarifas de Acesso às Redes» —, e é precisamente este o modelo que a CP 142 propõe alterar parcialmente.¹⁵ Em **Espanha**, o modelo é dual: a CNMC fixa os «peajes» (tarifas) de transporte e distribuição (Circular 3/2020) e o Governo (MITECO) fixa os encargos que financiam renováveis, «bono social» e outras políticas (Real Decreto 148/2021); para 2026, os «peajes» aumentam 0,5 % em média, com a remuneração do transporte a crescer 12,1 %, refletindo o esforço de investimento em redes.¹⁶ Em **França**, a CRE fixa o TURPE por períodos de quatro anos — o TURPE 7 vigora de agosto de 2025 a 2028, após aumentos de 7,7 % na distribuição e 9,6 % no transporte, e representa cerca de 28 % da fatura de um consumidor doméstico; a atualização de agosto de 2026 foi de +3,04 %.¹⁸

Na **Alemanha**, as Netzentgelte são calculadas por operador de rede sob supervisão da Bundesnetzagentur e atingiram em média 10,9 cent/kWh em 2025, cerca de 28 % do preço final; para conter esta pressão, o Governo federal aprovou um subsídio orçamental de 6,5 mil milhões de euros às tarifas da rede de transporte em 2026, financiado pelo Fundo para o Clima e a Transformação, que reduziu as tarifas de transporte em cerca de 57 % e as tarifas totais dos consumidores domésticos em cerca de 17 % em média — uma medida expressamente limitada a 2026, que ilustra simultaneamente a dimensão do problema dos custos de rede na eletrificação e o recurso a soluções orçamentais, e não tarifárias, para o mitigar.¹⁹ Em **Itália**, a ARERA atualiza trimestralmente as componentes reguladas: no

¹⁴ACER, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe (3.ª edição, março de 2025) e Anexo I: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

¹⁵ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 13-17.

¹⁶CNMC, «La CNMC aprueba la resolución que establece los precios de los peajes de transporte y distribución para 2026», dezembro de 2025: <https://www.cnmc.es/prensa/peajes-electricidad-2026-20251222> ; Resolução publicada no BOE: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-26348

¹⁷MITECO, «Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema»: <https://www.miteco.gob.es/en/energia/energia-electrica/electricidad/peajes.html>

¹⁸CRE, «La CRE publie ses décisions finales sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 7)», março de 2025: <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-ses-decisions-finales-sur-le-tarif-dutilisation-des-reseaux-publics-delectricite-turpe-7.html> ; Délibération n.º 2025-78 (TURPE 7 HTA-BT): <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000051587195>

¹⁹Governo Federal alemão, «Niedrigere Netzentgelte für 2026» (subsídio federal de 6,5 mil milhões de euros às tarifas da rede de transporte, dezembro de 2025): <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/niedrigere-netzentgelte-2382396>

²⁰TransnetBW, comunicado sobre o subsídio às tarifas de transporte para 2026 (peso das tarifas de rede: 10,9 cent/kWh, cerca de 28 % do preço final em 2025): <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/die-bundesregierung-plant-fuer-das-jahr-2026-einen-zuschuss-zu-den-uebertragungsnetzkosten>

primeiro trimestre de 2026, os serviços de rede representavam 22,1 % e os oneri di sistema 10,8 % da fatura do cliente doméstico tipo, com os impostos a acrescentar 9,9 %.²¹ Fora da União Europeia, o **Reino Unido** segue um modelo de controlo plurianual de receitas: a Ofgem aprovou em dezembro de 2025 as determinações finais do RIIO-3 (2026-2031), com 28,1 mil milhões de libras de financiamento inicial para investimento em redes, num pipeline global próximo de 90 mil milhões de libras — um sinal claro de que a pressão de investimento sobre as redes, e sobre as tarifas que as financiam, é transversal às principais economias europeias.²²

O quadro seguinte sintetiza a comparação institucional e metodológica.

País	Regulador / decisor	Instrumento tarifário	Periodicidade / vigência	Notas relevantes (2025-2026)
Portugal	ERSE	Tarifas de Acesso às Redes (URT, URD, UGS), incluindo CIEG	Fixação anual; Regulamento Tarifário plurianual (2026-2029)	CP 142/2026 propõe repercutir até 40 % dos encargos de restrições técnicas após PDBF na UGS I do ORT
Espanha	CNMC (peajes) + MITECO (cargos)	Peajes de transporte y distribución (Circular 3/2020) + cargos (RD 148/2021)	Fixação anual	Peajes 2026: +0,5 % em média; remuneração do transporte +12,1 %
França	CRE	TURPE (transporte RTE + distribuição Enedis)	Período de 4 anos (TURPE 7: 2025-2028), atualização anual	TURPE 7 em vigor desde ago. 2025; +3,04 % em ago. 2026; ≈28 % da fatura doméstica
Alemanha	Bundesnetzagentur	Netzentgelte (transporte + distribuição), reguladas por operador	Fixação anual por operador de rede	Subsídio federal de 6,5 mil M€ (KTF) em 2026: -57 % no transporte; -17 % em média para domésticos
Itália	ARERA	Tariffe di rete + oneri generali di sistema (ASOS/ARIM)	Atualização trimestral das componentes	1T2026: redes 22,1 % e oneri 10,8 % da fatura do cliente doméstico tipo
Reino Unido	Ofgem	Controlo de receitas RIIO (Revenues = Incentives + Innovation + Outputs)	Períodos de 5 anos (RIIO-3: 2026-2031)	RIIO-3: 28,1 mil M£ de financiamento inicial, num pipeline de ≈90 mil M£

Tabela 1 — Modelos de fixação das tarifas de acesso às redes em países europeus selecionados. Fontes: ERSE, CNMC, MITECO, CRE, Bundesnetzagentur/Governo federal alemão, ARERA e Ofgem (ver notas de rodapé).

2.2. O cálculo das Tarifas de Acesso às Redes

Apesar das diferenças institucionais, a lógica económica é comum: as tarifas de acesso recuperam os proveitos permitidos dos operadores de rede (remuneração da base de ativos, custos de exploração e amortizações), acrescidos, consoante o país, de custos de interesse geral e de parte dos custos de serviços de sistema, repartidos pelos utilizadores das redes segundo estruturas binómias ou trinómias (termo fixo, termo de potência e termo de energia), diferenciadas por nível de tensão e, crescentemente, por período horário.²³ A ERSE observa, no documento justificativo da CP 142, que em 12 dos 29 países analisados pela ACER existe repercussão tarifária dos custos com serviços de sistema — em oito casos através de um termo de energia, em dois através de um termo de potência e em dois

²¹ARERA, «Oneri generali di sistema e ulteriori componenti»: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/oneri-general-di-sistema-e-ulteriori-componenti>

²²Ofgem, RIIO-3 Final Determinations (controlo de preços das redes de transporte, 1 de abril de 2026 a 31 de março de 2031), dezembro de 2025: <https://www.ofgem.gov.uk/decision/riio-3-final-determinations-electricity-transmission-gas-distribution-and-gas-transmission-sectors>

²³ERSE, Estrutura tarifária no setor elétrico (documentos de fixação de tarifas para 2026, dezembro de 2025) e ACER, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe (2025), capítulos 3-5.

através de termos conjugados —, pelo que a solução proposta para Portugal aproxima o SEN da prática europeia, ainda que de forma parcial e faseada.²⁴

2.3. Comparação dos preços e das parcelas que compõem o preço final

Com base nos dados do Eurostat compilados pela ERSE para o segundo semestre de 2025, Portugal apresenta preços médios inferiores às médias europeias em ambos os segmentos: no segmento doméstico, 0,2594 EUR/kWh, contra 0,2844 em Espanha (+10 %), 0,2998 na UE-27 (+16 %) e 0,3125 na Área do Euro (+20 %); no segmento não doméstico (sem IVA), 0,1462 EUR/kWh, contra 0,1443 em Espanha (–1 %), 0,1902 na UE-27 (+30 %) e 0,1943 na Área do Euro (+33 %).^{25,26} Na banda empresarial mais representativa (IB), Portugal foi, em 2025, o terceiro país da UE com a componente de energia e redes mais baixa, apenas atrás da Suécia e da Finlândia; em contrapartida, o peso da componente de taxas e impostos — que em Portugal inclui os CIEG — situa-se acima das restantes geografias, tendo atingido 34 % do preço total no segmento doméstico em 2025 (31 % em 2024).^{27,28}

A tabela seguinte apresenta a decomposição completa do preço final em Portugal, por banda de consumo, nas quatro parcelas relevantes — energia, redes, CIEG e impostos e taxas — evidenciando que a tarifa de acesso às redes (redes + CIEG) representa entre 15 % e 48 % do preço final consoante o perfil de consumo, com peso decrescente nas bandas de maior consumo, já refletindo as reduções do Estatuto do Cliente Eletrointensivo nas bandas superiores.

Banda de consumo	Energia	Redes (inc. perdas)	CIEG	Impostos e taxas	Total (€/kWh)
DA (doméstico <1 MWh)	0,2072 (43 %)	0,0935 (19 %)	0,1220 (25 %)	0,0622 (13 %)	0,4849
DB (1–2,5 MWh)	0,1353 (49 %)	0,0511 (18 %)	0,0595 (21 %)	0,0315 (11 %)	0,2773
DC (2,5–5 MWh)	0,1189 (49 %)	0,0436 (18 %)	0,0485 (20 %)	0,0325 (13 %)	0,2434
DD (5–15 MWh)	0,1084 (47 %)	0,0402 (17 %)	0,0434 (19 %)	0,0383 (17 %)	0,2302
DE (≥15 MWh)	0,1016 (45 %)	0,0402 (18 %)	0,0434 (19 %)	0,0430 (19 %)	0,2282
IA (empresarial <20 MWh)	0,1189 (51 %)	0,0533 (23 %)	0,0580 (25 %)	0,0018 (0,8 %)	0,2320
IB (20–500 MWh)	0,0956 (56 %)	0,0381 (22 %)	0,0362 (21 %)	0,0010 (0,6 %)	0,1709
IC (0,5–2 GWh)	0,0874 (66 %)	0,0259 (19 %)	0,0186 (14 %)	0,0009 (0,7 %)	0,1328
ID (2–20 GWh)	0,0850 (70 %)	0,0216 (18 %)	0,0142 (12 %)	0,0007 (0,6 %)	0,1215
IE (20–70 GWh)	0,0821 (78 %)	0,0151 (14 %)	0,0077 (7 %)	0,0005 (0,5 %)	0,1054
IF (70–150 GWh)	0,0757 (80 %)	0,0132 (14 %)	0,0056 (6 %)	0,0005 (0,5 %)	0,0950
IG (≥150 GWh)	0,0754 (84 %)	0,0107 (12 %)	0,0031 (3 %)	0,0004 (0,4 %)	0,0896

Tabela 2 — Decomposição dos preços médios de eletricidade em Portugal, por banda de consumo, 2.º semestre de 2025 (EUR/kWh; domésticos com impostos, empresariais sem IVA). Fonte: ERSE, Boletim de Comparação de Preços Eurostat 2S2025.

Os diagramas seguintes ilustram, para as bandas mais representativas de cada segmento — DC no doméstico e IB no empresarial —, o percurso do preço final até às suas parcelas, evidenciando a Tarifa de Acesso às Redes como agregado das componentes de redes e de CIEG.

²⁴ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 13-17.

²⁵ERSE, Boletim de Comparação de Preços de Eletricidade Eurostat, 2.º semestre de 2025 (consulta da base de dados do Eurostat em 27 de abril de 2026), disponível em www.erse.pt.

²⁶Eurostat, Electricity price statistics (nrg_pc_204 e nrg_pc_205): https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics

²⁷ERSE, Boletim de Comparação de Preços de Eletricidade Eurostat, 2S2025, cit.

²⁸Regulamento (UE) 2016/1952 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de outubro de 2016, relativo às estatísticas europeias sobre os preços do gás natural e da eletricidade (base metodológica da desagregação energia / redes / taxas e impostos).

Decomposição do preço final de eletricidade — consumidor doméstico (Banda DC, Portugal, 2.º semestre de 2025)
EUR/kWh, com taxas e impostos (IVA, IEC e taxa DGEG). Fonte: ERSE, Boletim de Comparação de Preços Eurostat, 2S2025

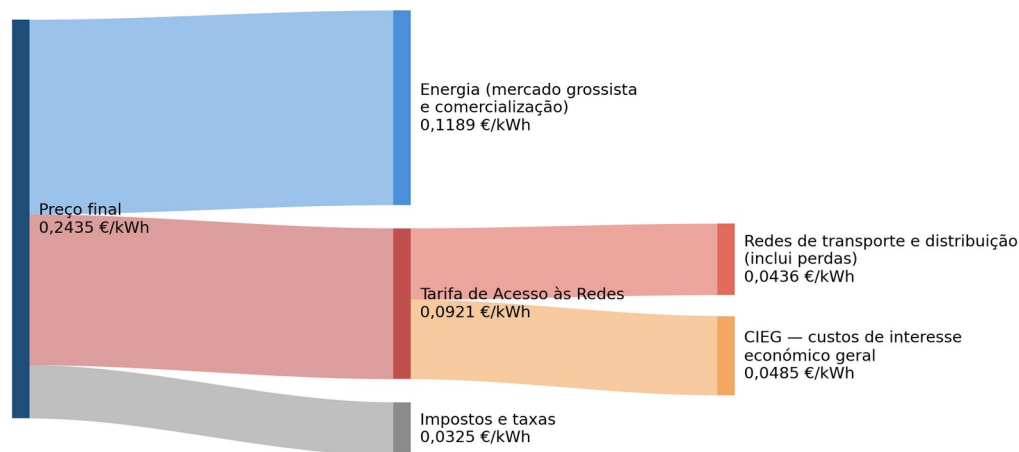


Figura 2 — Decomposição do preço final, consumidor doméstico (Banda DC, Portugal, 2S2025). Fonte: ERSE.

Decomposição do preço final de eletricidade — consumidor empresarial (Banda IB, Portugal, 2.º semestre de 2025)
EUR/kWh, sem IVA (IVA dedutível no segmento não doméstico). Fonte: ERSE, Boletim de Comparação de Preços Eurostat, 2S2025

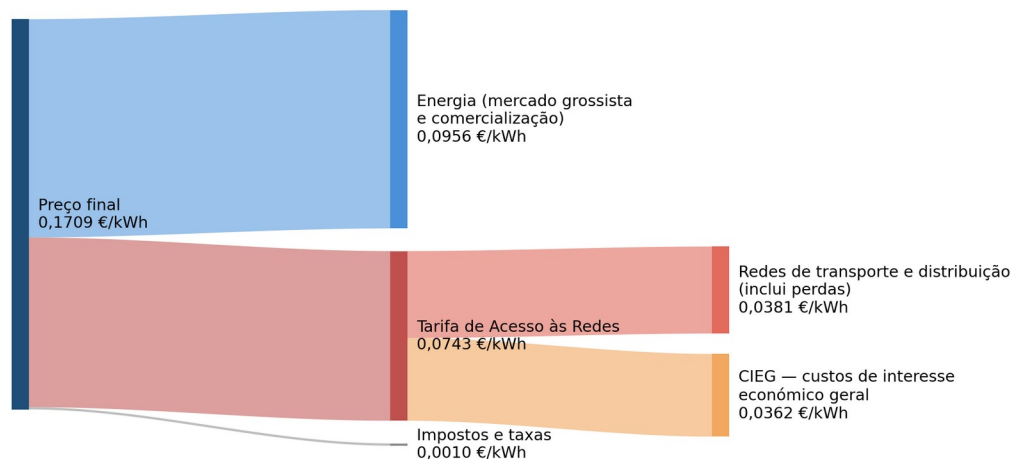


Figura 3 — Decomposição do preço final, consumidor empresarial (Banda IB, Portugal, 2S2025). Fonte: ERSE.

A comparação internacional sintetiza-se na Tabela 3 e no mapa da Figura 4.

Geografia	Doméstico (€/kWh, c/ impostos)	Não doméstico (€/kWh, s/ IVA)	Estrutura indicativa do preço (fonte oficial)
Portugal	0,2594	0,1462	Banda DC: energia 49 % redes 18 % CIEG 20 % impostos 13 %. Banda IB: 56 % 22 % 21 % 0,6 % (ERSE/Eurostat)
Espanha	0,2844 (+10 % vs PT)	0,1443 (–1 % vs PT)	Peajes (CNMC) + cargos (MITECO) como componentes reguladas fixas da fatura
França	0,2703	n.d. (abaixo da média UE)	TURPE ≈ 28 % da fatura doméstica; taxas e impostos adicionais (CRE)
Alemanha	0,3958	n.d. (entre os mais altos da UE)	Redes 10,9 cent/kWh, ≈28 %; aprovisionamento ≈40 %; impostos e taxas ≈32 % (2025)
Itália	0,3109	n.d. (entre os mais altos da UE)	1T2026 (cliente tipo): energia ≈57 % redes 22,1 % oneri 10,8 % impostos 9,9 % (ARERA)
UE-27	0,2998 (+16 % vs PT)	0,1902 (+30 % vs PT)	—
Área do Euro	0,3125 (+20 % vs PT)	0,1943 (+33 % vs PT)	—

Tabela 3 — Preços médios e estrutura indicativa do preço final de eletricidade, 2.º semestre de 2025 (salvo indicação em contrário). Fontes: ERSE/Eurostat, CRE, TransnetBW/Bundesnetzagentur, ARERA.

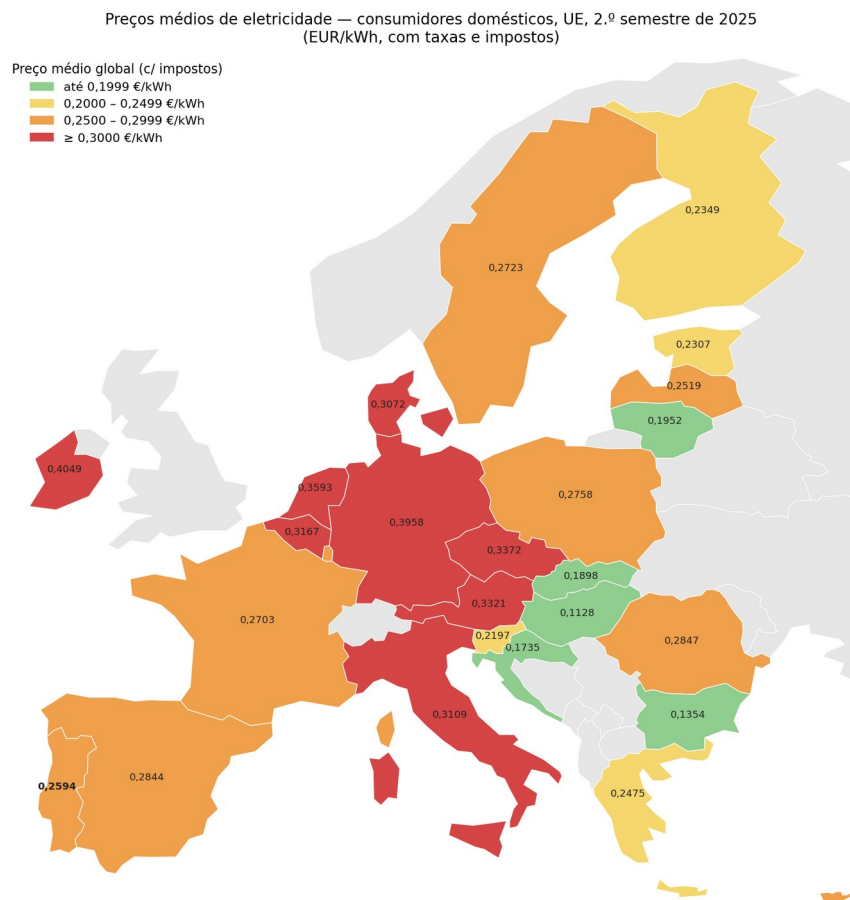


Figura 4 — Preços médios de eletricidade dos consumidores domésticos na UE, 2.º semestre de 2025 (EUR/kWh, com taxas e impostos). Elaboração AIP-CCI com base em ERSE, Boletim de Comparação de Preços Eurostat 2S2025.

2.4. Leituras para Portugal

Três leituras emergem do benchmark. Primeira: a posição competitiva de Portugal em preço final — sobretudo no segmento empresarial de média e grande dimensão — constitui um ativo de atratividade industrial a preservar, e é essa posição que está em risco com a escalada dos ERS, cujo valor médio de 2026 (20,26 EUR/MWh até maio) representa já mais de um quarto do custo da energia adquirida em mercado.²⁹ Segunda: a repercussão de custos de serviços de sistema em rubricas tarifárias reguladas é prática corrente na Europa, mas os exemplos alemão e espanhol demonstram que a pressão ascendente dos custos de rede associados à eletrificação tende a exigir, mais cedo ou mais tarde, respostas estruturais — investimento eficiente, sinais de localização e de flexibilidade e, em casos extremos, apoio orçamental — e não apenas rearranjos na repartição dos custos.^{30,31} Terceira: os países com menor peso de encargos de sistema no preço final são, em regra, aqueles com maior disponibilidade de capacidade firme de baixo carbono (hídrica nos países nórdicos, nuclear em França), o que sustenta a orientação estratégica defendida na Parte IV.

²⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 4-6.

³⁰Governo Federal alemão, «Niedrigere Netzentgelte für 2026», cit.

³¹CNMC, peajes 2026, cit.

2.5. Governação e planeamento do sistema na Europa e no Reino Unido

O benchmark tarifário não pode dissociar-se do modo como cada país governa o seu operador de sistema e planeia o sistema elétrico no seu conjunto. Os custos em causa na CP 142 não resultam de tarifas, mas de decisões de exploração — quantas unidades síncronas manter em serviço, quanta reserva contratar, com que instrumento e a que preço — que, em Portugal, são tomadas pelo gestor global do sistema sem um quadro público de metas e de escrutínio económico. A Tabela 4 sintetiza, para os países considerados, três dimensões: a propriedade do operador de sistema, a forma como o Estado decide o planeamento e a existência de instrumentos de escrutínio dos custos de operação.

País	Operador de sistema e propriedade	Planeamento e decisão do Estado	Escrutínio dos custos de operação
Reino Unido	NESO — detida pelo Secretary of State (DESNZ) desde 1/10/2024 (Energy Act 2023, Parte 5); licenciada pela Ofgem	Governo encomenda o Strategic Spatial Energy Plan e «makes final pathway decisions»; Ofgem dirige o Centralised Strategic Network Plan; Strategy and Policy Statement vinculativa	Relatório mensal de custos de balanço contra benchmark, desagregado por restrições térmicas, tensão e inércia; avaliação pública anual por painel independente com efeito na remuneração dos dirigentes
Países Baixos	TenneT Holding — 100 % do Estado (Ministério das Finanças); veto mantido na TenneT Germany	Plano de investimento sujeito à ACM; política energética nacional do Governo	Regime de eficiência da ACM sobre os custos operacionais das tarefas de sistema
Bélgica	Elia — acionista de referência Publi-T/NextGrid (44,75 %, holding de municípios)	Plano Federal de Desenvolvimento 2024-2034 aprovado pela Ministra federal da Energia após parecer da CREG	Incentivo anual da CREG (até 4,2 M€) com objetivos, incluindo liquidez do aFRR
Noruega / Dinamarca / Irlanda / Suécia	Statnett, Energinet, EirGrid e Svenska kraftnät — 100 % do Estado	Concessões e planos de rede aprovados pelo ministério competente	Regulação por autoridades nacionais; objetivos públicos

País	Operador de sistema e propriedade	Planeamento e decisão do Estado	Escrutínio dos custos de operação
Finlândia	Fingrid — Estado com 59,47 % do capital e 81,48 % dos votos	Plano de desenvolvimento e política energética do Governo	Regulação pela Energiavirasto
França	RTE — EDF 50,1 %, Caisse des Dépôts 29,9 %, CNP 20 %; representante do Estado no Conselho de Supervisão	Programação Plurianual da Energia (Governo) e Bilan prévisionnel pluriannual	CRE aprova o programa de investimentos e supervisiona
Itália	Terna — CDP Reti 29,85 % (controlada pela Cassa Depositi e Prestiti)	Piano di Sviluppo aprovado pelo ministério após parecer da ARERA	Incentivo da ARERA à redução dos custos de despacho (partilha de 12 % das poupanças e 6 % dos excessos)
Alemanha	50Hertz (KfW 20 %), TenneT Germany (KfW 25,1 % e Estado neerlandês), Amprion, TransnetBW	Plano de desenvolvimento da rede confirmado pela Bundesnetzagentur e vertido em lei federal (Bundesbedarfsplangesetz)	Publicação trimestral dos custos de gestão de congestionamentos; listas anonimizadas de ofertas de balanço
Espanha	Red Eléctrica (Redeia) — SEPI 20 % (mínimo legal de 10 %); limites de 5 % do capital e 3 % dos votos por acionista	Planificación da rede de transporte «vinculante», aprovada pelo Governo; abastecimento «al mínimo coste» (Ley 24/2013)	Incentivos da CNMC (± 2 % da retribuição base) sobre volumes de restrições técnicas, reserva térmica e ofertas; relatório anual de supervisão com índices de concentração
Portugal	REN — State Grid 25 %, Parpública 13,7 % (desde setembro de 2026), Lazard 6,6 %, Fidelidade 5,3 %, Masaveu 5,0 %, Redeia 5,0 %; limite de 25 % dos votos	PDIRT-E aprovado por Resolução do Conselho de Ministros (PDIRT-E 2024 sem aprovação integral em abril de 2026); RMSA-E da DGEG sem metas vinculativas	ERS fora dos proveitos permitidos (pass-through); incentivo IMDGGS de cerca de 1 M€/ano sem componente de custo; sem benchmark nem avaliação pública

Tabela 4 — Propriedade, planeamento e escrutínio dos operadores de sistema em países europeus selecionados. Fontes: Energy Act 2023, DESNZ, Ofgem, NESO, TenneT, Governo dos Países Baixos, Elia, CREG, Statnett, Fingrid, Energinet, EirGrid, Svenska kraftnät, RTE, CDP, ARERA, 50Hertz, Bundesnetzagentur, Redeia, BOE, REN, ERSE e DGEG (ver notas de rodapé).

Três traços comuns sobressaem. Em primeiro lugar, a presença de um acionista público qualificado no operador de sistema é a regra e não a exceção na Europa — integral nos países nórdicos, na Irlanda e nos Países Baixos, e de referência ou de bloqueio na Bélgica, em França, em Itália, na Alemanha e em Espanha —, sendo plenamente compatível com a separação patrimonial exigida pela Diretiva (UE) 2019/944.³² Em segundo lugar, o planeamento do sistema é, nos casos mais robustos, uma decisão

³²Statnett, «About Statnett»: <https://www.statnett.no/en/about-statnett/>; Fingrid, «Shares and shareholders» (República da Finlândia: 59,47 % do capital e 81,48 % dos votos): <https://www.fingrid.fi/en/investors/shares-and-shareholders/>; Energinet, «About us»: <https://en.energinet.dk/about-us/>; EirGrid, «About»: <https://www.eirgrid.ie/about>; Svenska kraftnät, «About us»: <https://www.svk.se/en/about-us/>; TenneT Holding B.V., Integrated Annual Report 2025, pp. 13-14; Governo dos Países Baixos, «The Dutch state sells part of TenneT Germany to the German state», 3 de fevereiro de 2026: <https://www.government.nl/latest/news/2026/02/03/the-dutch-state-sells-part-of-tennet-germany-to-the-german-state>; Elia Group, estrutura acionista (NextGrid Holding/Publi-T, 44,75 %): <https://investor.eliagroup.eu/en/elia-group-share/shareholder-structure>; Elia, Federal Development Plan 2024-2034, aprovado pela Ministra federal da Energia em 5 de maio de 2023: <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/investment-plan/federal-development-plan-2024-2034>; RTE, «Gouvernance» (acionistas EDF 50,1 %, Caisse des Dépôts 29,9 % e CNP Assurances 20 %; representante do Estado no Conselho de Supervisão): <https://www.rte-france.com/decouvrir-rte/gouvernance>; Cassa Depositi e Prestiti, «CDP Reti» (29,85 % da Terna; CDP Reti detida a 59,1 % pela CDP): https://www.cdp.it/sitointernet/it/cdp_reti.page; 50Hertz, «Shareholders» (Elia Group 80 % e KfW 20 %): <https://www.50hertz.com/en/Company/Shareholders>; Netzentwicklungsplan Strom (plano de desenvolvimento da rede elaborado pelos quatro operadores, confirmado pela Bundesnetzagentur e vertido na Bundesbedarfsplangesetz): <https://www.netzentwicklungsplan.de/en>; Redeia, estrutura acionista a 31 de dezembro de 2025 (SEPI 20 %; limites legais de 5 % do capital e 3 % dos direitos de voto; participação mínima da SEPI de 10 %): <https://www.redeia.com/en/shareholders-and-investors/share/shareholders-structure>; Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, arts. 1.º, 4.º e 30.º: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>; Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, arts. 5.º, 18.º, 28.º, 29.º, 32.º, 36.º, 40.º, 43.º, 51.º, 54.º e 59.º e Anexo I.

política vinculativa e não uma mera validação regulatória de um plano do operador: em Espanha a planificação da rede tem «carácter vinculante» e é aprovada pelo Governo, na Alemanha o plano de desenvolvimento é vertido em lei federal, no Reino Unido o Governo encomenda o plano espacial e decide a trajetória.³³ Em terceiro lugar, os custos de operação são objeto de indicadores públicos e de incentivos: benchmark mensal e avaliação anual no Reino Unido, partilha de poupanças em Itália, incentivos sobre volumes de restrições em Espanha, objetivos anuais na Bélgica.³⁴ Portugal não dispõe de nenhum destes três elementos de forma plena — o que enquadra o ponto capital deste contributo, desenvolvido na secção 3.10.

³³ Redeia, estrutura acionista, e Ley 24/2013, cit ; 50Hertz e Netzentwicklungsplan, cit ; DESNZ, Strategic Spatial Energy Plan — commission to NESO, outubro de 2024: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/67168359d100972c0f4c9b41/strategic-spatial-energy-plan-ssep-neso-commission.pdf> ; NESO, «NESO outlines new timelines for strategic energy plans», 5 de dezembro de 2025.

³⁴ NESO, Monthly Balancing Cost Report — July 2026 (custo total de 302 M€ contra um benchmark de 257 M€; restrições térmicas de 167,8 M€, tensão de 40,8 M€ e inércia de 11,1 M€): <https://www.neso.energy/document/386501/download> ; NESO, «Balancing costs»: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-costs> ; ARERA, Deliberações 597/2021/R/eel, de 21 de dezembro de 2021, 132/2022/R/eel, 327/2024/R/eel, de 30 de julho de 2024 (prémio de 117,7 M€ relativo a 2023), 313/2025/R/eel, de 8 de julho de 2025 (prémio de 11,3 M€ relativo a 2024), e 554/2024/R/eel (mecanismo para 2025-2027: 12 % das poupanças e 6 % dos excessos face a uma baseline esterilizada dos preços do gás e do CO₂) ; CNMC, Circular 4/2019, de 27 de novembro (BOE-A-2019-17348), arts. 3.º e 11.º a 13.º, e Circular 1/2023, de 19 de enero (BOE-A-2023-4135), arts. 11.º e 13.º (retribuição do operador do sistema e incentivos limitados a ±2 % da retribuição base); Resolução da CNMC de 23 de dezembro de 2025 (retribuição do operador do sistema para 2026) ; CREG, Decisão (B)658E/95, de 24 de setembro de 2025, sobre os objetivos para 2026 do incentivo à promoção do equilíbrio do sistema (art. 27.º da metodologia tarifária 2024-2027; máximo anual de 4,2 M€; objetivo de liquidez do aFRR: pelo menos 80 % dos leilões com mais de 200 MW oferecidos a subir e 230 MW a descer): <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B658E95FR.pdf>.

PARTE III — ANÁLISE APROFUNDADA

3.1. Princípios orientadores

O contributo da AIP-CCI orienta-se por cinco princípios. **Segurança de abastecimento:** a fiabilidade do fornecimento é condição prévia da competitividade industrial; os eventos de 28 de abril de 2025 e do inverno de 2026 demonstraram que a segurança do sistema tem um custo, mas também que esse custo deve ser minimizado por via estrutural e não perpetuado por via operacional. **Democratização do acesso a energia a preços compatíveis com o nível de vida:** a energia deve ser acessível a famílias e empresas em condições proporcionais ao rendimento e à estrutura de custos de cada país. **Combate à pobreza energética sem transferência de custos:** em 2024, 9,2 % da população da UE não conseguia manter a habitação adequadamente aquecida, e Portugal figura de forma persistente entre os Estados-Membros com maior incidência deste fenómeno;³⁵ o seu combate deve ser financiado por instrumentos de política social e por fundos públicos e europeus, e não por transferências entre consumidores e empresas através das tarifas. **Sustentabilidade do sistema face à eletrificação:** a Comissão Europeia estabeleceu, no Plano de Ação para a Eletrificação de julho de 2026, uma meta indicativa de 46 % de eletrificação dos consumos em 2040, estimando que a sua concretização pode reduzir a fatura de importações fósseis em 240 mil milhões de euros por ano; mas essa mesma eletrificação, a par das necessidades de investimento em redes estimadas em 584 mil milhões de euros até 2030, colocará uma pressão crescente sobre as tarifas de acesso, tendendo a desequilibrar a balança entre custos de rede e benefícios da transição se não for acompanhada de medidas de eficiência e de capacidade firme.^{36,37} **Transparência e responsabilização:** nenhuma decisão que se traduza em centenas de milhões de euros anuais suportados pelos consumidores deve ser tomada sem fundamentação pública, sem indicadores verificáveis e sem escrutínio independente.

3.2. Transparência da contratação da banda de regulação e das restrições técnicas

Os consumidores portugueses suportaram 692,8 milhões de euros de encargos de regulação em 2025 e 458,8 milhões de euros nos primeiros cinco meses de 2026 — respetivamente 231 % e 145 % dos proveitos permitidos de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte —, sem que exista informação pública que permita saber quem foi contratado, a que preço, com que grau de concorrência e com que fundamentação técnica e económica.³⁸ Esta lacuna é anterior à CP 142 e não é por ela resolvida. Sem dados não há supervisão possível — nem pela ERSE, nem pela Autoridade da Concorrência, nem pelos agentes de mercado que os pagam.

O que é publicado hoje

A REN publica, no seu Sistema de Informação de Mercados de Energia, a liquidação mensal dos ERS por rubrica — restrições técnicas após PDBF, após PDVD e após PF, banda de mFRR, banda de aFRR e outras — em valor unitário, com poucas semanas de desfasamento; é essa a fonte das figuras do documento justificativo da ERSE.³⁹ Publica igualmente séries horárias da banda de regulação secundária contratada (potência a subir e a descer e preço), que a ERSE retomava no «Boletim do Mercado Diário do MIBEL»,

³⁵Comissão Europeia, «Energy poverty»: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en; Eurostat, «9.2% of EU population struggled to keep their home warm» (fevereiro de 2026): <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260202-2>

³⁶Comissão Europeia, «A plan to make Europe the first electro-continent» (Plano de Ação para a Eletrificação, 17 de julho de 2026): https://commission.europa.eu/news-and-media/news/plan-make-europe-first-electro-continent-2026-07-17-0_en; COM(2026) 595 final.

³⁷Comissão Europeia, European Grids Package (dezembro de 2025) e Grid Action Plan (COM(2023) 757, novembro de 2023): necessidades de investimento em redes de 584 mil milhões de euros até 2030 no âmbito do REPowerEU.

³⁸ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 15-16.

³⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 4-6.

cujas últimas edições disponíveis são de fevereiro de 2025.⁴⁰ Os resultados dos leilões de BmFRR são publicados pelo GGS até ao dia útil seguinte, nos termos do art. 269.º do MPGGS e da Diretiva n.º 12/2023.⁴¹ O REN Data Hub, criado como plataforma de dados abertos, não contém qualquer conjunto de dados sobre serviços de sistema.⁴² A ERSE não publica um relatório regular de monitorização do mercado de serviços de sistema; o seu relatório anual à Comissão Europeia e à ACER indica apenas o custo médio ponderado (7,66 EUR/MWh em 2024) e a repartição por rubrica (restrições técnicas após PDBF 38 %, desvios 25 %, banda de regulação 23 %, restrições técnicas após PDVD 11 %).⁴³ Não existe hoje uma referência quarto-horária do ERS — a CP 142 cria-a apenas como preço de liquidação do produto de cobertura.⁴⁴

Um exemplo recente ilustra as consequências desta opacidade. A errata do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento de 2025, publicada pela DGEG, regista que no 7.º leilão de BmFRR «parte da capacidade colocada a leilão não foi atribuída», exigindo «medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN»;⁴⁵ todavia, a ERSE comunicou em 17 de março de 2026 que as necessidades do 2.º trimestre de 2026 se encontravam «integralmente satisfeitas pela prévia adjudicação» e decidiu não convocar leilão adicional, com base numa avaliação técnica do GGS que não foi divulgada.⁴⁶ Nem os volumes não atribuídos, nem os preços de fecho, nem o número de licitantes são acessíveis aos interessados. O mesmo se aplica ao regime de contratação da banda de regulação secundária, cujo preço é objeto de um mecanismo trimestral de limitação por referência ao preço espanhol, sem que os resultados do mecanismo sejam objeto de relatório público.⁴⁷

O que não é publicado, devia ser, e quando

Em primeiro lugar, **as ofertas de capacidade de balanço**. O art. 12.º, n.º 3, alínea f), do Regulamento (UE) 2017/2195 impõe a cada operador de rede de transporte a publicação da «information on offered volumes as well as offered prices of procured balancing capacity, anonymised where necessary, no later than one hour after the results of the procurement have been notified to the bidders»; a retenção desta informação só é admissível «if justified for reasons of market abuse concerns and if not detrimental to the effective functioning of the electricity markets», devendo o operador reportar anualmente ao regulador as retenções efetuadas (n.º 4).⁴⁸ O Regulamento (UE) n.º 543/2013 exige ainda a publicação das reservas contratadas por tipo e por fonte (produção ou consumo), dos preços pagos «within one hour after procurement ends», das ofertas agregadas aceites e do balanço financeiro mensal do operador com as despesas de aquisição de reservas, no prazo de três meses.⁴⁹ A AIP-CCI solicita que a ERSE verifique e publique o grau de cumprimento destas obrigações pela REN,

⁴⁰ERSE, Boletim do Mercado Diário do MIBEL, fevereiro de 2025 (última edição publicada), secção D «Serviços de sistema»: https://www.erse.pt/media/tagpfj53/boletinsdiariosmibel_fevereiro2025.pdf

⁴¹ERSE, MPGGS (Diretiva n.º 9/2025), cit.

⁴²ERSE, Diretiva n.º 12/2023, de 28 de novembro (implementação do Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual), pontos 11, 53, 71, 86 e 98.

⁴³REN Data Hub, Eletricidade > Mercado (único conjunto de dados: «Mercado Diário»): <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/mercado/>

⁴⁴ERSE, Relatório anual à Comissão Europeia e à ACER relativo a 2024 (edição de 2025), pp. 12-13 (custo médio ponderado dos mercados de serviços de sistema de 7,66 €/MWh em 2024; repartição por rubrica): https://www.erse.pt/media/iv0h2heo/relatorio_ce-2024_pt.pdf

⁴⁵ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 11-13.

⁴⁶DGEG, «Publicação do RMSA-E 2025» (horizonte 2026-2040), 5 de junho de 2026, e respetiva errata: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/publicacao-do-rmsa-e-2025/>

⁴⁷ERSE, Comunicado «Satisfação das Necessidades de BmFRR no 2.º trimestre de 2026», 17 de março de 2026: https://www.erse.pt/media/iksjiiv5/comunicado_bmfr_2trimestre.pdf

⁴⁸ERSE, Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro (mecanismo trimestral de limitação do preço da banda de regulação secundária por referência ao preço espanhol).

⁴⁹Regulamento (UE) 2017/2195, cit., art. 12.º.

⁵⁰Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, relativo à apresentação e publicação de dados dos mercados da eletricidade, art. 17.º, n.ºs 1 e 2.

incluindo na Plataforma de Transparência da ENTSO-E — cuja qualidade de dados de balanço a própria ACER instou a ENTSO-E a priorizar.⁵¹

Em segundo lugar, **os resultados completos dos leilões de BmFRR e do mercado diário de banda secundária**: volume oferecido e adjudicado por maturidade, preço de fecho, número de licitantes e de adjudicatários, quota por tecnologia e por grupo empresarial e capacidade não atribuída — no dia útil seguinte e em formato de dados abertos. Em terceiro lugar, **a fundamentação técnica e económica das «condições reforçadas de segurança»**: número mínimo de grupos síncronos por área, critério aplicado (tensão, inércia, potência de curto-circuito), horas e energia mobilizada, custo e alternativas consideradas, com periodicidade mensal. A ERSE reconhece que estas medidas foram «fundamentada[s] pelo GGS» e que a mobilização por restrições é o instrumento mais oneroso;⁵² não foi identificada qualquer auditoria ou avaliação custo-benefício por parte da ERSE, da DGEG ou do Tribunal de Contas. Em quarto lugar, **o relatório anual de redespacho** previsto no art. 13.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943 — razões, volumes em MWh, tipo de fonte e medidas adotadas para reduzir o redespacho — com síntese e recomendações publicadas pelo regulador, que não foi identificado em Portugal.⁵³ Em quinto lugar, **a proposta técnica do GGS sobre a quantidade do lote térmico** (novo n.º 3 do art. 262.º do MPGGS) e **a proposta de projeto-piloto** solicitada pela ERSE, que deveriam ser públicas e sujeitas a comentários dos interessados antes da decisão; nenhuma delas foi divulgada durante a consulta.⁵⁴

Informação	Situação em Portugal (2026)	Referência europeia ou comparador
Liquidação mensal dos ERS por rubrica (€/MWh)	Publicada pela REN (SIMÉE), com poucas semanas de desfasamento; sem desagregação quarto-horária	Reg. (UE) 543/2013, art. 17.º, n.º 1, al. i): balanço financeiro mensal do TSO no prazo de três meses
Banda de regulação secundária contratada (MW, preço)	Séries horárias no SIMÉE; retomadas no boletim MIBEL da ERSE, cuja última edição é de fevereiro de 2025	Espanha: publicação diária de requisitos e preços marginais (ESIOS) e relatório anual da REE
Ofertas de capacidade de balanço (volumes e preços, anonimizadas)	Não publicadas	Reg. (UE) 2017/2195, art. 12.º, n.º 3, al. f): publicação até uma hora após a notificação dos resultados; Alemanha (regelleistung.net) e Bélgica (Elia, ods125) publicam todas as ofertas
Resultados dos leilões de BmFRR (volumes, preço de fecho, n.º de licitantes, adjudicatários)	Publicação pelo GGS no dia útil seguinte (art. 269.º do MPGGS); sem informação acessível sobre licitantes, adjudicatários ou capacidade não atribuída	Elia: resultados por produto e período com preço médio ponderado e volume oferecido; Reino Unido: ofertas por unidade (Elexon)
Quotas por tecnologia e por grupo empresarial; índices de concentração	Não publicadas pela REN nem pela ERSE; sem estudo da AdC	CNMC: relatório anual com HHI por serviço; Bundeskartellamt: pivotalidade em horas

⁵¹ACER, «ACER urges ENTSO-E to improve balancing data quality and adjust reporting schedule», 25 de abril de 2025: <https://www.acer.europa.eu/news/acer-urges-entso-e-improve-balancing-data-quality-and-adjust-reporting-schedule>

⁵²ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 7-8.

⁵³Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, art. 13.º (redespacho), arts. 23.º a 25.º (avaliação da adequação dos recursos e norma de fiabilidade) e arts. 35.º a 37.º (centros de coordenação regional).

⁵⁴ERSE, CP 142 — Anexo (propostas de alteração regulamentar), cit.

Informação	Situação em Portugal (2026)	Referência europeia ou comparador
Fundamentação técnica e económica das «condições reforçadas de segurança»	Não publicada; a ERSE refere apenas que a decisão foi «fundamentada pelo GGS»	NESO: relatório mensal com custos por restrições térmicas, tensão e inércia face a benchmark
Relatório anual de redespatcho (razões, MWh, tecnologias, medidas de redução)	Não identificado	Reg. (UE) 2019/943, art. 13.º, n.º 4: relatório ao regulador e publicação de síntese com recomendações
Proposta técnica do GGS para o lote térmico; proposta de projeto-piloto	Não públicas durante a consulta	Boa prática: publicação prévia e consulta dos interessados

Tabela 5 — Informação sobre a contratação de serviços de sistema: o que é publicado em Portugal e o que o direito da União e os comparadores exigem ou praticam. Fontes: ERSE, REN, EUR-Lex, regelleistung.net, Elia, Elexon, NESO, REE, CNMC, Bundeskartellamt (ver notas de rodapé).

Comparadores

Na Alemanha, os quatro operadores de rede de transporte publicam em [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) listas anonimizadas de todas as ofertas adjudicadas de capacidade e de energia de balanço (FCR, aFRR e mFRR), com preços médios ponderados e marginais.⁵⁵ Na Bélgica, a Elia publica diariamente, em dados abertos, todas as ofertas individuais de capacidade aFRR, oferecidas e adjudicadas, e os resultados dos leilões por produto e período.⁵⁶ No Reino Unido, a Elexon publica as ofertas e aceitações de cada unidade do mecanismo de balanço quase em tempo real, e a NESO publica um relatório mensal de custos de balanço contra um benchmark, desagregado por restrições térmicas, tensão e inércia — em julho de 2026, 302 milhões de libras contra um benchmark de 257 milhões, dos quais 167,8 milhões em restrições térmicas, 40,8 milhões em controlo de tensão e 11,1 milhões em inércia.⁵⁷ Em Espanha, a Red Eléctrica publica diariamente os requisitos e os preços marginais da banda de regulação secundária e um relatório anual — banda média horária a subir de 922 MW e preço médio ponderado de 34,28 EUR/MW em 2024; custo dos serviços de ajuste de 11,43 EUR/MWh em 2024 e 15,78 EUR/MWh em 2025 —, e a CNMC publica um relatório anual de supervisão que calcula índices de concentração por serviço, tendo identificado valores de HHI «cercanos o incluso superiores al umbral de 3.000» em segmentos dos serviços de ajuste.⁵⁸

Que análises poderia o regulador fazer

Com os dados acima, a ERSE — em articulação com a Autoridade da Concorrência, que não dispõe de qualquer estudo sobre os mercados de serviços de sistema — poderia calcular índices de concentração por serviço e por sentido; índices de pivotalidade ou de indispensabilidade, medidos em número de

⁵⁵Operadores das redes de transporte alemães (50Hertz, Amprion, TenneT e TransnetBW), «Description of concepts for balancing and the balancing markets in Germany» (relatório nos termos do Regulamento (UE) 2017/2195), secção 6.8 «Transparency obligations», [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net); Amprion, «Control energy»: <https://www.amprion.net/Energy-Market/Market-Platform/Control-Energy/>

⁵⁶Elia Open Data, conjunto de dados ods125 «Individual aFRR capacity bids» (todas as ofertas individuais de capacidade aFRR, oferecidas e adjudicadas, com atualização diária): <https://opendata.elia.be/explore/dataset/ods125/>; Elia, «Capacity — Auction results»: <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results>

⁵⁷Elexon, Balancing Mechanism Reporting Service (Insights Solution) — dados de ofertas e aceitações por unidade do mecanismo de balanço, em acesso aberto: <https://bmrs.elexon.co.uk>

⁵⁸NESO, Monthly Balancing Cost Report — July 2026, cit.

⁵⁹Red Eléctrica, «Guía para ser proveedor de servicios de balance», janeiro de 2024, p. 2 (publicação diária dos requisitos de reserva de regulação secundária e dos preços marginais).

⁶⁰Red Eléctrica, Informe del sistema eléctrico 2024 — Mercados de reserva (banda média horária de regulação secundária a subir de 922 MW e preço médio ponderado de 34,28 €/MW), e «Servicios de ajuste e intercambios» 2024 e 2025 (custo dos serviços de ajuste de 11,43 €/MWh em 2024 e 15,78 €/MWh em 2025): <https://www.sistemaelectric-ree.es/>

⁶¹CNMC, Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad — Año 2023 (IS/DE/013/24), 28 de janeiro de 2025, pp. 19-25 e 39-42 (potência de ciclo combinado; índices HHI «cercanos o incluso superiores al umbral de 3.000» em segmentos dos serviços de ajuste; custo das restrições técnicas de 1 892 M€ em 2023): <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5779264.pdf>

horas do ano em que a capacidade de um grupo é imprescindível, como faz o Bundeskartellamt, que aplica a metodologia também ao mercado de regulação secundária positiva;⁶² o mark-up das ofertas face aos custos evitáveis (combustível, licenças de CO₂, tarifa de acesso às redes de gás) e testes de retenção económica e física, à semelhança da Ofgem, que proíbe aos geradores a obtenção de um «excessive benefit» em períodos de restrição e liquidou casos entre 5,5 e 33,1 milhões de libras,⁶³ e da CNMC, que sancionou ofertas excessivas ao mercado de restrições técnicas;⁶⁴ o contraste entre os volumes contratados e as necessidades dimensionadas nos termos do art. 157.º do Regulamento (UE) 2017/1485, e a análise da «optimal provision of reserve capacity aiming at minimising costs» exigida pelo art. 32.º do Regulamento (UE) 2017/2195;⁶⁵ o custo por MW por tecnologia; a convergência de preços entre Portugal e Espanha; o benefício da partilha transfronteiriça de reservas, com a plataforma MARI operacional desde novembro de 2024 e a adesão da REN à plataforma PICASSO prevista para 2026;⁶⁷ a correlação entre o preço da banda e o custo das restrições; e a liquidez de cada leilão. Nenhuma destas análises é hoje publicada.

3.3. O lote térmico: concentração, risco de conluio, gás e geopolítica

A proposta de novo n.º 3 do art. 262.º do MPGGS permite à ERSE estabelecer, em cada convocatória, «o volume de capacidade aberto à licitação, exclusivamente, por Áreas de Ofertas correspondentes a centrais termoelétricas participantes do processo para resolução de restrições técnicas», com base em proposta técnica do GGS; os adjudicatários ficam obrigados a oferecer pelo menos metade da capacidade no produto de cobertura (art. 272.º) e sujeitos a penalidades caso não contratem cobertura de combustível e de licenças de CO₂ (art. 279.º).⁶⁸ A AIP-CCI compreende o objetivo — substituir mobilizações discricionárias e caras por contratação antecipada e concorrencial —, mas assinala que o instrumento cria, em Portugal, um mercado com três vendedores possíveis e, à escala ibérica, um mercado dominado por cerca de cinco grupos, e que combina esse desenho com uma exposição estrutural ao preço do gás e do CO₂ que nenhum produto de capacidade elimina.

Concentração

Portugal dispõe de 4 396 MW de potência a gás natural, dos quais cerca de 3 829 MW em centrais de ciclo combinado e 567 MW em cogeração não renovável.⁶⁹ As quatro centrais de ciclo combinado pertencem a três grupos: Ribatejo (1 176 MW) e Lares (cerca de 826 MW) à EDP; Tapada do Outeiro (990 MW) à Turbogás, controlada pela Marubeni através da EML após a cisão da TrustEnergy autorizada pela Comissão Europeia em julho de 2024 — central cujo contrato de aquisição de energia

⁶²Bundeskartellamt, Market Power Report 2023/24, comunicado de 25 de novembro de 2024 (metodologia de indispensabilidade em horas do ano; relevância das centrais de bombagem no mercado de regulação secundária positiva).

⁶³Ofgem, Transmission Constraint Licence Condition — Guidance, 10 de junho de 2024, §§ 1.16, 2.18 e 2.31-2.48 (proibição de «excessive benefit» em períodos de restrição; avaliação com base em custos e em preços de referência; casos liquidados entre 5,5 M£ e 33,1 M£): https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-06/TCLC_guidance_10June24.pdf

⁶⁴CNMC, Resolução do procedimento sancionador SNC/DE/019/22 (Naturgy Generación, S.L.U., central de Sabón 3), 20 de julho de 2023, e comunicado de 27 de julho de 2023: https://www.cnmc.es/sites/default/files/4822955_0.pdf

⁶⁵Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações relativas à operação da rede de transporte de eletricidade, art. 39.º, n.º 3 (inércia mínima), arts. 127.º a 131.º (qualidade da frequência) e art. 157.º (dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência).

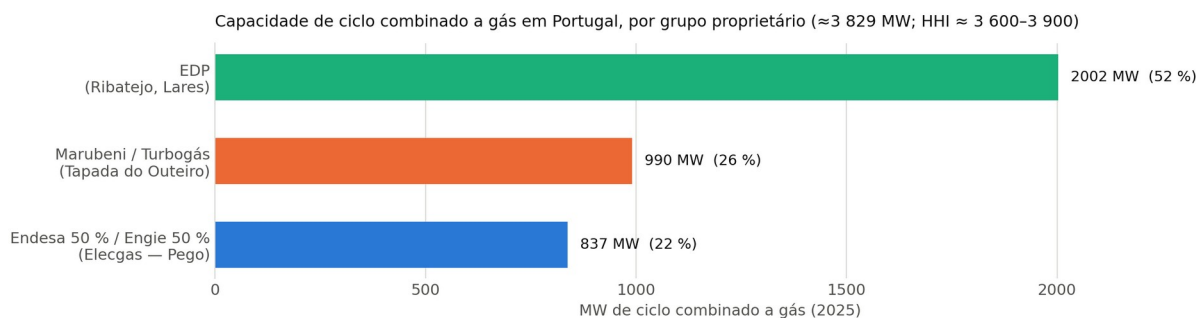
⁶⁶Regulamento (UE) 2017/2195, cit., art. 12.º.

⁶⁷ENTSO-E, páginas das plataformas MARI (adesão da REN em 27 de novembro de 2024 e da Red Eléctrica em 17 de dezembro de 2024) e PICASSO (adesão da Red Eléctrica em 19 de junho de 2025; roadmap de adesão da REN com data prevista de abril de 2026): https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/; https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/

⁶⁸ERSE, CP 142 — Anexo (propostas de alteração regulamentar), cit.

⁶⁹REN, Dados Técnicos 2025, pp. 7 e 13 (potência instalada por tecnologia; produção; consumo em bombagem; entradas de gás natural por Sines e origens do GNL; consumo dos centros eletroprodutores): <https://www.ren.pt/media/2cbfm5p4/ren-dados-te-cnicos-2025.pdf>

terminou em março de 2024,⁷⁰⁷¹ e Pego (cerca de 837 MW) à Elecgas, detida em partes iguais pela Endesa e pela Engie. As quotas resultantes — EDP cerca de 52 %, Marubeni cerca de 26 %, Endesa/Engie cerca de 22 % — correspondem a um índice de Herfindahl-Hirschman de aproximadamente 3 600 a 3 900, muito acima do nível de 2 000 a partir do qual as Orientações da Comissão Europeia sobre concentrações horizontais associam preocupações concorrenciais, e num contexto que reúne os fatores que essas Orientações identificam como facilitadores de efeitos coordenados: número reduzido de concorrentes, produto homogêneo, interação frequente em leilões repetidos e transparência dos resultados.⁷² Com o limite vigente de 40 % do volume por Área de Oferta, um lote térmico só é preenchido com a participação de todos os proprietários, o que torna cada um deles pivotal.⁷³



Fontes: REN, Dados Técnicos 2025 (4 396 MW a gás, incluindo 567 MW de cogeração); EML/Marubeni; Comissão Europeia (M.11598); EDP; Endesa/Engie (Elecgas). Elaboração AIP-CCI.

Figura 5 — Capacidade de ciclo combinado a gás em Portugal por grupo proprietário (2025). Elaboração AIP-CCI com base em REN, EML/Marubeni, Comissão Europeia, EDP, Endesa e Engie.

À escala ibérica, a Espanha dispõe de cerca de 24 600 MW de ciclo combinado peninsular;⁷⁴ a Naturgy detém 7,4 GW em 17 centrais, a Iberdrola 5 695 MW, a Endesa cerca de 5 GW, a Repsol 1 648 MW, a EDP cerca de 855 MW e a TotalEnergies 843 MW.⁷⁵⁷⁶⁷⁷⁷⁸ Cerca de cinco grupos concentram assim três quartos da capacidade ibérica de ciclo combinado, com um índice de concentração moderado à escala da Península mas elevado nos segmentos localmente relevantes. A própria ERSE reconhece que a situação atual «não é concorrencialmente neutra», permitindo aos agentes verticalizados com portefólio mobilizável em restrições compensar a incerteza da comercialização com a receita dos serviços de sistema.⁷⁹

⁷⁰EML — Energy Means Life, S.A. (grupo Marubeni), «Turbogás — Central da Tapada do Outeiro» (990 MW):

<https://eml-sa.com/pt-pt/turbogas/>; REN, Results Report 1H26, p. 13 (termo do contrato de aquisição de energia da Turbogás em março de 2024).

⁷¹Comissão Europeia, processo de controlo de concentrações M.11598 — Marubeni / certain parts of TrustEnergy, decisão de não oposição de julho de 2024 (JO C/2024/3867).

⁷²Comissão Europeia, Orientações para a apreciação das concentrações horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações de empresas (2004/C 31/03), pontos 19-21 (níveis do índice de Herfindahl-Hirschman) e 39-57 (efeitos coordenados: número reduzido de concorrentes, transparência do mercado, interação frequente e produtos homogêneos).

⁷³ERSE, Convocatória do 8.º Leilão de Banda de mFRR, 9 de junho de 2026:

https://www.erse.pt/media/eodblc2l/convocatoria_08_leilao_bmfr_20260609.pdf

⁷⁴CNMC, Informe de supervisión — Año 2023, cit.

⁷⁵Naturgy, comunicado de 15 de dezembro de 2025 (centralização da operação das 17 centrais de ciclo combinado em Espanha, com 7,4 GW de potência conjunta).

⁷⁶Iberdrola, Resultados do 1.º semestre de 2026, 22 de julho de 2026, p. 22 (ciclos combinados em Espanha: 5 695 MW):

<https://www.iberdrola.com/documents/20125/6030708/informe-261S.pdf>

⁷⁷Repsol, «Ciclo combinado de gas» (centrais de Escatrón, 818 MW, e Algeciras, 830 MW): <https://www.repsol.com/en/energy-move-forward/energy/combined-cycle/index.shtml>

⁷⁸EDP, «EDP sells thermal power plant and part of its commercial portfolio in Spain to Total» (Castejón, 843 MW), 2020:

<https://www.edp.com/en/news/edp-sells-thermal-power-plant-and-part-its-commercial-portfolio-spain-total>

⁷⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 7-8.

Precedentes de exercício de poder de mercado

Os precedentes não são hipotéticos. A CNMC sancionou a Naturgy Generación por «manipulación del precio de los servicios de ajuste (...) mediante la realización de ofertas a precios excesivos» no mercado de restrições técnicas com a central de Sabón 3 — ofertas em média 95 % acima da oferta ao mercado diário em períodos de baixa concorrência, numa central despachada por restrições em 91 % dos dias —, com uma coima de 6 milhões de euros e 35,5 milhões de euros de compensação aos consumidores.⁸⁰ Sancionou igualmente a Naturgy (19,5 milhões de euros, confirmados pela Audiencia Nacional em 4 de abril de 2024) e a Endesa (5,8 milhões de euros) por ofertas «anormalmente altas» ao mercado diário que forçaram a programação posterior das centrais através das restrições técnicas.⁸¹ Em Portugal, a Autoridade da Concorrência sancionou a EDP Produção, com uma coima definitiva de 40 milhões de euros após o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 360/2024, por abuso de posição dominante consistente na restrição da oferta no mercado da banda de regulação secundária entre 2009 e 2013 — o único precedente nacional relevante incide precisamente num mercado de banda de reserva dominado pelo maior produtor.⁸² Em Espanha, o custo das restrições técnicas passou de 2 057 milhões de euros em 2024 para 3 347 milhões em 2025, com a energia mobilizada paga a 165 EUR/MWh contra 65,26 EUR/MWh no mercado diário.⁸³

Risco de preço do gás a médio e longo prazo

O segundo pilar do lote térmico é o combustível. A curva a prazo do gás no mercado ibérico, na sessão de 8 de setembro de 2026, situava-se em 77,4 EUR/MWh para o dia seguinte, 75,3 EUR/MWh para o 4.º trimestre de 2026, 55,5 EUR/MWh para 2027 e 35,0 EUR/MWh para 2028.⁸⁴ Os pressupostos técnicos das projeções do Eurosistema de junho de 2026 — 45,6, 37,5 e 27,9 EUR/MWh para 2026, 2027 e 2028 — foram ultrapassados em poucos meses,⁸⁵ e a IEA regista um preço médio do TTF próximo de 16 USD/MBtu no segundo trimestre de 2026, 32 % acima do período homólogo.⁸⁶ Em equivalente energético, o gás transaciona hoje **acima do petróleo**: com o Brent a cerca de 92 USD/bbl em agosto de 2026, após um pico de 105 USD/bbl em 23 de julho,⁸⁷ a paridade energética do crude situa-se em cerca de 47 EUR/MWh, pelo que o gás para o inverno de 2026-27 cota cerca de 60 % acima dessa paridade; para 2027, a cotação de 55,5 EUR/MWh compara com uma paridade de 35 a 42 EUR/MWh implícita nas previsões de Brent da EIA e do BCE (69 a 82 USD/bbl).⁸⁸ A relação histórica de desconto do gás face ao crude inverteu-se para o horizonte 2026-2027 e só a partir de 2028 a curva

⁸⁰CNMC, SNC/DE/019/22, cit.

⁸¹CNMC, procedimentos sancionadores SNC/DE/175/17 (Naturgy Generación, oito coimas num total de 19,5 M€) e SNC/DE/174/17 (Endesa Generación, 5,8 M€), 14 de maio de 2019; Audiencia Nacional, sentença de 4 de abril de 2024 (confirmação das coimas aplicadas à Naturgy): <https://www.cnmc.es/node/374822> ; <https://www.cnmc.es/node/374821>

⁸²Autoridade da Concorrência, decisão de 17 de setembro de 2019 (abuso de posição dominante da EDP Produção no mercado da banda de regulação secundária, 2009-2013; coima de 48 M€, reduzida para 40 M€ pelo Tribunal da Relação de Lisboa) e comunicado sobre o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 360/2024, de 8 de maio, transitado em julgado em 21 de junho de 2024: <https://www.concorrenca.pt/en/articles/constitutional-courts-decision-upholds-edp-producao-sanction-abuse-dominant-position>

⁸³Red Eléctrica, nota de imprensa «Red Eléctrica impulsa medidas para reducir el uso de la programación por restricciones técnicas, seguir integrando renovables y abaratar la electricidad», 23 de julho de 2026 (custos das restrições técnicas de 724 M€ em 2021, 1 104 M€ em 2022, 1 751 M€ em 2023, 2 057 M€ em 2024 e 3 347 M€ em 2025; energia mobilizada paga a 165 €/MWh contra 65,26 €/MWh no mercado diário; 26 GW habilitados para controlo de tensão, correspondentes a 17 % das centrais): <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/07/red-electrica-impulsa-medidas-reducir-uso-programacion-restricciones-tecnicas-seguir-integrando-renovables-abaratan-electricidad>

⁸⁴MIBGAS, Market results — «Last price of each product per trading session», sessão de 8 de setembro de 2026: <https://www.mibgas.es/en/market-results>

⁸⁵BCE, Projeções macroeconómicas dos especialistas do Eurosistema, junho de 2026, pressupostos técnicos (TTF de 45,6, 37,5 e 27,9 €/MWh e Brent de 96,9, 82,2 e 77,1 USD/bbl para 2026, 2027 e 2028): https://www.ecb.europa.eu/press/projections/html/ecb.projections202606_eurosystemstaff~a495110f8d.en.html

⁸⁶IEA, Gas Market Report, Q3-2026, 7 de julho de 2026, pp. 3-9, 17, 32 e 43: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026>

⁸⁷IEA, Oil Market Report — August 2026, 12 de agosto de 2026: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-august-2026>

regressa abaixo da paridade. O diferencial face ao Henry Hub norte-americano — cerca de 3,4 USD/MMBtu, ou seja, cerca de 10 EUR/MWh — mostra que o preço europeu é fixado pela concorrência mundial por cargas de GNL, e não pelo custo de produção.⁹⁰

A esta volatilidade acresce a **complexidade logística e a exposição geopolítica**. O conflito no Médio Oriente iniciado no final de fevereiro de 2026 encerrou de facto o estreito de Ormuz — por onde transitam cerca de 20 % dos fluxos mundiais de GNL — e os ataques destruíram cerca de 17 % da capacidade de exportação de GNL do Qatar;⁹¹ a IEA estima perdas acumuladas de oferta de GNL de 140 mil milhões de metros cúbicos até 2030, incluindo os danos no complexo de Ras Laffan, e sublinhou em julho que «a full and unconditional reopening of the Strait of Hormuz will be essential»;⁹² em 3 de setembro de 2026, o Grupo de Coordenação do Gás da Comissão Europeia constata que «Qatari LNG production is still shut down» e que «geopolitical uncertainty continues to drive significant price volatility».⁹⁴ A ENTSOG admite, no cenário de aprovisionamento mais restritivo, a necessidade de resposta da procura no inverno de 2026-27 e reduções de consumo de 2 a 3 %.⁹⁵ Portugal recebe 97 % do gás natural pelo terminal de Sines, com origem maioritária na Nigéria (52 %) e nos Estados Unidos (41 %), e os centros eletroprodutores consomem 31 % do gás nacional;⁹⁶ a ERSE reconhece que as centrais de ciclo combinado contratam gás e capacidade de rede em horizontes de curto e muito curto prazo, «muito comumente com contratação diária».⁹⁷ O preço das licenças de emissão, por seu turno, atingiu uma média de 75,99 EUR/t entre março e agosto de 2026, após 73 EUR/t em 2025.⁹⁸

O custo de uma central a gás fora de mérito

Com a eficiência de 50 % adotada pela ERSE, licenças de CO₂ a cerca de 76 EUR/t e tarifas de acesso às redes de gás entre 3,2 e 9,4 EUR/MWh elétrico consoante a opção tarifária,⁹⁹ o custo variável de um ciclo combinado português estima-se em 187 a 194 EUR/MWh ao preço do gás do 4.º trimestre de 2026, 148 a 154 EUR/MWh ao preço de 2027 e 107 a 113 EUR/MWh ao preço de 2028 — contra 137, 85 e 63 EUR/MWh nos futuros de eletricidade para os mesmos períodos.¹⁰⁰ As centrais estarão fora de mérito na maior parte das horas: toda a energia que forneçam por mobilização é paga acima do mercado e o diferencial é imputado aos ERS. Só no primeiro semestre de 2026, as mobilizações de ciclos combinados por restrições técnicas após PDBF somaram 2 333 GWh.¹⁰¹ Um produto de capacidade estabiliza a componente fixa; a componente de energia continua indexada ao gás e ao CO₂,

⁸⁸EIA, Short-Term Energy Outlook, 11 de agosto de 2026 (Brent de 87 USD/bbl em 2026 e 69 USD/bbl em 2027; Henry Hub de 3,44 USD/MMBtu em 2026): <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

⁸⁹BCE, Projeções macroeconómicas, junho de 2026, cit.

⁹⁰EIA, Short-Term Energy Outlook, agosto de 2026, cit.

⁹¹ENTSOG, Summer Supply Outlook 2026, 9 de abril de 2026, pp. 3, 10, 20 e 42-45: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-04/SO0069-26_Summer%20Supply%20Outlook%202026.pdf

⁹²IEA, Gas Market Report Q3-2026, cit.

⁹³IEA, «IEA Executive Director statement on oil markets», 21 de julho de 2026: <https://www.iea.org/news/iea-executive-director-statement-on-oil-markets>

⁹⁴Comissão Europeia, «Gas Coordination Group: no immediate security of supply risk», 3 de setembro de 2026: https://energy.ec.europa.eu/news/gas-coordination-group-no-immediate-security-supply-risk-2026-09-03_en

⁹⁵ENTSOG, Summer Supply Outlook 2026, cit.

⁹⁶REN, Dados Técnicos 2025, cit.

⁹⁷ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 17-25.

⁹⁸Comissão Europeia, «Auctioning allowances» — preço médio das licenças de emissão nos seis meses anteriores (março a agosto de 2026: 75,99 €/t): https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/auctioning-allowances_en; Comissão Europeia, Quarterly Report on European Electricity Markets, Q4 2025, p. 9 (preço médio de 73 €/t em 2025).

⁹⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 17-25.

¹⁰⁰OMIP, Dados de mercado — futuros SPEL base (Q4-2026, Cal-2027 e Cal-2028), sessão de 9 de setembro de 2026: <https://www.omip.pt/en/dados-mercado>

¹⁰¹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 17-25.

e as obrigações de cobertura previstas no art. 279.º transferem para as ofertas de capacidade um prémio de risco adicional.

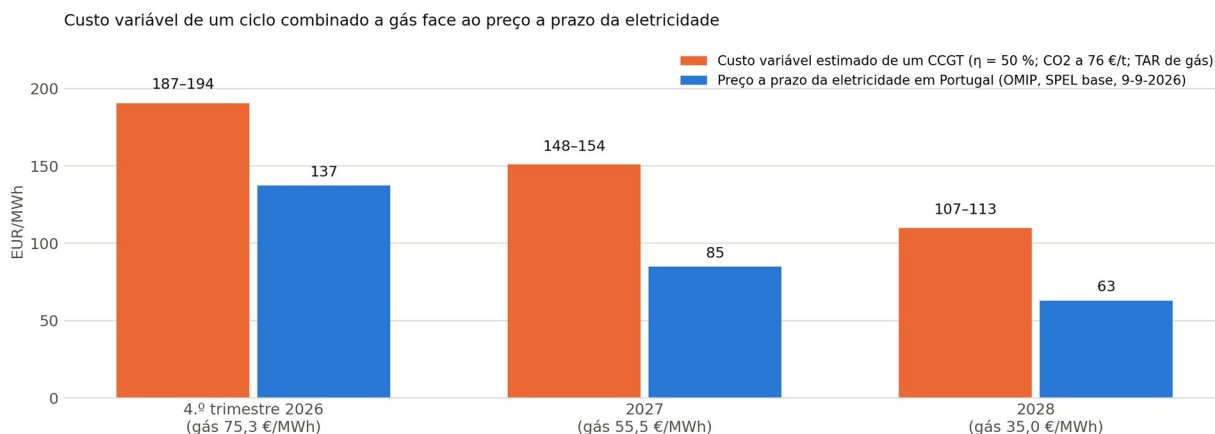


Figura 6 — Custo variável estimado de um ciclo combinado a gás em Portugal face ao preço a prazo da eletricidade, 2026-2028. Elaboração AIP-CCI com base em MIBGAS, OMIP, Comissão Europeia e ERSE.

Daqui decorrem cinco exigências de desenho, desenvolvidas na Parte IV: a definição tecnologicamente neutra de «firmeza», conforme ao art. 13.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/943, que exige que o redespacho seja «open to all generation technologies, all energy storage and all demand response», e ao art. 40.º da Diretiva (UE) 2019/944, que impõe a contratação de serviços de sistema por procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado;¹⁰²¹⁰³ um preço de reserva ancorado em custos fixos auditados e não em «condições do mercado»; um limite de quota por grupo empresarial e a obrigação de oferecer toda a capacidade disponível; a publicação das ofertas e a supervisão específica ao abrigo do REMIT e do direito da concorrência, com devolução dos ganhos indevidos; e uma avaliação prévia, pela ERSE, do risco de poder de mercado e do custo esperado do lote em diferentes cenários de gás e de CO₂.

3.4. Estabilidade do sistema: renováveis assíncronas, assimetria regulatória ibérica e o custo da desregulação vizinha

A causa próxima do crescimento dos ERS é a decisão do GGS de manter em serviço centrais síncronas a gás para além do que o mercado programa. Importa compreender porquê, e porque é que esse custo recai sobre Portugal. A resposta exige distinguir os mecanismos físicos pelos quais um sistema dominado por fontes ligadas através de eletrónica de potência se torna mais difícil de operar, os instrumentos técnicos que os controlam e a assimetria com que Portugal e Espanha os adotaram.

Os mecanismos técnicos

A ENTSO-E sintetiza os fenómenos. As fontes com interface eletrónica «deliver, therefore, in principle no additional inertia to the power system»; a redução da inércia «translates into a reduction of capability to damp oscillations» e agrava a estabilidade transitória, sendo que variações de frequência superiores a 1 Hz/s «are not manageable by system protections».¹⁰⁴ A baixa potência de curto-circuito reduz a robustez do sistema; a falta ou o excesso de potência reativa e o suporte inadequado de tensão após defeito degradam o controlo de tensão; as «adverse control interactions between converter controllers» geram oscilações induzidas por conversores; a ausência de sumidouros para harmónicos e

¹⁰²Regulamento (UE) 2019/943, cit.

¹⁰³Diretiva (UE) 2019/944, cit.

¹⁰⁴ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)», versão 17, 16 de dezembro de 2020, pp. 4, 12, 24 e 39-45: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf

inter-harmónicos e o comportamento das proteções em redes fracas completam o quadro.¹⁰⁵ Os instrumentos de controlo são conhecidos: operação das renováveis em modo de controlo de tensão e não a fator de potência fixo; injeção rápida de corrente reativa durante cavas de tensão; estabilizadores de sistema de potência e amortecedores de oscilações; compensadores síncronos e STATCOM; conversores com capacidade de formação de rede; reatâncias de comutação automática; harmonização das gamas de tensão; ajuste das proteções; e garantia de um nível mínimo de inércia distribuído pelo sistema. Na ausência destes instrumentos, os operadores recorrem a «running thermal plant out of merit» — exatamente a solução adotada em Portugal desde o final de 2024.¹⁰⁶

O apagão de 28 de abril de 2025 como demonstração

O relatório final do painel de peritos da ENTSO-E, publicado em 20 de março de 2026, atribui o incidente a «a combination of many interacting factors, including oscillations, gaps in voltage and reactive power control, differences in voltage regulation practices, rapid output reductions and generator disconnections in Spain, and uneven stabilisation capabilities». Nos trinta minutos anteriores ocorreram duas oscilações — uma local, a 0,63 Hz, no sul de Espanha, de origem em conversores, e uma inter-área, a 0,21 Hz; às 12h32 apenas cerca de 58 % da capacidade de reatâncias shunt espanholas estava ligada; as renováveis espanholas operavam com fator de potência fixo; o limite superior de tensão em Espanha era de 435 kV, contra 420 kV em Portugal; entre as 12h32m57s e as 12h33m18s perderam-se 355, 727 e 928 MW de produção em Espanha, e «until 12:33:18 no disconnections in Portugal».¹⁰⁷¹⁰⁸ Na leitura da ERSE, «o fenómeno determinante no incidente foi a ineficácia do controlo de tensão», «não houve perda de produção em Portugal» e os produtores portugueses com obrigações de controlo de tensão «deram uma resposta adequada»; o plano de defesa deslustrou 4 271 MW em quatro segundos, dos quais 2 098 MW de consumo em bombagem, sem conseguir evitar o colapso dada a natureza do fenómeno.¹⁰⁹¹¹⁰ A ERSE classificou o incidente como evento excecional, «com origem em Espanha»,¹¹¹ e o Governo espanhol reconheceu que o sistema «no disponía de suficiente capacidad de control de tensión dinámica», tendo a Red Eléctrica programado apenas dez grupos térmicos para esse efeito.¹¹² Para Portugal, o custo direto do apagão foi de 55,49 GWh de energia não fornecida e um tempo de interrupção equivalente de 605,6 minutos.¹¹³

¹⁰⁵ENTSO-E, «High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters», 2017-2019, pp. 5-9, 18-21 e 29: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf

¹⁰⁶ENTSO-E, «High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters», cit.

¹⁰⁷ENTSO-E, Expert Panel Final Report on the Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025, 20 de março de 2026, e apresentação de briefing de 18 de março de 2026, slides 8-9, 13-15, 19 e 22: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

¹⁰⁸ENTSO-E, Factual Report on the 28 April 2025 Iberian blackout e media briefing, 3 de outubro de 2025: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

¹⁰⁹ERSE, Comunicado «Investigação do grupo de peritos da ENTSO-E ao apagão ibérico de 28 de abril de 2025 — relatório final», 20 de março de 2026, e «ERSE explica — relatório final», pp. 2-5: https://www.erse.pt/media/mxwkbflv/erseexplica_relatorio-final_20março-2026.pdf

¹¹⁰ERSE, «Apagão 28 abril 2025», apresentação à Comissão de Ambiente e Energia da Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, slides 6, 9 e 21-23: https://www.erse.pt/media/3ogjearr/ar_20260114_apagao28abr25_erse.pdf

¹¹¹REN, comunicação à CMVM de 26 de maio de 2026 relativa à classificação, pela ERSE, do incidente de 28 de abril de 2025 como evento excecional, «com origem em Espanha»: https://www.ren.pt/media/fpejxupt/blackout-erse_cmvm_pt_2026.pdf

¹¹²Governo de Espanha, Informe no confidencial del Comité de Análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, aprovado em 17 de junho de 2025, pp. 21-22, 33 e 38, e conferência de imprensa do Conselho de Ministros da mesma data: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf>

¹¹³REN, Relatório da Qualidade de Serviço da RNT 2025, 29 de maio de 2026, pp. 5-6 e 16 (energia não fornecida de 55,49 GWh e tempo de interrupção equivalente de 605,6 minutos no apagão de 28 de abril de 2025): <https://www.ren.pt/media/5nvpnsvp/qualidade-do-servico-rnt-2025.pdf>

Um parque mais protegido, uma rede partilhada

A assimetria regulatória é documentável. Em Portugal, a Portaria n.º 596/2010 obrigou os parques eólicos a permanecer ligados durante cavas de tensão e a injetar corrente reativa num prazo máximo de 50 ms, com retroatividade de doze meses para os parques existentes;¹¹⁴ a Portaria n.º 73/2020, que implementa o Regulamento (UE) 2016/631, estendeu a obrigação de controlo dinâmico de tensão a toda a nova produção acima de 10 MW, independentemente do recurso primário e incluindo o «modo noturno», obrigação alargada ao armazenamento pelo Despacho DGEG n.º 1859/2025;¹¹⁵ o Regulamento de Operação das Redes torna a regulação de tensão e a gestão de potência reativa um serviço obrigatório e não remunerado.¹¹⁷ Em Espanha, o procedimento de operação 7.4, de 2000, aplicava-se apenas à geração síncrona; o novo P.O. 7.4, que alarga o serviço de controlo de tensão às renováveis e ao armazenamento, só foi aprovado pela CNMC em 12 de junho de 2025, com um faseamento de seis a dezoito meses;¹¹⁸ em outubro e novembro de 2025 a CNMC aprovou medidas urgentes por «variaciones bruscas de tensión»;¹¹⁹ em 27 de abril de 2026 estavam habilitados 13,6 GW de um total de 63 GW e, em julho de 2026, a Red Eléctrica reconhecia que «solo el 17 % de las plantas de generación existentes en España han solicitado (...) y han obtenido la habilitación»;¹²⁰ o Real Decreto-lei 7/2025, que consagrava medidas de reforço, foi derogado pelo Congresso em 22 de julho de 2025 e substituído, em novembro, pelo Real Decreto 997/2025.¹²² Para rigor, assinala-se que Espanha exige a sobrevivência a cavas de tensão desde 2006 e que as renováveis portuguesas mais antigas também operam a fator de potência fixo;¹²³ a assimetria estrutural reside no controlo dinâmico de tensão, que Portugal exigiu à nova produção desde 2020 e Espanha só começou a exigir em 2025.

A Península Ibérica é, porém, uma única área fortemente acoplada e fracamente ligada ao resto da Europa continental: a insuficiência de controlo de tensão de um lado propaga-se ao outro. É este o contexto em que a ERSE explica que os ERS cresceram 65 % em 2025, «motivado principalmente por medidas adicionais adotadas pela REN (...) na sua qualidade de GGS, para assegurar a exploração do SEN em condições reforçadas de segurança e fiabilidade, na sequência do apagão ibérico»,¹²⁴ e em que a produção a gás natural em Portugal subiu 57 % em 2025, para 7 644 GWh.¹²⁵ Do lado espanhol, a Red Eléctrica quantificou a «programación reforzada» em 422 milhões de euros entre maio e outubro de

¹¹⁴Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho (Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição), secções 3.6 a 3.8 (requisitos de geradores síncronos e de parques eólicos: cavas de tensão, injeção de corrente reativa em 50 ms, regulação de reativa) e 10.3 (regime transitório).

¹¹⁵Portaria n.º 73/2020, de 16 de março (requisitos de ligação de geradores, em implementação do Regulamento (UE) 2016/631); Despacho DGEG n.º 1859/2025, de 10 de fevereiro (requisitos técnicos das instalações de armazenamento).

¹¹⁶ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹¹⁷ERSE, Regulamento de Operação das Redes (Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho), arts. 21.º, n.º 5, 43.º, n.º 3, e 49.º, n.ºs 2, 5, 7, 11 e 12: https://www.erse.pt/media/lrul1abk/ror_reg816_2023.pdf

¹¹⁸Resolução da CNMC de 12 de junho de 2025, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español (BOE n.º 153, de 26 de junho de 2025, BOE-A-2025-13076): https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-13076

¹¹⁹CNMC, Resolução de 20 de outubro de 2025 (medidas temporárias de estabilização da tensão nos procedimentos de operação 3.1, 3.2, 7.2 e 7.4; BOE-A-2025-21198) e comunicado de 19 de novembro de 2025.

¹²⁰CNMC, comunicado sobre a modificação dos procedimentos de operação do serviço de controlo de tensão e proposta DCOOR/DE/006/26, 10 de julho de 2026 (13,6 GW habilitados, em 63 GW, a 27 de abril de 2026; adiamento da decisão sobre a passagem dos custos das restrições técnicas a preços regulados): <https://www.cnmc.es/prensa/procedimientos-control-tension-20260710>

¹²¹Red Eléctrica, nota de imprensa de 23 de julho de 2026, cit.

¹²²Real Decreto-lei 7/2025, de 24 de junio (BOE-A-2025-12857), derogado por Resolución do Congreso de los Diputados de 22 de julho de 2025 (BOE-A-2025-15313); Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre (BOE-A-2025-22434), art. 4.º.

¹²³ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹²⁴ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 4-6.

¹²⁵REN, Dados Técnicos 2025, cit.

2025 e os custos das restrições técnicas cresceram 63 % em 2025.¹²⁶¹²⁷ Portugal, sem falhas identificadas no seu sistema, suporta assim um prémio de seguro contra o comportamento do sistema vizinho. Esse prémio deve ser identificado e separado nas contas do sistema; deve ser objeto de coordenação entre a ERSE e a CNMC, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL, quanto a indicadores comuns de cumprimento das obrigações de controlo de tensão e a mecanismos de repartição dos custos de estabilidade de origem transfronteiriça; e deve ser reduzido pela contratação concorrencial de serviços de estabilidade — inércia, potência de curto-circuito, tensão dinâmica — aberta à hídrica síncrona, aos compensadores síncronos e às baterias com capacidade de formação de rede. O Reino Unido contratou, na primeira fase dos Stability Pathfinders, cerca de 12 GVA-s de inércia por 328 milhões de libras e, na segunda, 11,55 GVA de nível de curto-circuito e 6,75 GVA-s de inércia por 323 milhões de libras, com poupanças estimadas de cerca de 500 milhões de libras, e criou um mercado de estabilidade a um ano.¹²⁸ Em Portugal, o PDIRT-E prevê duas reatâncias shunt, dois STATCOM e dois compensadores síncronos, num total de 208 milhões de euros até 2034, e a ERSE anunciou o lançamento, em 2026, de um procedimento aberto para a prestação do serviço de gestão de reativa.¹²⁹

3.5. A bombagem e a hídrica síncrona como recurso de estabilidade sem custo marginal térmico

Portugal dispõe de 8 385 MW de potência hídrica e de 3 585 MW de bombagem, cujo consumo atingiu 4 081 GWh em 2025, mais 7 % do que em 2024.¹³⁰ Uma parte substancial deste parque é constituída por máquinas síncronas que fornecem inércia, potência de curto-circuito e controlo de tensão — em produção, em bombagem, absorvendo excedente renovável, ou em modo de compensador síncrono — sem consumir combustível e sem emitir CO₂. A ENTSO-E inclui expressamente as centrais hídricas e de bombagem entre os contribuintes para a inércia do sistema pelas suas massas girantes;¹³¹ a REN contrata desde 2022 o serviço de compensação síncrona à central de Alqueva para apoio ao controlo de tensão no Sul do país e, desde 1 de janeiro de 2026, o arranque autónomo às centrais de Alqueva e do Baixo Sabor;¹³² a 28 de abril de 2025 estavam em bombagem, no instante do incidente, pelo menos 2 098 MW.¹³³ O Sistema Eletroprodutor do Tâmega dispõe de 1 158 MW de produção e 866 MW de bombagem;¹³⁴ a central de Frades II, com dois grupos reversíveis de velocidade variável de 390 MW, fornece resposta rápida de potência ativa e reativa em ambos os modos e sobrevive a cavas de tensão a 5 % da tensão nominal durante 600 ms.¹³⁵ Refira-se, por rigor, que as máquinas de velocidade variável não fornecem inércia natural, mas resposta rápida controlada, enquanto as unidades síncronas de

¹²⁶Red Eléctrica, nota de imprensa «La programación "reforzada" representa el 2,34 % de los costes totales del sistema eléctrico», novembro de 2025 (422 M€ entre maio e outubro de 2025).

¹²⁷Red Eléctrica, nota de imprensa de 23 de julho de 2026, cit.

¹²⁸NESO, «First phase of Stability Pathfinders delivered» (fase 1: cinco contratos no valor de 328 M€, cerca de 12 GVA-s de inércia) e «Great Britain's first grid-forming battery connects in Scotland», 11 de março de 2025 (fase 2: dez contratos no valor de 323 M€, 11,55 GVA de nível de curto-circuito e 6,75 GVA-s de inércia, com poupanças estimadas de cerca de 500 M€ ao longo dos contratos); NESO, «Stability network services»: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services/stability-network-services>

¹²⁹ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹³⁰REN, Dados Técnicos 2025, cit.

¹³¹ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)», cit.

¹³²ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹³³ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹³⁴Iberdrola, «Tâmega — giga battery» (Sistema Eletroprodutor do Tâmega: 1 158 MW de produção e 866 MW de bombagem): <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/hydroelectric-power/tamega-giga-battery>

¹³⁵Voith, «Frades II, Portugal» (dois grupos reversíveis de velocidade variável de 390 MW; resposta rápida de potência ativa e reativa em ambos os modos; sobrevivência a cavas de tensão durante 600 ms): <https://www.voith.com/corp-en/industry-solutions/hydropower/pumped-storage-plants/frades-ii-portugal.html>

velocidade fixa — Alqueva, Tâmega, Baixo Sabor, Foz Tua, Aguieira, Alto Rabagão, entre outras — fornecem inércia e potência de curto-circuito reais.

A experiência internacional confirma o valor deste recurso: a NESO contratou a central de bombagem de Cruachan na primeira fase dos Stability Pathfinders e novamente no mercado de estabilidade de 2024, para prestação de inércia,¹³⁶¹³⁷ e o Bundeskartellamt sublinha a importância das centrais de bombagem no mercado alemão de regulação secundária positiva.¹³⁸ Em Portugal, o quadro regulatório já reconhece parte deste potencial: a regulação de tensão é obrigatória e não remunerada quando exigida, mas a capacidade adicional contratada é remunerada (Regulamento de Operação das Redes, art. 49.º, n.ºs 11 e 12); o GGS monitoriza a utilização da bombagem e pode alterar os planos de indisponibilidade quando a garantia de abastecimento esteja em causa (art. 21.º, n.º 5);¹³⁹ e o MPGGS programa a bombagem como unidade de consumo.¹⁴⁰ A CP 142, todavia, reserva o lote «firme» da BmFRR aos ciclos combinados e ignora este recurso, quando o próprio Real Decreto 997/2025 espanhol exige, para as restrições técnicas, «neutralidad tecnológica y de optimización de costes para el conjunto de consumidores».¹⁴¹

A AIP-CCI propõe, em consequência, que o lote «firme» seja aberto à hídrica com albufeira e bombagem e ao armazenamento, com critérios de firmeza verificáveis; que seja criado um produto de serviços síncronos — inércia, potência de curto-circuito, tensão dinâmica e compensação síncrona — contratado por concurso, à imagem do modelo britânico, em que a bombagem concorra com os ciclos combinados e com os compensadores síncronos ao custo por MVA-s e por MW; que a programação da bombagem seja integrada na gestão da estabilidade, como alternativa síncrona ao «must-run» térmico em horas de elevada penetração renovável, com publicação da comparação de custos; que o RMSA-E e o plano de sistema proposto na secção 3.10 avaliem a instalação de nova capacidade de bombagem e a repotenciação das centrais existentes; e que a REN publique, por área da rede de transporte, as necessidades de inércia, de potência de curto-circuito e de controlo de tensão e os recursos síncronos disponíveis para as satisfazer.

3.6. Um custo de segurança explícito e separado na fatura

Os ERS são hoje liquidados pelo GGS aos agentes de mercado e repercutidos pelos comercializadores nos clientes finais «de forma internalizada no preço praticado ou de modo explícito na fatura através de mecanismo de indexação».¹⁴² A CP 142 propõe que parte deles passe a ser recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, «suportada de forma proporcional aos consumos e por toda a base de consumidores».¹⁴³ A AIP-CCI aceita o objetivo de previsibilidade, mas alerta para um efeito colateral: o custo de segurança do sistema dilui-se numa rubrica agregada e perde-se a pouca transparência que hoje existe nos contratos indexados. Os consumidores, e em particular as empresas, devem saber o que pagam, quanto pagam e porquê.

O direito da União aponta nesse sentido. O Anexo I da Diretiva (UE) 2019/944 exige que a fatura indique «the price to be paid and a breakdown of the price where possible», decomposto nas componentes de energia e fornecimento, de rede e de impostos, taxas e encargos, com definições comuns estabelecidas pelo Regulamento (UE) 2016/1952; e o Eurostat já distingue, na sua taxonomia,

¹³⁶NESO, Stability Pathfinders, cit.

¹³⁷Drax, «Cruachan Power Station» (central de bombagem de 440 MW contratada nos Stability Pathfinders e no Stability Market da NESO): <https://www.drax.com/about-us/our-sites-and-businesses/cruachan-power-station/>

¹³⁸Bundeskartellamt, Market Power Report 2023/24, cit.

¹³⁹ERSE, Regulamento de Operação das Redes, cit.

¹⁴⁰ERSE, MPGGS (Diretiva n.º 9/2025), cit.

¹⁴¹Real Decreto 997/2025, cit.

¹⁴²ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 4-6.

¹⁴³ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 13-17.

«system-related fees» e «capacity charges».¹⁴⁴¹⁴⁵ A prática internacional confirma a viabilidade de uma rubrica autónoma. No Reino Unido, o BSUoS — que recupera os custos de balanço e de operação do sistema — é uma tarifa separada, paga apenas pela procura final e fixada ex ante por períodos de seis meses: 15,69 £/MWh entre outubro de 2025 e março de 2026, 13,74 £/MWh entre abril e setembro de 2026 e 12,49 £/MWh entre outubro de 2026 e março de 2027, com uma previsão de custos de restrições de 1 663 milhões de libras para 2026-27; a NESO publica mensalmente a desagregação por serviço.¹⁴⁶¹⁴⁷ Na Irlanda e na Irlanda do Norte, o Imperfections Charge, que recupera os custos das restrições de rede, é fixado anualmente pelo SEM Committee e publicado em €/MWh — 793,2 milhões de euros, ou 18,81 €/MWh, para o período de outubro de 2026 a setembro de 2027.¹⁴⁸ Em Espanha, a Red Eléctrica publica diariamente as componentes do preço final e a CNMC adiou, em julho de 2026, a decisão sobre a transferência do custo das restrições técnicas para preços regulados, condicionando-a a uma análise detalhada do impacto para o consumidor.¹⁴⁹ Na Alemanha, os encargos de rede específicos são publicados anualmente como rubricas explícitas e a Bundesnetzagentur divulga trimestralmente os custos de gestão de congestionamentos.¹⁵⁰

A AIP-CCI propõe, assim, que o Regulamento de Relações Comerciais (art. 125.º) e o Regulamento Tarifário passem a exigir uma linha autónoma «custos de segurança e estabilidade do sistema», distinta da componente de balanço, nas faturas e nos resumos mensais dos clientes em MAT, AT, MT e BTE;¹⁵¹ que a REN e a ERSE publiquem mensalmente o valor em €/MWh, com previsão trimestral ex ante, à imagem do BSUoS; que a origem do custo seja rotulada — restrições por tensão ou inércia, reserva, desvios — e identificada a fração de origem transfronteiriça; e que a repercussão na UGS I fique condicionada à identificação separada da parcela na tarifa e na fatura.

3.7. O projeto-piloto: de instrumento exploratório a programa vinculativo

O projeto-piloto é a única das cinco medidas em consulta que atua na origem dos custos, e a AIP-CCI sublinha a sua importância. A ERSE reconhece que «é necessário ultrapassar o atual paradigma determinístico e dotar o GGS de ferramentas avançadas adicionais de observabilidade, previsão e decisão probabilística de tratamento das restrições técnicas» e solicitou à REN que apresentasse, durante a consulta, uma proposta de piloto de «análítica avançada de caracterização probabilística dos trânsitos na rede e ferramentas de apoio à decisão na otimização estocástica da topologia e manobras de rede».¹⁵² Todavia, o instrumento assenta num artigo de aplicação voluntária — o art. 155.º do

¹⁴⁴Diretiva (UE) 2019/944, cit.

¹⁴⁵Eurostat, «Electricity price statistics» (Statistics Explained), componentes do preço e subcategorias, incluindo «system-related fees» e «capacity charges»: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics ; Regulamento (UE) 2016/1952 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de outubro de 2016, Anexo II.

¹⁴⁶NESO, «Balancing Services Use of System (BSUoS) charges» e decisões sobre os Fixed Tariffs 6, 7 e 8 (15,69 £/MWh para outubro de 2025-março de 2026; 13,74 £/MWh para abril-setembro de 2026; 12,49 £/MWh para outubro de 2026-março de 2027), dezembro de 2025: <https://www.neso.energy/industry-information/charging/balancing-services-use-system-bsuos-charges> ; NESO, «Introduction to BSUoS» (previsão de custos de restrições de 1 663 M£ para abril de 2026-março de 2027).

¹⁴⁷NESO, Monthly Balancing Cost Report — July 2026, cit.

¹⁴⁸SEM Committee, «Network Imperfections Charges October 2026 – September 2027 and Reforecast Report», decisão de 28 de agosto de 2026 (793,2 M€; 18,81 €/MWh): <https://www.semcommittee.com/publications/network-imperfections-charges-october-2026-september-2027-and-reforecast-report>

¹⁴⁹CNMC, comunicado sobre a modificação dos procedimentos de operação do serviço de controlo de tensão e proposta DCOOR/DE/006/26, cit.

¹⁵⁰Bundesnetzagentur, «Netzengpassmanagement» (relatórios trimestrais e anuais sobre os custos de redispatch, reserva de rede e countertrading): <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html> ; Netztransparenz.de, Offshore-Netzumlage e § 19 StromNEV-Umlage.

¹⁵¹ERSE, Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, Capítulo VII, Secção IV («Faturação e pagamento»), em especial o art. 125.º («Fatura de energia elétrica»).

¹⁵²ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., p. 25.

Regulamento Tarifário, que a ERSE introduziu em substituição de um incentivo à utilização de gestão dinâmica das redes que constava da proposta submetida à Consulta Pública n.º 134 —, sem metas, prazos ou indicadores, e a proposta da REN não foi tornada pública durante a consulta.¹⁵³¹⁵⁴

O historial recomenda maior ambição. No relatório sobre redes inteligentes de dezembro de 2025, a ERSE registou que «os operadores da RNT e da RND reportaram à ERSE a inexistência de linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos no final de 2024» — quando em França, no final de 2022, eram já exploradas dinamicamente dez linhas, com 266 km — e «insta» os operadores a apresentar pilotos;¹⁵⁵ a REN concluiu, em dezembro de 2023, um projeto de dynamic line rating sem resultados quantificados publicados;¹⁵⁶ e no parecer ao PDIRT-E 2024, de junho de 2025, a ERSE já pedia ao operador da rede de transporte que recorresse a «modelos dinâmicos e probabilísticos de gestão inteligente da rede», «indo além da realização de projetos-piloto», que justificasse os investimentos tradicionais «com uma análise custo-benefício face a soluções alternativas de flexibilidade» e que identificasse as zonas onde o armazenamento autónomo constitui alternativa ao reforço clássico.¹⁵⁷ A evidência técnica internacional é sólida: a ENTSO-E documenta aumentos de capacidade de transporte de 15 a 30 % com exploração dinâmica em Espanha e ganhos medianos de 15 a 20 % em 92 a 96 % do tempo na Eslovénia;¹⁵⁸ a IEA recomenda uma regulação que recompense «high performance and reliability» e estimule a inovação nas redes;¹⁵⁹ o Pacote Redes europeu de dezembro de 2025 impõe que o planeamento das redes considere prioritariamente a flexibilidade não fóssil e as soluções que evitam a construção de novas linhas;¹⁶⁰ o art. 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 exige que as redes sejam exploradas com «minimum possible redispatching» e que o operador reporte anualmente as medidas adotadas para o reduzir;¹⁶¹ e a Diretiva (UE) 2019/944 admite o armazenamento como componente de rede plenamente integrado (arts. 36.º e 54.º).¹⁶² Na rede de distribuição, o programa FIRMe 2.0 da E-REDES registou 1 955 ativos, com 2 094 MW, e o acordo de coordenação entre a REN e a E-REDES celebrado em 2024 está «ainda a ser concretizado».¹⁶³¹⁶⁴

¹⁵³ERSE, Regulamento Tarifário do setor elétrico (Regulamento n.º 1218/2025), art. 155.º («Projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica das redes»); ERSE, Documento Justificativo da CP 142, p. 25.

¹⁵⁴ERSE, Relatório da Consulta Pública n.º 134 (revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico), outubro de 2025, secção 3.6.3; ERSE, Documento Justificativo da CP 142, p. 25.

¹⁵⁵ERSE, «Smart Grids: desempenho dos operadores das redes no desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente» (relatório previsto no art. 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022), dezembro de 2025, pp. 21-22 e 27-30: https://www.erse.pt/media/f4eh0fph/relatorio-art249-dl15_2022.pdf

¹⁵⁶REN, «Dynamic Line Rating para exploração dinâmica da rede» (projeto de inovação concluído; setembro de 2022 – dezembro de 2023): <https://www.ren.pt/pt-pt/inovacao/projetos-transformadores/dynamic-line-rating-para-exploracao-dinamica-da-rede>

¹⁵⁷ERSE, Parecer à proposta de PDIRT-E 2024 (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2025-2034), junho de 2025, pp. 4-8, 11-12 e 34-38: <https://www.erse.pt/media/tpbkz1kb/parecer-a-proposta-de-pdirt-e-2024.pdf>; ERSE, Documento de enquadramento à proposta de PDIRT-E 2024, pp. 3-6.

¹⁵⁸ENTSO-E Technopedia, ficha «Dynamic Line Rating (DLR)» (TRL 8; aumentos de capacidade de transporte de 15-30 % medidos em Espanha; mediana de 15-20 % em 92-96 % do tempo na Eslovénia): <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/dynamic-line-rating-dlr>

¹⁵⁹IEA, Electricity Grids and Secure Energy Transitions, outubro de 2023, sumário executivo e pp. 8-9, 30 e 33: <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

¹⁶⁰Comissão Europeia, European Grids Package, 10 de dezembro de 2025 — COM(2025) 1006 (revisão do Regulamento RTE-E) e COM(2025) 1007 (aceleração do licenciamento e das ligações; prioridade a soluções sem construção de novas linhas e à flexibilidade não fóssil no planeamento das redes): https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en

¹⁶¹Regulamento (UE) 2019/943, cit.

¹⁶²Diretiva (UE) 2019/944, cit.

¹⁶³E-REDES, «FIRMe 2.0 – Opening of the second round of local flexibility auctions», 13 de agosto de 2025: <https://www.e-redes.pt/en/news/2025/08/13/firme-20-opening-second-round-local-flexibility-auctions>; ERSE, Lista de projetos-piloto ao abrigo do Regulamento de Operação das Redes, julho de 2026.

¹⁶⁴ERSE, relatório «Smart Grids», dezembro de 2025, cit.

A AIP-CCI propõe que o piloto seja elevado a programa plurianual vinculativo, com: publicação e consulta da proposta da REN até ao final de 2026; indicadores públicos e obrigatórios — quilómetros de linhas de MAT e AT em exploração dinâmica por ano, MW de capacidade adicional disponibilizada, redução das restrições técnicas após PDBF (em MWh e em milhões de euros) atribuível ao programa, percentagem de restrições resolvidas com recursos de mercado (procura, armazenamento, hídrica) em vez de centrais a gás, número de manobras de topologia otimizadas; operação probabilística do critério N-1 com explicitação do binómio risco-custo; pilotos de armazenamento como ativo de rede e de baterias com capacidade de formação de rede, articulados com os 500 MW de baterias previstos no PRR;¹⁶⁵ integração obrigatória com a rede de distribuição e com os agregadores; relatório trimestral público e avaliação independente; e um mecanismo de partilha de benefícios, como recomendou o Conselho Tarifário.¹⁶⁶

3.8. Pobreza energética: combater, sem a pagar por via tarifária

A pobreza energética é um problema real e persistente. A Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050 estima que entre 1,8 e 3 milhões de pessoas se encontrem em situação de pobreza energética, das quais 609 a 660 mil em pobreza energética severa, e fixa metas de redução da incapacidade de aquecer a habitação para 10 % em 2030, 5 % em 2040 e menos de 1 % em 2050.¹⁶⁷ A AIP-CCI apoia sem reservas o seu combate. Sustenta, porém, que esse combate deve ser financiado por instrumentos de política social e por fundos públicos e europeus, e não por transferências entre consumidores e empresas através das tarifas, dos preços ou de obrigações impostas aos agentes de mercado.

O ponto de partida factual é o seguinte. A tarifa social de eletricidade, com um desconto de 33,8 % sobre as tarifas de acesso às redes, custa 137 milhões de euros em 2026 (134,5 milhões em 2025 e 129,4 milhões em 2024) e, desde o Decreto-Lei n.º 104/2023, é financiada em 35 % pelos produtores e em 65 % pelos comercializadores — parcela livremente repercutível nos preços de todos os clientes, incluindo as empresas.¹⁶⁸ Trata-se, portanto, já hoje, de uma subsidiação cruzada entre consumidores. A CP 142 não propõe financiar a pobreza energética por via tarifária, mas a repercussão de encargos de restrições técnicas na UGS I aumenta a tarifa de acesso sobre a qual incide o desconto social e, por essa via, o custo que os agentes suportam e repercutem; acresce que o peso das taxas, impostos e custos de interesse geral no preço doméstico português atingiu 34 % em 2025.¹⁷⁰

O quadro europeu aponta inequivocamente para a política social. A Diretiva (UE) 2019/944 determina que os Estados-Membros assegurem a proteção dos clientes em pobreza energética «by social policy or by other means than public interventions in the price setting for the supply of electricity» (art. 5.º, n.º 2), que as medidas de combate à pobreza energética se inscrevam «in social security systems» (art. 28.º, n.º 2) e que as intervenções públicas não imponham «additional costs for market participants in a

¹⁶⁵ERSE, apresentação à Assembleia da República, 14 de janeiro de 2026, cit.

¹⁶⁶Conselho Tarifário, Parecer sobre a proposta de Regulamento Tarifário do setor elétrico (Consulta Pública n.º 134), 2025, pp. 5-6 e 14-16: <https://www.erse.pt/media/3xwbczib/parecer-conselho-tarifario.pdf>

¹⁶⁷Resolução do Conselho de Ministros n.º 11/2024, de 8 de janeiro (Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050); DGEG, «Pobreza energética — contexto nacional».

¹⁶⁸ERSE, «Tarifa Social na Eletricidade em 2026 — exemplo numérico e perguntas frequentes», janeiro de 2026: <https://www.erse.pt/media/02gh5y04/tarifa-social-eletricidade-jan2026.pdf>; ERSE, «ERSE aprova diretiva de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade de 2026» (Diretiva n.º 12-A/2025), dezembro de 2025 (custo total de 137 M€; 35 % suportados pelos produtores, 0,283 €/kVA.mês), e 65 % pelos comercializadores, 0,20666 €/kWh); ERSE, Documento justificativo da Consulta Pública n.º 124 (2024), Quadro I (129,39 M€ em 2024 e 134,48 M€ em 2025).

¹⁶⁹Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (alteração do modelo de financiamento da tarifa social de energia); Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação em vigor.

¹⁷⁰ERSE, Boletim de Comparação de Preços de Eletricidade Eurostat, 2S2025, cit.

discriminatory way» (art. 5.º, n.º 4).¹⁷¹ A Recomendação (UE) 2023/2407 privilegia medidas estruturais que ataquem as causas — a eficiência energética das habitações — e a utilização dos fundos da União;¹⁷² a ACER e o CEER recomendam apoios «via social protection mechanisms», dirigidos a quem mais precisa;¹⁷³ a Diretiva (UE) 2024/1711 acrescenta a proteção contra desconexões e prevê vales e subsídios financeiros.¹⁷⁴ O Fundo Social para o Clima disponibiliza até 65 mil milhões de euros para o período 2026-2032, com uma contribuição nacional mínima de 25 %, e o Plano Social para o Clima português prevê uma dotação até 1,6 mil milhões de euros para eficiência energética, renováveis, reabilitação de edifícios e mobilidade dirigidas às famílias e microempresas vulneráveis.¹⁷⁵¹⁷⁶

A AIP-CCI propõe, em consequência, que o financiamento da tarifa social e das restantes medidas de combate à pobreza energética seja assegurado pelo Orçamento do Estado, pelo Fundo Social para o Clima e pelas receitas dos leilões de licenças de emissão, e não por tarifas de acesso, custos de interesse económico geral ou obrigações sobre produtores e comercializadores; que se dê prioridade às medidas estruturais previstas na Estratégia Nacional; e que qualquer repercussão de encargos de regulação nas tarifas de acesso seja precedida de uma avaliação do seu impacto distributivo, com neutralização orçamental para os beneficiários da tarifa social.

3.9. A ausência de incentivos à boa gestão da banda de regulação

Nenhum ator do sistema é hoje premiado por reduzir o custo da banda de regulação e das restrições técnicas — e alguns são beneficiados pelo seu aumento. Os ERS estão fora dos proveitos permitidos da REN: apenas os «custos excecionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral» integram os custos de gestão do sistema do art. 114.º do Regulamento Tarifário, com acertos a dois anos remunerados à Euribor acrescida de spread; a CP 142 acrescenta um ajustamento provisório integral a um ano e a repercussão de até 40 % das restrições técnicas após PDBF na UGS I — um reforço do carácter de pass-through, sem qualquer teste de eficiência sobre a decisão de mobilizar.¹⁷⁷¹⁷⁸ O incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema para 2026-2029 tem duas componentes — a maximização das ofertas em serviços de sistema, com um prémio máximo da ordem de 1 milhão de euros, e a melhoria da previsão da produção renovável, com prémio ou penalidade de 1 milhão de euros — e nenhuma delas incide sobre o custo: a sua ordem de grandeza é inferior a 0,3 % dos ERS de 2025.¹⁷⁹ O Conselho Tarifário considerou que o modelo regulatório aplicado à atividade de gestão global do sistema «encontra-se desadequado».¹⁸⁰

¹⁷¹Diretiva (UE) 2019/944, cit.

¹⁷²Recomendação (UE) 2023/2407 da Comissão, de 20 de outubro de 2023, relativa à pobreza energética, pontos 5 a 7 e 23.

¹⁷³ACER/CEER, Market Monitoring Report 2024 — Energy Retail and Consumer Protection Volume, 30 de setembro de 2024, pp. 7-8.

¹⁷⁴Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024 (alteração das Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944), art. 28.º-A (proteção contra desconexões) e art. 66.º-A.

¹⁷⁵Regulamento (UE) 2023/955 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023, que cria o Fundo Social para o Clima, art. 8.º, n.º 2, art. 10.º, n.º 1 (65 mil milhões de euros para 2026-2032), e art. 15.º (contribuição nacional mínima de 25 %).

¹⁷⁶Governo de Portugal, consulta pública do Plano Social para o Clima (dotação até 1,6 mil milhões de euros, financiada em 75 % pela União Europeia e em 25 % por fundos nacionais), 2025.

¹⁷⁷ERSE, Regulamento Tarifário do setor elétrico (Regulamento n.º 2/2025, numeração ERSE, deliberação de 13 de outubro de 2025; Regulamento n.º 1218/2025, Diário da República, 2.ª série, n.º 216, de 7 de novembro de 2025), art. 114.º e Secção VIII do capítulo relativo ao operador da rede de transporte; ERSE, Anexo à CP 142, pp. 8-11.

¹⁷⁸ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 13-17.

¹⁷⁹ERSE, Parâmetros de regulação para o período 2026-2029, dezembro de 2025, secção 2.2.4 (Incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema): <https://www.erse.pt/media/dzdiigko/parâmetros-2026-2029.pdf>; REN, síntese da proposta da ERSE de tarifas e preços para 2026 e parâmetros para 2026-2029, outubro de 2025 (valor máximo do prémio da componente de maximização das ofertas de serviços de sistema: 1 Me; prémio/penalidade da componente de previsão renovável: ±1 Me).

¹⁸⁰ERSE, Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de tarifas e preços para 2026, dezembro de 2025, pp. 5 e 19: https://www.erse.pt/media/05rblpku/tse2026_comentários-ao-parecer-ct.pdf

Do lado dos prestadores, os produtores detentores de ciclos combinados recebem, em regime pay-as-bid, preços acima do mercado por mobilizações que a ERSE reconhece serem o instrumento mais oneroso, com vantagem para os agentes verticalizados;¹⁸¹ os comercializadores repercutem; os consumidores pagam sem poder influenciar. A disciplina existente — testes de disponibilidade e penalizações por incumprimento na BmFRR, perda de habilitação após três testes falhados, limitação trimestral do preço da banda secundária por referência espanhola — incide sobre a disponibilidade e sobre o preço unitário, não sobre o custo total do sistema.¹⁸²¹⁸³ Os comparadores mostram que é possível fazer diferente (Tabela 6): em Itália, a Terna partilha 12 % das poupanças e suporta 6 % dos excessos face a uma baseline de custos de despacho esterilizada dos preços do gás e do CO₂, tendo recebido 117,7 milhões de euros relativos a 2023 e 11,3 milhões relativos a 2024;¹⁸⁴ em Espanha, a retribuição da Red Eléctrica inclui incentivos, limitados a ± 2 % da retribuição base, sobre o volume de energia programada por restrições técnicas, a fixação eficiente do nível de reserva térmica e o volume de ofertas nos serviços auxiliares;¹⁸⁵ na Bélgica, a Elia pode receber até 4,2 milhões de euros por ano por objetivos anuais fixados pela CREG, incluindo a liquidez do aFRR;¹⁸⁶ no Reino Unido, o operador foi avaliado contra um benchmark de custos de balanço — 5 141 milhões de libras face a 5 424 milhões em 2023-2025 — e, desde a passagem à NESO pública, por uma avaliação anual de um painel independente, com efeito na remuneração dos dirigentes.¹⁸⁷¹⁸⁸

Sistema	Mecanismo de incentivo ao operador de sistema	Fonte
Portugal	ERS fora dos proveitos permitidos (pass-through aos agentes; com a CP 142, até 40 % das restrições após PDBF na UGS I). Incentivo IMDGGS 2026-2029 com duas componentes — maximização das ofertas em serviços de sistema (prémio máximo de cerca de 1 M€) e previsão da produção renovável (± 1 M€) — sem qualquer componente de custo	Regulamento Tarifário (art. 114.º e Secção VIII); Parâmetros 2026-2029; CP 142
Itália	Terna partilha 12 % das poupanças e suporta 6 % dos excessos face a uma baseline de custos de despacho esterilizada dos preços do gás e do CO ₂ ; prémios de 117,7 M€ (2023) e 11,3 M€ (2024)	ARERA, Deliberações 597/2021, 327/2024, 313/2025 e 554/2024
Espanha	Retribuição da Red Eléctrica com incentivos limitados a ± 2 % da retribuição base sobre o volume de energia programada por restrições técnicas, a fixação eficiente do nível de reserva térmica e o volume de ofertas nos serviços auxiliares	CNMC, Circulares 4/2019 e 1/2023
Bélgica	Incentivo anual da CREG à promoção do equilíbrio do sistema, até 4,2 M€, com objetivos como a liquidez do aFRR (≥ 80 % dos leilões com mais de 200/230 MW oferecidos) e a otimização da compra de capacidade aFRR/mFRR	CREG, Decisão (B)658E/95 (2025)

¹⁸¹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 7-8.

¹⁸²ERSE, Diretiva n.º 12/2023, cit.

¹⁸³ERSE, Diretiva n.º 20/2024, cit.

¹⁸⁴ARERA, deliberações sobre o incentivo à redução dos custos de despacho, cit.

¹⁸⁵CNMC, Circulares 4/2019 e 1/2023, cit.

¹⁸⁶CREG, Decisão (B)658E/95, cit.

¹⁸⁷Ofgem, BP2 end-scheme assessment — evidence chapters, setembro de 2025, pp. 4 e 12-13 (custos de balanço de 5 141 M€ contra um benchmark de 5 424 M€ no período 2023-2025; substituição do incentivo financeiro por um incentivo reputacional em outubro de 2024): <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-09/Evidence-chapters-BP2-end-scheme-assessment.pdf>

¹⁸⁸Ofgem, Decision on the enduring regulatory framework for NESO, agosto de 2025, pp. 19-20 e 27-47: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-08/Decision-on-the-enduring-regulatory-framework-for-NESO.pdf>; Ofgem, Performance Panel report on NESO's BP2 end-scheme performance, julho de 2025, pp. 4-7.

Sistema	Mecanismo de incentivo ao operador de sistema	Fonte
Reino Unido	Benchmark mensal público de custos de balanço (5 141 M€ contra 5 424 M€ em 2023-2025); incentivo financeiro (± 30 M€/–12 M€) substituído, com a passagem à NESO pública, por avaliação anual por painel independente ligada à remuneração dos dirigentes	Ofgem, BP2 end-scheme assessment (2025); Decision on the enduring regulatory framework for NESO (2025)

Tabela 6 — Incentivos ao operador de sistema sobre os custos de serviços de sistema: Portugal e comparadores. Fontes: ERSE, ARERA, CNMC, CREG e Ofgem (ver notas de rodapé).

A AIP-CCI propõe, por isso: um incentivo simétrico ao GGS sobre o custo total de serviços de sistema e restrições, com baseline esterilizada das variáveis exógenas (gás, CO₂, hidraulicidade), neutro em média e proporcional às poupanças efetivamente geradas para o consumidor; um benchmark mensal público e uma avaliação anual independente ligada à remuneração da gestão; incentivos ao volume de energia mobilizada por restrições e à liquidez dos leilões, nos moldes espanhol e belga; para os prestadores, limites ou benchmarks de oferta baseados em custos, obrigação de oferecer toda a capacidade disponível e supervisão ao abrigo do REMIT e do direito da concorrência, com devolução dos ganhos indevidos; para os comercializadores, a obrigação de repercussão transparente numa linha identificada; e a condição de que nenhuma repercussão nas tarifas de acesso ocorra sem que este quadro de incentivos esteja em vigor.

3.10. Ponto capital: o Estado, com competência técnica e económica, no gestor global do sistema; uma visão global vinculativa do SEN com indicadores auditáveis

As decisões de exploração do gestor global do sistema são tecnicamente fundamentadas, mas não são economicamente escrutinadas. A ERSE descreve as medidas que originaram o crescimento dos ERS como «fundamentada[s] pelo GGS», reconhece que o instrumento escolhido «acarreta custos proporcionalmente mais elevados», que o paradigma de decisão é «determinístico» e que a resposta regulatória chega com desfasamento;¹⁸⁹¹⁹⁰ o custo — 692,8 milhões de euros em 2025 — passa integralmente para os agentes e, com a CP 142, parcialmente para as tarifas. Falta um decisor público competente, capaz de atuar como juiz da balança entre a segurança do sistema, os custos das empresas e a proteção dos consumidores, dotado de uma visão vinculativa de curto, médio e longo prazo do SEN, alinhada com as metas europeias, e de indicadores de segurança e de estabilidade com racional simultaneamente técnico e económico.

A situação portuguesa

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. é concessionária, desde 2007 e por cinquenta anos, do transporte de eletricidade em muito alta tensão e da gestão técnica global do SEN,¹⁹¹ entidade que o Decreto-Lei n.º 15/2022 define como aquela que «procede à coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEN, de forma a assegurar (...) a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo».¹⁹² A 31 de dezembro de 2025, os acionistas qualificados da REN eram a State Grid Corporation of China (25 %), a Pontegadea (13,7 %), a Lazard Asset Management (6,6 %), a Fidelidade (5,32 %), a Corporación Masaveu (5,001 %) e a Redeia (5 %), com um limite estatutário de 25 % dos direitos de voto; o Estado saíra do capital em 2014.¹⁹³ Em agosto e setembro de 2026, a Párpública adquiriu a participação de 13,7 % da Pontegadea, conforme comunicado pela REN à

¹⁸⁹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 7-8.

¹⁹⁰ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., p. 25.

¹⁹¹REN, «Contexto regulatório» (concessão, por 50 anos e desde 2007, do transporte de eletricidade em muito alta tensão e da gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional): <https://www.ren.pt/pt-pt/sobre-nos/contexto-regulatorio>

¹⁹²Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional), art. 3.º (definição de «gestor global do SEN»), art. 9.º (obrigações de serviço público), arts. 123.º a 126.º (PDIRT-E) e art. 247.º (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento).

CMVM em 14 de agosto, 7 de setembro e 8 de setembro de 2026;¹⁹⁴ o Governo justificou publicamente a operação com a salvaguarda do interesse estratégico e com a participação nas decisões de investimento. A AIP-CCI regista esta decisão com interesse: ela valida, ao mais alto nível político, a necessidade de presença do Estado. Mas uma participação minoritária, inferior à do maior acionista, sem mandato técnico-económico explícito, sem representação qualificada nos órgãos sociais e sem acordo com os restantes acionistas de referência sobre as matérias de segurança e de custo, não garante por si só a presença efetiva do Estado na decisão do GGS.

Os instrumentos de planeamento do Estado não fixam hoje metas vinculativas ao gestor global do sistema. O Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento, elaborado pela DGEG, é um instrumento de diagnóstico: a edição de 2024 reconhecia que a norma de fiabilidade do art. 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 «não se encontra, ainda, definida a nível nacional», utilizava um LOLE igual ou inferior a 5 horas por ano como referência interna da REN e concluía que, com as taxas de utilização verificadas, «o funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás deixa de ser economicamente viável» sem um mecanismo de capacidade;¹⁹⁵ a DGEG indica agora uma norma de fiabilidade de 1,46 horas por ano, «conforme proposta da ERSE», sem que tenham sido publicados o instrumento formal e os valores do valor da energia não distribuída e do custo de nova entrada que a sustentam — uma norma mais exigente do que as 3 horas por ano adotadas na Bélgica, em França e na Grã-Bretanha, que, sem racional económico publicado, tende a legitimar uma exploração «reforçada» mais cara.¹⁹⁶ O PDIRT-E 2024, com 1 691,5 milhões de euros, não tinha aprovação integral em abril de 2026; a ERSE recomendou decisão definitiva de investimento apenas para 354 milhões de euros de projetos base, exigiu análise custo-benefício face a soluções de flexibilidade e pediu à REN que explicasse «os motivos pelos quais as previsões da procura constantes das anteriores propostas PDIRT-E não se concretizaram».¹⁹⁷ Não foi identificada qualquer auditoria da ERSE, da DGEG ou do Tribunal de Contas à necessidade, dimensão e custo das «condições reforçadas de segurança». O CEER, no seu relatório de novembro de 2025 sobre a supervisão do desenvolvimento das redes de transporte, conclui que «many regulators depend heavily on TSO-provided data due to limited in-house modelling capabilities, reinforcing information asymmetries» e que «around half of the NRAs lack authority to unilaterally amend NDPs».¹⁹⁸

Os modelos europeus e o modelo britânico

O Reino Unido oferece o exemplo mais completo de um operador de sistema público com competência técnica e mandato de planeamento. Desde 1 de outubro de 2024, a National Energy System Operator (NESO) é detida pelo Secretary of State for Energy Security and Net Zero, ao abrigo da Parte 5 do Energy Act 2023, com deveres legais de promoção da segurança de abastecimento, da neutralidade carbónica e da «efficiency and economy» (secção 163), de consideração dos impactos «whole-system» (secção

¹⁹³REN, Relatório de Governo Societário 2025, pp. 525-536 (participações qualificadas a 31 de dezembro de 2025; limite estatutário de 25 % dos direitos de voto; certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. pela ERSE, em 9 de setembro de 2014, em regime de separação completa jurídica e patrimonial): <https://www.ren.pt/media/pwnbaltu/ren-relatorio-governo-societario-2025.pdf>

¹⁹⁴REN, Comunicados à CMVM de 14 de agosto de 2026 («Contrato entre Pontegadea Inversiones, S.L. e Parpública, Participações Públicas, SGPS, S.A.»), de 7 de setembro de 2026 (participação qualificada da Pontegadea Inversiones, S.L.) e de 8 de setembro de 2026 (participação qualificada da Parpública – Participações Públicas (SGPS), S.A.): <https://www.ren.pt/investidores/comunicados-cmvm>

¹⁹⁵DGEG, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional (RMSA-E) 2024, horizonte 2025-2040, 18 de fevereiro de 2025, pp. 5, 10-13 e 34.

¹⁹⁶DGEG, «Monitorização da Segurança de Abastecimento» (norma de fiabilidade de 1,46 horas/ano para Portugal continental, conforme proposta da ERSE, com base nos estudos da AFRY sobre o indicador de norma de fiabilidade e da Qmetrics sobre o valor da energia não distribuída): <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/planeamento-energetico-e-seguranca-de-abastecimento/seguranca-de-abastecimento/monitorizacao-da-seguranca-de-abastecimento/>

¹⁹⁷ERSE, Parecer à proposta de PDIRT-E 2024, cit.

¹⁹⁸CEER, «NRA Oversight on Electricity Transmission Grid Development and Investment», 5 de novembro de 2025: <https://www.ceer.eu/publication/nra-oversight-on-electricity-transmission-grid-development-and-investment/>

164) e de observância de uma Strategy and Policy Statement do Governo (secção 165).¹⁹⁹²⁰⁰ O Governo encomendou-lhe o Strategic Spatial Energy Plan, com a regra de que «the Secretary of State makes final pathway decisions» e de que «Ofgem provides independent consumer-focused advice», e a Ofgem dirige o Centralised Strategic Network Plan; a versão final do plano espacial está prevista para o outono de 2027 e o primeiro plano de rede completo para 2028.²⁰¹ O racional oficial da reforma é claro: a perceção de um conflito de interesses num operador integrado num grupo com interesses comerciais «itself creates inefficiency», e o operador deve dispor de «impartial, whole-system expertise», sendo «free from actual or perceived conflicts of interest» e dotado de «operational independence from government».²⁰² A Ofgem substituiu o incentivo financeiro por «a public evaluative assessment, focussed on NESO's achievement of Performance Objectives and its delivery of value for money», conduzida por um painel independente e com ligação à remuneração dos dirigentes, e a NESO reporta mensalmente os custos de balanço contra um benchmark, desagregados por restrições térmicas, tensão e inércia.²⁰³²⁰⁴

Na Europa continental, a presença de um acionista público qualificado no operador de sistema é a regra. A TenneT é integralmente detida pelo Estado neerlandês, através do Ministério das Finanças, que manteve direitos de veto na TenneT Germany após a entrada de investidores institucionais e do KfW em 2025-2026;²⁰⁵ a Elia tem como acionista de referência a holding municipal Publi-T, com 44,75 %, e o seu Plano Federal de Desenvolvimento 2024-2034 foi aprovado pela Ministra federal da Energia após parecer da CREG;²⁰⁶ a Statnett, a Energinet, a EirGrid e a Svenska kraftnät são integralmente públicas, e a Fingrid é detida pelo Estado finlandês em 59,47 % do capital e 81,48 % dos votos;²⁰⁷ a RTE é detida pela EDF (50,1 %), pela Caisse des Dépôts (29,9 %) e pela CNP (20 %), com um representante do Estado no Conselho de Supervisão, e opera no quadro de uma Programação Plurianual da Energia vinculativa;²⁰⁸ a Terna é controlada pela CDP Reti, participada maioritariamente pela Cassa Depositi e Prestiti;²⁰⁹ na Alemanha, o KfW detém 20 % da 50Hertz e 25,1 % da TenneT Germany, e o plano de desenvolvimento da rede, confirmado pela Bundesnetzagentur, é vertido em lei federal;²¹⁰ em Espanha, a SEPI detém 20 % da Redeia, com um mínimo legal de 10 %, a planificação da rede de transporte tem «carácter vinculante» e é aprovada pelo Governo, e a lei impõe o abastecimento «al mínimo coste».²¹¹ Nenhum destes modelos colide com a separação patrimonial exigida pelos arts. 43.º e seguintes da Diretiva (UE) 2019/944, ao abrigo da qual a REN foi certificada em 2014.²¹²²¹³

¹⁹⁹Energy Act 2023 (Reino Unido), Parte 5 — Independent System Operator and Planner, secções 162 a 165 e 171:

<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52/part/5>

²⁰⁰Governo do Reino Unido (DESNZ), «New publicly owned National Energy System Operator to pave the way to a clean energy future», 13 de setembro de 2024: <https://www.gov.uk/government/news/new-publicly-owned-national-energy-system-operator-to-pave-the-way-to-a-clean-energy-future>; Ofgem, Decision notice to establish the National Energy System Operator, 13 de setembro de 2024.

²⁰¹DESNZ, Strategic Spatial Energy Plan — commission to NESO, cit.

²⁰²BEIS/Ofgem, Energy Future System Operator — consultation, julho de 2021, pp. 10, 12, 14 e 24, e Government response, abril de 2022, pp. 6 e 13.

²⁰³Ofgem, Decision on the enduring regulatory framework for NESO, cit.

²⁰⁴NESO, Monthly Balancing Cost Report — July 2026, cit.

²⁰⁵TenneT, Integrated Annual Report 2025, e Governo dos Países Baixos, cit.

²⁰⁶Elia Group, estrutura acionista, e Federal Development Plan 2024-2034, cit.

²⁰⁷Statnett, Fingrid, Energinet, EirGrid e Svenska kraftnät, cit.

²⁰⁸RTE, «Gouvernance», cit.

²⁰⁹CDP, «CDP Reti», cit.

²¹⁰50Hertz e Netzentwicklungsplan, cit.

²¹¹Redeia, estrutura acionista, e Ley 24/2013, cit.

²¹²Diretiva (UE) 2019/944, cit.

²¹³REN, Relatório de Governo Societário 2025, cit.

O direito da União fornece, além disso, os instrumentos de que o Estado e o regulador podem servir-se. A Diretiva (UE) 2019/944 atribui ao regulador o dever de assegurar que a prestação de serviços de sistema é realizada «in the most economic manner possible» (art. 59.º, n.º 7, alínea b)) e de monitorizar os planos de investimento do operador (art. 59.º, n.º 1); o Regulamento (UE) 2019/943 exige que a norma de fiabilidade seja fixada pelo Estado-Membro, sob proposta do regulador, com base no valor da energia não distribuída e no custo de nova entrada (art. 25.º), e que o redespacho seja reportado anualmente (art. 13.º, n.º 4); o Regulamento (UE) 2024/1747 impõe uma avaliação nacional das necessidades de flexibilidade (art. 19.º-E); o Regulamento (UE) 2017/1485 fixa indicadores de qualidade de frequência e prevê a determinação de uma inércia mínima por área síncrona (arts. 127.º a 131.º e 39.º, n.º 3).²¹⁴²¹⁵²¹⁶²¹⁷ Em Portugal não existe qualquer indicador público que ligue o nível de segurança escolhido pelo GGS — unidades síncronas mínimas, reserva firme, inércia, tensão — ao seu custo em euros por MWh e ao racional económico subjacente.

O que a AIP-CCI propõe

A AIP-CCI não propõe a renacionalização do operador nem a subordinação da operação técnica a decisões políticas de curto prazo, incompatíveis com a independência operacional que o direito da União e a segurança do sistema exigem. Propõe que o Estado assuma, com competência técnica e económica própria, o papel de decisor e de juiz da balança que hoje ninguém exerce, através de seis medidas. **Primeira**, um Plano de Sistema plurianual, aprovado por Resolução do Conselho de Ministros e apreciado pela Assembleia da República, que integre o PDIRT-E, o RMSA-E, a avaliação das necessidades de flexibilidade e o mecanismo de capacidade, com metas vinculativas e indicadores auditáveis — norma de fiabilidade com valor da energia não distribuída e custo de nova entrada publicados; inércia mínima e recursos síncronos por área, com teto de custo; custo dos encargos de regulação em euros por MWh e em milhões de euros por ano, com benchmark; energia renovável restringida; prazos de execução — alinhados com o PNEC 2030 e com as metas europeias. **Segunda**, a presença qualificada do Estado no gestor global do sistema, utilizando a participação da Parpública para assegurar representação nos órgãos de administração e de fiscalização com perfil técnico-económico, um acordo com os restantes acionistas de referência sobre as matérias de segurança, estabilidade e custo, e uma unidade técnica pública, na DGEG e na ERSE, com capacidade própria de modelização, apta a auditar, verificar e decidir. **Terceira**, a obrigação de fundamentação técnica e económica de todas as decisões de exploração com impacto tarifário — operação reforçada, dimensionamento de reservas, lote térmico —, com análise de alternativas e custo por opção, publicada mensalmente, e um relatório anual de redespacho com recomendações da ERSE. **Quarta**, uma avaliação pública anual do desempenho do GGS por um painel independente, com representação dos consumidores industriais, dos comercializadores, dos produtores e da academia, e com efeito na remuneração da gestão. **Quinta**, a coordenação ibérica de indicadores de controlo de tensão e de repartição dos custos de estabilidade transfronteiriça no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL. **Sexta**, uma auditoria independente aos encargos de regulação de 2024 a 2026, incluindo a necessidade, a dimensão e o custo das «condições reforçadas de segurança». É importante colocar na agenda nacional a capacidade de o Estado intervir e decidir no SEN como um todo, com especial relevo no gestor global do sistema, em alinhamento com os interesses nacionais — e o momento, com o Estado de regresso ao capital da REN, é o adequado.

²¹⁴Diretiva (UE) 2019/944, cit.

²¹⁵Regulamento (UE) 2019/943, cit.

²¹⁶Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no respeitante à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, art. 19.º-E (avaliação das necessidades de flexibilidade).

²¹⁷Regulamento (UE) 2017/1485, cit.

PARTE IV — PROPOSTAS E CONTRIBUTOS DA AIP-CCI

4.1. Propostas relativas às medidas em consulta

Relativamente às cinco medidas da CP 142, a AIP-CCI propõe:

1. **Lote térmico de BmFRR.** Definir a «firmeza» de forma tecnologicamente neutra, abrindo o lote à hídrica com albufeira e bombagem, ao armazenamento, à agregação e à resposta da procura, com critérios verificáveis, em conformidade com o art. 13.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/943 e com o art. 40.º da Diretiva (UE) 2019/944;²¹⁸²¹⁹ publicar previamente, e submeter a comentários, a proposta técnica do GGS sobre a quantidade a contratar; realizar uma avaliação prévia do risco de poder de mercado (índices de concentração e de pivotalidade) antes de cada convocatória; ancorar o preço de reserva em custos fixos auditados e não em «condições do mercado»; fixar um limite de quota por grupo empresarial e a obrigação de oferecer toda a capacidade disponível; publicar as ofertas anonimizadas no prazo de uma hora após os resultados, nos termos do art. 12.º do Regulamento (UE) 2017/2195;²²⁰ e assegurar supervisão específica ao abrigo do REMIT e do direito da concorrência, com devolução dos ganhos indevidos. O lote não deve ser aplicado antes de estas salvaguardas estarem em vigor.
2. **Produto de cobertura.** Garantir condições de liquidez e acessibilidade, incluindo rácios mínimos de disponibilização, requisitos de garantias proporcionais à dimensão dos agentes e um regime de governação e auditoria independente do índice de liquidação publicado pelo GGS, com a referência quarto-horária do ERS disponibilizada em dados abertos; e impedir que o produto sirva para transferir para os consumidores o risco de gás e de CO2 dos adjudicatários do lote térmico.
3. **Repercussão nas tarifas de acesso às redes.** Condicionar a repercussão parcial dos ERS na UGS I a cinco requisitos cumulativos: identificação separada da parcela na tarifa e na fatura, numa linha «custos de segurança e estabilidade do sistema»; existência prévia de um incentivo ao GGS sobre o custo dos serviços de sistema; previsões prudentes, revistas semestralmente, com reporte público dos custos de restrições técnicas; avaliação prévia do impacto tarifário por tipologia de consumidor — com particular atenção aos eletrointensivos e aos beneficiários da tarifa social — e neutralização orçamental dos efeitos sobre estes últimos; e cláusula de revisão associada à eficácia demonstrada das restantes medidas na redução dos custos na origem.
4. **Tarifa de acesso às redes de gás nas mobilizações de ciclos combinados.** Instituir verificação ex post da repercussão efetiva do desconto nas ofertas dos centros eletroprodutores mobilizados, com supervisão ativa no âmbito do REMIT, quantificação pública anual da transferência entre setores — a ERSE estima 14,6 milhões de euros de perda de receita no primeiro semestre de 2026²²¹ — e publicação agregada dos resultados.
5. **Projeto-piloto.** Elevar o piloto a programa plurianual vinculativo, com publicação e consulta da proposta da REN até ao final de 2026, indicadores públicos obrigatórios (quilómetros de linhas em exploração dinâmica, MW de capacidade adicional, redução das restrições técnicas em MWh e em euros, percentagem de restrições resolvidas com recursos de mercado, manobras de topologia otimizadas), operação probabilística do critério N-1, pilotos de armazenamento como ativo de rede e de baterias com capacidade de formação de rede, integração com a rede de distribuição e com os agregadores, relatório trimestral público, avaliação independente e mecanismo de partilha de benefícios.

²¹⁸Regulamento (UE) 2019/943, cit.

²¹⁹Diretiva (UE) 2019/944, cit.

²²⁰Regulamento (UE) 2017/2195, cit., art. 12.º.

²²¹ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 17-25.

4.2. Propostas transversais

Para além das medidas em consulta, a AIP-CCI propõe que a ERSE, no âmbito das suas competências, e o Governo, no âmbito das suas, adotem as seguintes medidas:

6. **Transparência da contratação de serviços de sistema.** Publicação das ofertas anonimizadas de capacidade e de energia de balanço no prazo de uma hora após os resultados; publicação dos resultados completos dos leilões de BmFRR e do mercado diário de banda secundária (volumes oferecidos e adjudicados, preços de fecho, número de licitantes e adjudicatários, quotas por tecnologia e por grupo, capacidade não atribuída) em dados abertos no REN Data Hub; verificação e publicação, pela ERSE, do cumprimento dos Regulamentos (UE) n.º 543/2013 e 2017/2195 na Plataforma de Transparência da ENTSO-E.²²²²²³
7. **Relatório trimestral de monitorização dos serviços de sistema pela ERSE,** com índices de concentração e de pivotalidade, mark-ups face aos custos evitáveis, custo por MW e por tecnologia, contraste entre volumes contratados e necessidades dimensionadas, convergência de preços com Espanha e liquidez dos leilões; e um protocolo de cooperação entre a ERSE e a Autoridade da Concorrência para a supervisão destes mercados.
8. **Fundamentação técnica e económica das decisões de exploração.** Relatório mensal do GGS com a fundamentação das «condições reforçadas de segurança» — unidades síncronas mínimas por área, critério aplicado, horas, energia mobilizada, custo e alternativas consideradas —, separando os custos de balanço dos custos de estabilidade (tensão, inércia, potência de curto-circuito) e identificando a fração de origem transfronteiriça; e relatório anual de redespacho nos termos do art. 13.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943, com síntese e recomendações publicadas pela ERSE.²²⁴
9. **Serviços de estabilidade contratados por concurso e tecnologicamente neutros.** Criação de um produto de inércia, potência de curto-circuito, tensão dinâmica e compensação síncrona, aberto à hídrica síncrona e à bombagem, aos compensadores síncronos e às baterias com capacidade de formação de rede, com comparação pública do custo por MVA-s e por MW de cada opção; integração da programação da bombagem na gestão da estabilidade, como alternativa ao «must-run» térmico; e publicação, por área da rede de transporte, das necessidades e dos recursos síncronos disponíveis.
10. **Coordenação ibérica.** Iniciativa da ERSE, no Conselho de Reguladores do MIBEL e em articulação com a CNMC, para a adoção de indicadores comuns de cumprimento das obrigações de controlo de tensão, para a monitorização do faseamento do novo procedimento de operação 7.4 espanhol e para um mecanismo de repartição dos custos de estabilidade de origem transfronteiriça, em linha com as recomendações do painel de peritos da ENTSO-E sobre a harmonização das gamas de tensão e das práticas de regulação.²²⁵
11. **Custo de segurança explícito na fatura.** Alteração do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário para a criação de uma linha autónoma «custos de segurança e estabilidade do sistema» nas faturas e nos resumos mensais dos clientes em MAT, AT, MT e BTE, com publicação mensal do valor em euros por MWh e previsão trimestral ex ante.²²⁶
12. **Incentivos à boa gestão da banda de regulação.** Incentivo simétrico ao GGS sobre o custo total de serviços de sistema e restrições, com baseline esterilizada das variáveis exógenas e neutro em média; benchmark mensal público; avaliação anual independente com efeito na remuneração

²²²Regulamento (UE) n.º 543/2013, cit., art. 17.º.

²²³Regulamento (UE) 2017/2195, cit., art. 12.º.

²²⁴Regulamento (UE) 2019/943, cit.

²²⁵ENTSO-E, Expert Panel Final Report, cit.

²²⁶ERSE, Regulamento de Relações Comerciais, cit.

da gestão; incentivos ao volume de energia mobilizada por restrições e à liquidez dos leilões; limites de oferta baseados em custos e obrigação de oferta integral para os prestadores; repercussão transparente pelos comercializadores; e revisão do limiar de 1 MW por unidade física, com simplificação da habilitação da procura e dos agregadores.

13. **Pobreza energética.** Financiamento da tarifa social e das medidas de combate à pobreza energética pelo Orçamento do Estado, pelo Fundo Social para o Clima e pelas receitas dos leilões de licenças de emissão, e não por tarifas, custos de interesse económico geral ou obrigações sobre produtores e comercializadores; prioridade às medidas estruturais da Estratégia Nacional 2023-2050; e avaliação do impacto distributivo de qualquer repercussão de encargos de regulação nas tarifas de acesso.²²⁷²²⁸
14. **Plano de Sistema plurianual vinculativo,** aprovado por Resolução do Conselho de Ministros e apreciado pela Assembleia da República, integrando o PDIRT-E, o RMSA-E, a avaliação das necessidades de flexibilidade prevista no art. 19.º-E do Regulamento (UE) 2024/1747 e o mecanismo de capacidade, com metas e indicadores auditáveis de segurança, estabilidade e custo — norma de fiabilidade com valor da energia não distribuída e custo de nova entrada publicados, inércia mínima e recursos síncronos por área com teto de custo, custo dos encargos de regulação com benchmark, energia renovável restringida e prazos de execução —, alinhados com o PNEC 2030 e com as metas europeias.²²⁹²³⁰
15. **Presença qualificada do Estado no gestor global do sistema.** Utilização da participação da Parpública na REN para assegurar representação nos órgãos de administração e de fiscalização com perfil técnico-económico, acordo com os restantes acionistas de referência sobre as matérias de segurança, estabilidade e custo, e criação de uma unidade técnica pública, na DGEG e na ERSE, com capacidade própria de modelização; avaliação pública anual do desempenho do GGS por um painel independente; e auditoria independente aos encargos de regulação de 2024 a 2026, incluindo a necessidade, a dimensão e o custo das «condições reforçadas de segurança».

4.3. Propostas estruturais: capacidade firme de baixo carbono e equilíbrio do sistema

A causa de fundo do crescimento dos ERS é o desequilíbrio entre um parque produtor crescentemente dominado por renováveis não despacháveis e a insuficiência de recursos firmes, flexíveis e síncronos para garantir a segurança da exploração. A eletrificação dos consumos — mobilidade, climatização, indústria — acentuará este desequilíbrio, aumentando simultaneamente a procura de ponta e a dependência de recursos de balanço. Neste contexto, a AIP-CCI considera que as chamadas energias de fundo de baixo carbono devem ser assumidas como parte integrante da solução, e não como alternativa às renováveis: por um lado, o **gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCS)**, tecnologia enquadrada pela Diretiva 2009/31/CE e pela Estratégia Europeia de Gestão Industrial do Carbono, que permite manter capacidade despachável essencial à resolução de restrições técnicas com emissões substancialmente reduzidas — beneficiando da infraestrutura de gás existente e da experiência europeia acumulada em armazenamento geológico;²³¹ por outro, o **nuclear de reatores modulares (SMR)**, cuja implantação a Comissão Europeia procura acelerar através da Aliança Industrial Europeia para os SMR (2024) e da estratégia dedicada de março de 2026, que aponta para os primeiros projetos europeus no início da década de 2030 e para um potencial de 17 a 53 GW de capacidade

²²⁷Diretiva (UE) 2019/944, cit.

²²⁸Regulamento (UE) 2023/955, cit.

²²⁹Regulamento (UE) 2024/1747, cit., art. 19.º-E.

²³⁰Regulamento (UE) 2019/943, cit.

²³¹Comissão Europeia, Estratégia para a Gestão Industrial do Carbono (COM(2024) 62) e Diretiva 2009/31/CE (armazenamento geológico de CO₂): https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management_en

instalada na UE em 2050, fornecendo eletricidade e calor de baixo carbono com perfil de produção estável.²³² A estas soluções acresce, no imediato e sem custo de combustível, o recurso síncrono nacional já existente — a hídrica com albufeira e a bombagem — cujo papel é desenvolvido na secção 3.5.

O contributo destas tecnologias para o SEN — diretamente, no caso do gás com CCS e da hídrica, ou por via ibérica e do mercado interno, no caso do nuclear — seria triplo: reforço da segurança de abastecimento e da estabilidade da produção; redução estrutural dos custos de restrições técnicas e de reserva, hoje suportados por mobilizações extraordinárias de centrais a gás sem captura; e, por essa via, contenção da trajetória das tarifas de acesso às redes, na medida em que a CP 142 passará a incorporar parte dos ERS na UGS. A experiência comparada confirma esta relação: os sistemas com maior disponibilidade de capacidade firme de baixo carbono apresentam menores encargos de sistema e menor volatilidade de preços. A AIP-CCI propõe, assim, que o Governo e a ERSE promovam, em articulação com o planeamento energético nacional e com os instrumentos europeus disponíveis, uma avaliação técnico-económica independente do papel do gás natural com CCS, dos SMR e da nova capacidade de bombagem na garantia de capacidade firme e síncrona do sistema ibérico, incluindo o respetivo impacto na trajetória dos ERS e das TAR no horizonte 2030-2040.

Complementarmente, a AIP-CCI reitera três propostas estruturais:

16. Instituir um mecanismo de capacidade transparente e tecnologicamente neutro, aberto a geração firme, armazenamento e resposta da procura, que substitua progressivamente a contratação extraordinária de reservas como forma implícita de remuneração da capacidade — necessidade que a própria ERSE e a DGEG reconhecem.²³³²³⁴
17. Valorizar a flexibilidade da procura industrial, simplificando a habilitação de consumidores e agregadores à prestação de serviços de sistema e criando sinais tarifários horários eficientes, em linha com as recomendações da ACER sobre tarifas de rede com diferenciação temporal.²³⁵
18. Reforçar a resiliência física das redes de transporte e distribuição no planeamento de investimentos, dado que parte relevante dos encargos recentes decorre de fragilidades das infraestruturas face a eventos climáticos extremos, e acompanhar a implementação do Pacote Europeu de Redes e do Plano de Ação para a Eletrificação, mobilizando os instrumentos de financiamento europeus para minimizar o impacto tarifário do ciclo de investimento.²³⁶²³⁷

4.4. Conclusão

A AIP-CCI acolhe favoravelmente a iniciativa da ERSE e o sentido geral da proposta em consulta, que reconhece a gravidade do impacto dos encargos de regulação na competitividade das empresas e na acessibilidade da energia às famílias. As medidas propostas melhoram a previsibilidade e a repartição dos custos, mas não os reduzem na origem, e algumas — o lote térmico e a repercussão nas tarifas — só devem avançar acompanhadas das salvaguardas de transparência, de neutralidade tecnológica, de incentivo e de identificação do custo na fatura que este contributo detalha. O benchmark europeu demonstra que Portugal dispõe hoje de uma posição competitiva em preço de eletricidade que importa defender ativamente — e que essa defesa exige, para além do aperfeiçoamento das medidas

²³²Comissão Europeia, «Small modular reactors explained» e Estratégia Europeia para os SMR (março de 2026):

https://energy.ec.europa.eu/topics/nuclear-energy/small-modular-reactors/small-modular-reactors-explained_en ;

https://energy.ec.europa.eu/news/commission-unveils-strategy-bring-europes-first-smrs-online-early-2030s-2026-03-10_en

²³³ERSE, Documento Justificativo da CP 142, cit., pp. 7-8.

²³⁴DGEG, RMSA-E 2024, cit.

²³⁵ACER, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, cit.

²³⁶Comissão Europeia, European Grids Package, cit.

²³⁷Comissão Europeia, Plano de Ação para a Eletrificação, cit.

em consulta, uma estratégia estrutural de capacidade firme e síncrona de baixo carbono, de flexibilidade e de resiliência das redes, capaz de sustentar a eletrificação dos consumos sem sacrificar a segurança de abastecimento nem transferir para as tarifas de acesso um encargo crescente e regressivo.

Sobretudo, a experiência de 2024-2026 demonstra que o problema não é apenas de desenho de mercado: é de governação. Enquanto as decisões que determinam centenas de milhões de euros anuais de encargos forem tomadas sem fundamentação económica pública, sem indicadores auditáveis e sem um decisor público com competência técnica e económica para as escrutinar e arbitrar, nenhuma reforma regulatória será suficiente. O regresso do Estado ao capital do gestor global do sistema abre a oportunidade de corrigir esta lacuna; importa que seja acompanhado de um mandato, de um plano de sistema vinculativo e de uma capacidade técnica pública à altura da responsabilidade. A AIP-CCI reitera a sua inteira disponibilidade para colaborar com a ERSE e com o Governo no aprofundamento destas matérias, em representação das empresas suas associadas, e acompanhará com atenção o relatório da consulta pública e a regulamentação que vier a ser aprovada.