

## PARECER

### **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>1</sup>

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 15 de outubro de 2024, o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025*”<sup>2</sup> (Proposta), devendo o CT emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de novembro, conforme disposto no artigo 48º n.º 3 dos Estatutos da ERS na redação em vigor, e no artigo 207º n.º 6 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, (RT), na redação em vigor.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”, concretizado em 06 de novembro de 2024.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

### **I – GENERALIDADE**

#### **A. Contexto**

As tarifas e preços a vigorarem em 2025, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025. Em concreto, devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário (RT) em vigor, assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

#### **B. Comunicação dos Impactos Tarifários e Dossier ERSE explica**

O CT regista positivamente a clareza implementada pela ERSE, quer no Comunicado emitido em 15 de outubro sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2025”, quer nos esclarecimentos complementares plasmados, na mesma data, no dossier “ERSE explica – 11 perguntas & 11 respostas”.

---

<sup>1</sup> Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>2</sup> Comunicação PCA da ERSE, de 15 outubro/2024, N/ Ref: ET/2024/1748/PL/Msb

## II – ESPECIALIDADE

### A. Ponto prévio

O CT releva que a ERSE, submeteu a este Conselho várias consultas, quase em simultâneo, solicitando a emissão dos respetivos pareceres, como se discrimina:

- a) “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2025” – entre 15 de outubro e 15 de novembro de 2024;
- b) “Proposta de Tarifas e Proveitos da EGME para 2025” – entre 15 de outubro e 15 de novembro de 2024;
- c) CP n.º 123 – “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário” – entre 15 de outubro e 27 de novembro de 2024;
- d) CP n.º 124 – “Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa Social em 2025 e ajustamentos de anos anteriores” – entre 23 de outubro e 22 de novembro de 2024;
- e) CP n.º 125 – “Projeto de Diretiva - Regras relativas à realização de leilões a prazo de produção de eletricidade com regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração por parte do agregador de último recurso” – entre 31 de outubro e 13 de dezembro de 2024;

O CT salienta que apenas as consultas a), b) e d) suprarreferidas, têm prazos de consulta legalmente estabelecidos, que determinam estas sobreposições.

Atento o facto de muitas matérias se interligarem, o que pode prejudicar as conclusões e opiniões apresentadas por este Conselho nos seus Pareceres e, conseqüentemente a respetiva consideração pela ERSE nos seus documentos finais, é entendimento do CT que a ERSE deve procurar antecipar as Consultas que, não estando sujeitas a prazos legalmente estabelecidos, minimizem o anteriormente exposto.

Reforçando o exposto no parágrafo anterior, o CT destaca que, as CP n.º 123 e CP n.º 125 podiam ter ocorrido em prazo anterior a outubro de 2024, encontrando-se concluídas aquando da elaboração pela ERSE das propostas explicitadas em a) e b), incluindo assim a título definitivo o resultado desta CP n.º 123, ao invés de incluir por antecipação a sua conclusão, o que pode retirar o merecimento dos princípios subjacentes a uma Consulta Pública.

### B. Considerações iniciais

- 1. A proposta de tarifas e preços para 2025 decorre num contexto muito incerto, resultante da volatilidade dos mercados de energia, e com novos desafios geopolíticos.
- 2. Por esses motivos, o CT reitera o seu comentário constante do Parecer sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024” e recomenda que a ERSE, além de monitorizar em permanência, utilize os mecanismos que tem à disposição para, de forma mais célere, efetuar eventuais atualizações tarifárias que possam minimizar o potencial aumento dos desvios.
- 3. O CT não pode deixar de realçar, na proposta em apreço, a ausência de qualquer referência ao novo mecanismo automático que a ERSE se encontrava a analisar (aquando da fixação excecional de tarifas

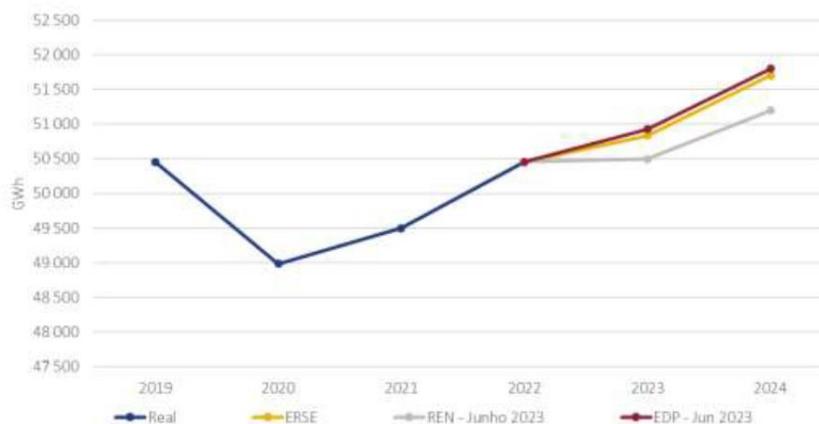
de maio de 2024), que permita uma atualização gradual das tarifas de acesso às redes (TAR) e das tarifas de energia (TE), de forma a fazer face à volatilidade dos preços grossistas de energia elétrica.

4. O CT considera premente que a ERSE apresente esse mecanismo, evitando que se criem grandes desvios e consequentes ajustamentos com impacto tarifário significativo.

**C. Estimativa da Procura na fixação de Tarifas para 2025**

1. Na definição de proveitos e tarifas para 2024, a ERSE assumiu, como base, as estimativas de consumo referido à emissão de 50.836 GWh para 2023 e de 51.703 GWh para 2024, as quais representavam uma variação anual de, respetivamente, 0,8% e 1,7%, tendo por base um consumo de 2022, determinado na altura, de 50.455 GWh (figura abaixo).

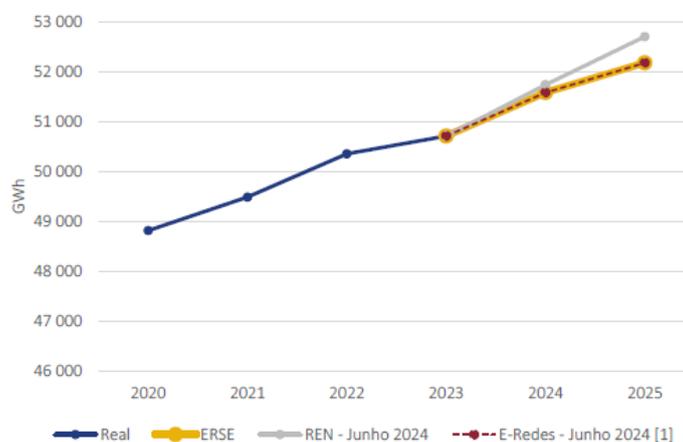
Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2024, pág.12

2. Por sua vez, na proposta de tarifas para 2025 objeto da presente consulta, a ERSE considera o consumo referido à emissão para 2023 de 50.710 GWh (próximo do valor estimado no ano anterior para 2023), assim como as estimativas de consumo para 2024 e 2025, respetivamente, de 51.582 GWh e 52.179 GWh (variações anuais de 1,7% e 1,2%, respetivamente), conforme visível na figura abaixo.

Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2024, pág.12

3. Analisando a informação prestada pela ERSE, verifica-se que seguiu, no cálculo tarifário para 2025, as previsões dos fornecimentos de energia elétrica, por nível de tensão, fornecidos pela E-REDES, conforme se pode observar no quadro abaixo.

Quadro 3-4 - Previsões do consumo de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta E-Redes junho 2024		ERSE Tarifas 2025		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2022	2023	2024	2025	2024	2025	2024	2025
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO<sup>4</sup></b>	<b>49 727</b>	<b>49 925</b>	<b>50 803</b>	<b>51 469</b>	<b>50 803</b>	<b>51 469</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
- Bombagem abastecida pela RND	42	42	43	42	43	42	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	34	44	41	43	41	43	0	0
- Consumos associados a Projeto Piloto	11	14	8	11	8	11	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 222	3 934	4 074	4 247	4 074	4 247	0	0
(Perdas/Fornecimentos)	0,01%	0,01%	9,20%	9,49%	9,22%	9,51%		
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO</b>	<b>45 419</b>	<b>45 891</b>	<b>46 637</b>	<b>47 127</b>	<b>46 637</b>	<b>47 127</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Variação média anual)	1,6%	1,0%	1,6%	1,1%	1,6%	1,1%		
BT	21 476	22 216	22 512	22 846	22 512	22 846	0	0
(Variação média anual)	1,2%	3,4%	1,3%	1,5%	1,3%	1,5%		
MT	14 892	14 685	14 885	15 016	14 885	15 016	0	0
(Variação média anual)	3,4%	-1,4%	1,4%	0,9%	1,4%	0,9%		
AT	6 809	6 622	6 773	6 795	6 773	6 795	0	0
(Variação média anual)	0,3%	-2,7%	2,3%	0,3%	2,3%	0,3%		
MAT	2 242	2 368	2 467	2 471	2 467	2 471	0	0
(Variação média anual)	-1,8%	5,6%	4,2%	0,1%	4,2%	0,1%		

<sup>4</sup> Inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT, o consumo ilícito recuperado e o consumo associado à participação no projeto piloto do mercado de reserva de regulação.

Fonte: Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2024, pág.13

4. A ERSE explicita que não são considerados no cálculo das TAR o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND (decorrente da isenção do pagamento de TAR prevista no n.º 1 do artigo 54.º do RT), a recuperação de consumo ilícito (uma vez que a sua faturação é efetuada através de procedimentos autónomos e não pelos procedimentos normais de leitura dos contadores e correspondente faturação), nem os consumos associados à participação no projeto-piloto do mercado de reserva de regulação.
5. Relativamente às Regiões Autónomas, na definição do nível de consumo para os anos de 2024 e 2025, a ERSE aceitou as previsões das empresas reguladas das RA. Assim, a proposta em apreço, prevê para

a RAA crescimentos de 1,2% e 0,5% para 2024 e 2025, respetivamente, e para a RAM crescimentos de 1,9% em 2024 e de 1,0% em 2025.

6. O CT considera adequados os pressupostos e as previsões de consumo utilizadas pela ERSE na fixação das tarifas para 2025.

#### **D. Taxa de Inflação**

1. De acordo com a redação do RT que vigorou até 28 de julho de 2023, a formulação dos proveitos permitidos para um ano  $t$  (publicada em dezembro de  $t-1$ ) tinha por base o deflator do PIB verificado entre o 3.º trimestre de  $t-2$  e o 2.º trimestre de  $t-1$ , apurado pelo INE (IPIB $_t$ );
2. Neste modelo, que vigorou até à formulação dos proveitos para 2023, a ERSE usava a primeira publicação de IPIB $_t$ , publicada em agosto de  $t-1$ , para apuramento dos proveitos permitidos, não considerando posteriores revisões até à definição dos ajustamentos definitivos do ano  $t$  (a refletir em  $t+2$ );
3. Num contexto de inflação baixa/moderada, as atualizações do valor publicado pelo INE são pouco expressivas, pelo que a abordagem que era seguida pela ERSE não se materializava num desvio muito significativo entre o IPIB considerado e a inflação verificada;
4. Porém, no contexto de forte subida dos preços que ocorreu nos últimos anos, as revisões do INE têm sido significativas, verificando-se que o deflator do PIB usado para a definição dos proveitos permitidos de 2023 (IPIB $_2023$ ), sofreu uma forte subida entre o valor publicado em agosto de 2022 (1,48%) e o valor revisto em fevereiro de 2023 (2,30%), tendo mais recentemente sofrido nova revisão em alta no final do passado mês de agosto (2,78%);
5. Tendo em conta que a função do IPIB $_t$  é refletir, nos proveitos, o impacto da inflação nos custos das empresas reguladas e que os valores revistos pelo INE, em particular para efeitos das contas nacionais anuais, constituem uma melhor estimativa da inflação efetivamente verificada, o CT considera que a formulação dos proveitos deveria ter por base a mais recente estimativa publicada pelo INE, disponível no momento da determinação final dos proveitos;
6. Com efeito, na sequência da questão colocada relativamente à periodicidade de divulgação de informação sobre o PIB, o INE esclareceu que:

*“o calendário de produção e divulgação do PIB é manifestamente longo, estando, no caso português, alinhado com os calendários europeus e inserindo-se nas melhores práticas europeias.*

*A primeira estimativa do PIB é divulgada 30 dias após o trimestre/ano de referência, enquanto os resultados detalhados por componentes são divulgados 60 dias após o período de referência.*

*Contudo, a versão final dos resultados é divulgada 21 meses após o período de referência. Inevitavelmente, o conjunto de informação de base incorporada nas diferentes divulgações de contas nacionais é crescente. Recorde-se que a Informação Empresarial Simplificada (IES), que inclui o reporte de informação económica e financeira das empresas a operar em Portugal e que constitui uma fonte de informação crucial na compilação das contas nacionais, apenas fica disponível sete ou oito meses após o final do ano de referência.*

*Consequentemente, refletindo a incorporação crescente de informação, nomeadamente de natureza estrutural e frequência anual, mas também a própria revisão da informação prestada pelos diferentes agentes económicos, os dados das contas nacionais estão sujeitos a revisões.*

*Estas são, assim, inevitáveis e constituem uma parte essencial de uma prática de compilação trimestral e anual das contas nacionais com qualidade.”*

**7.** Nos comentários à CP n.º 113, de julho de 2023, referente à revisão do RT, a ERSE refere que:

*“na definição dos proveitos permitidos para o ano de tarifas  $t$  passa a considerar-se uma taxa de variação do deflator do PIB estimada, uma vez que à data desse cálculo não estará ainda disponível um valor fechado. Posteriormente, esse valor estimado será atualizado com o último valor fechado publicado pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos. Contudo, uma vez que o novo RT apenas se aplica ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, nos ajustamentos de 2022 e 2023 as taxas de variação do IPIB usadas na atualização das componentes de revenue cap e de price cap continuarão a corresponder às variações anuais terminadas no 2.º trimestre do ano  $t-1$ , com os primeiros dados fechados publicados pelo INE, sem atualizações posteriores”.*

**8.** É de referir que o anterior RT, ainda aplicável ao ajustamento do ano 2023 nas tarifas de 2025, tal como o RT em vigor, não fazem qualquer referência à obrigação de serem usados os primeiros dados fechados publicados pelo INE, definindo apenas as janelas temporais do IPIB a aplicar.

**9.** Desta forma, o CT não encontra racional para a interpretação da ERSE, de utilizar os primeiros dados fechados pelo INE para efeitos de atualização dos proveitos permitidos de 2023 das empresas reguladas, quando dispõe de valores mais atualizados do INE para a mesma variável (IPIB anual terminado no 2.º trimestre de 2022), no presente período, em que são apurados os ajustamentos definitivos de 2023.

**10.** Efetivamente, no entender do CT a utilização dos valores mais atuais publicados pelo INE para o apuramento dos ajustamentos definitivos é um princípio de transparência, inteiramente compatível e alinhado com o espírito da regulamentação em vigor.

**11.** O CT destaca os seguintes aspetos:

- a.** De acordo com a regulamentação, os proveitos permitidos das empresas reguladas deverão ser atualizados com a inflação real verificada;
- b.** À data de fixação do ajustamento tarifário definitivo dos proveitos para 2023, o INE já tem publicado um valor do parâmetro de IPIB usado para a fixação destes proveitos mais atual do que a estimativa utilizada na fixação inicial destes proveitos (em dezembro de 2022);
- c.** O valor mais atual do parâmetro de IPIB que serve de base para os proveitos de 2023 (2,78%), publicado pelo INE no passado mês de agosto, é 1,3 p.p. superior ao considerado pela ERSE em dezembro de 2022 (1,48%), na publicação inicial dos proveitos permitidos para 2023 (em dezembro de 2022);
- d.** Esta diferença representa um impacto significativo para as empresas reguladas, que é contrário ao princípio de ajustamento dos proveitos regulados, em função da inflação.

12. Neste contexto, o CT recomenda que, no ajustamento definitivo dos proveitos de 2023, a ERSE utilize o valor do parâmetro IPIB mais recente publicado pelo INE e que o correspondente ajustamento dos proveitos de 2023 seja também considerado no cálculo dos proveitos de 2024 e 2025.

**E. Ajustamentos definitivos de 2023 e ajustamentos provisórios de 2024**

1. O RT do setor elétrico prevê que, na determinação anual dos proveitos permitidos das diferentes atividades reguladas do setor, seja considerada uma estimativa do ajustamento tarifário referente ao ano t-1 e o acerto definitivo do ajustamento tarifário relativo ao ano t-2.
2. O ajustamento do ano t-2 resulta da diferença entre o valor dos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais (preço de energia, indutores de custos, taxa de remuneração, transferências para exploração e outros custos aceites fora das metas de eficiência) e os valores faturados pela aplicação das tarifas em vigor no ano t-2. A esta diferença deduz-se o ajustamento provisório do ano t-1 calculado no ano anterior.
3. No que diz respeito ao ajustamento provisório do ano t-1, a metodologia de cálculo é semelhante à considerada para determinação do ajustamento do ano t-2. No entanto, uma vez que no momento do cálculo do ajustamento provisório de t-1 o ano ainda não se encontra finalizado, tanto o valor dos proveitos permitidos recalculados como a faturação das tarifas em vigor são estimados pela ERSE.
4. A proposta em análise cumpre o procedimento estipulado no RT, considerando os seguintes ajustamentos do ano de 2023 (definitivo) e do ano de 2024 (provisório):

**Ajustamentos 2023 e 2024 a refletir em 2025**

	Unidade: M€	
	2023 R	2024 E
REN Trading	1,15	-27,91
ADENE	-0,07	
REN Elétrica	-54,53	0,54
E-REDES	-73,48	-77,08
SU ELETRICIDADE		
AUR (inclui PRG e PREAC*)	-131,72	-169,70
CUR (inclui FC e Comercialização)	8,01	35,12
<b>Continente</b>	<b>-250,64</b>	<b>-239,03</b>
EDA	2,39	5,63
EEM	7,45	1,69
<b>Regiões Autónomas</b>	<b>9,84</b>	<b>7,32</b>
<b>TOTAL</b>	<b>-240,80</b>	<b>-231,71</b>

Nota: Sinal positivo (+) a devolver aos consumidores | Sinal negativo (-) a recuperar pelas empresas

\* a partir de 2024

Fonte: Construção CT com base no documento Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, Quadros 4-3 a 4-6

5. Constata-se que no Quadro 4-5 do documento “Proposta de proveitos e ajustamentos para 2025”, a nível do totalizador dos ajustamentos, por lapso, não se encontra a ser somado o valor do

ajustamento provisório do CVAT na E-REDES, não obstante o mesmo se encontrar refletido no proveito permitido de 2025.

- O CT verifica uma redução significativa no montante global dos ajustamentos face ao constante das Tarifas para 2024, situação para a qual contribuiu a revisão excecional de tarifas de junho de 2024.

#### **Ajustamentos definitivos de 2023**

- Relativamente aos ajustamentos de 2023, incluindo juros, o CT constata que os mesmos totalizam 251 M€ a devolver às empresas reguladas do Continente e aproximadamente 10 M€ a pagar pelas empresas reguladas das Regiões Autónomas.
- De entre os valores a devolver às empresas reguladas, é de destacar, o desvio de 132 M€, juros incluídos, relativos à atividade CVEE PRG desempenhada pelo CUR.

#### **Ajustamentos provisórios de 2024**

- De entre os montantes previstos para os ajustamentos provisórios de 2024 destacam-se, pelo seu valor, os desvios a recuperar pelas empresas relativos à atividade CVEE PRG desempenhada pelo CUR (170 M€), o novo ajustamento provisório da atividade da CVAT relativa às medidas de contenção tarifária (77 M€), desempenhada pela E-REDES e a atividade de CVEE do Agente Comercial do SEN (28 M€) desempenhada pela REN Trading.
- Em concreto, no que se refere ao cálculo do ajustamento do ano 2024 da atividade de CVEE do CUR e do Agente Comercial do SEN, destaca-se a estimativa do preço de mercado implícito, efetuada pela ERSE, de 57,8 €/MWh. O preço evidencia-se adequado dado que até final de outubro se verificou um preço médio de 54,5 €/MWh que, conjugado com os *forwards* para novembro e dezembro, resulta num preço médio estimado para o ano de 58,2 €/MWh. No entanto, é recomendável o acompanhamento da sua evolução até à publicação da versão final das tarifas, refletindo nessa data os valores reais entretanto verificados e as cotações mais recentes dos preços dos *forwards* para o período remanescente.

#### **Preço de mercado para 2024**

Preço de mercado 2024 (€/MWh)	Jan a Out Verificado	Nov e Dez Estimado	Ano
Proposta tarifas 2025	54,5	74,2 (valor implícito na Proposta)	57,8
Estimativa		76,2 (média dos preços forward negociados em out-24)	58,2

Fonte: Construção CT com base em: - Preço de Jan a Out de 2024: OMIE; - Preço do ano 2024 estimado pela ERSE: Documento Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, Quadro 5-11

- Adicionalmente, e no que diz respeito ao ajustamento provisório de 2024 da atividade CVEE PRG do CUR, o CT alertou, no passado, ser importante garantir uma estimativa adequada da componente do decréscimo ao preço de mercado, a qual reflete o perfil de venda da PRG em mercado, calculado pela diferença entre o preço de venda da PRG e o preço de mercado expurgando o efeito dos leilões de venda da PRG.

12. O CT constata que, a proposta tarifária considera, para 2024, um decréscimo do preço de mercado de 9,8 €/MWh, o qual, pese embora se traduza numa aproximação aos valores históricos mais recentes (15,8 €/MWh em 2021; 18 €/MWh em 2022 e 12 €/MWh em 2023), fica, ainda assim, aquém dos mesmos, conforme quadro seguinte:

**Diferencial face ao preço de mercado da CVEE PRG**

	T2023 Dez 2022 2021 R	T2024 Dez 2023 2022 R	Prop. T2025 Out 2024 2023 R	Prop. T2025 Out 2024 2024 P
(1) Preço de colocação da PRG em mercado	96,2	149,9	76,1	47,9
(2) Preço médio de mercado	112,0	167,9	88,3	57,8
(1)-(2) Decréscimo ao preço de mercado	-15,8	-18,0	-12,1	-9,8

Fonte: Construção CT com base no documento Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, Quadros 5-62 e 5-65; Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, Quadro 0-14

13. Neste contexto, o CT considera que os pressupostos para estimar os desvios de 2024 devem refletir as melhores previsões possíveis à data, incorporando igualmente o máximo de informação real disponível, garantindo, desse modo, o correto reconhecimento de dívida pelo sistema e a minimização de acertos futuros.
14. Adicionalmente, é de referir que o RT em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Torna-se relevante, portanto, a definição para 2025 do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2024 (t-1).
15. No documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, a ERSE realiza uma análise às principais variáveis associadas à definição daquele *spread*, a partir da qual propõe uma redução do *spread* a aplicar ao ano 2024 para 0,40 p.p., após ter sido assumido um valor de 0,5 p.p. desde 2018.
16. O CT considera que a análise da ERSE não reflete os verdadeiros custos de emissão de obrigações (prémio de emissão, *fees* de estruturação, *fees* legais, *rating* e auditoria) e utiliza referências sem liquidez de mercado (CDS), não capturando os *spreads* mais elevados que de facto as empresas reguladas têm de suportar e encontra-se desenquadrada da realidade de financiamento das companhias que recorrem sobretudo a linhas bancárias e Papel Comercial.
17. Assim, o CT sugere a manutenção do *spread* que tem sido assumido, desde 2018, de 0,5 p.p.

**F. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes**

1. Na sequência de solicitação pelo CT de um conjunto de esclarecimentos, a ERSE enviou o seguinte quadro com o detalhe das previsões do custo global de aquisição do CUR para fornecimento de clientes, que inclui a desagregação das suas diversas parcelas:

CONSELHO TARIFÁRIO

	2023	2023P em T2023 (Dez. 2022)	2023P em T2023 (Jun. 2023)	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024E em T2025	2025P em T2025
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	87,56	213,28	111,07	88,30	46,02	57,79	74,87
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	192,51	216,00	213,14	120,10	103,85	100,55	66,62
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	33%	14%	31%	26%	43%	53%	26%
Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	0,95	2,06	2,06	2,46	4,15	3,00	2,02
Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	122,96	215,43	143,97	98,32	73,50	81,91	74,21
Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	4,52	5,02	2,62	0,72	0,38	1,32	1,64
Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	5,14	2,97	1,55	3,31	2,59	5,54	5,90
<b>Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)</b>	<b>132,62</b>	<b>223,42</b>	<b>148,14</b>	<b>102,35</b>	<b>76,46</b>	<b>88,77</b>	<b>81,76</b>

Fonte: Resposta da ERSE a questões do Conselho Tarifário

2. O CT nota que, relativamente ao ano de 2023, o valor do custo global de aquisição de energia para fornecimento do CUR, de 132,62 €/MWh, não é consistente com o valor de 136,27 €/MWh do Quadro 5-45 do documento da proposta de proveitos e ajustamentos para 2025, relativo ao ajustamento definitivo da CVEE FC.

Quadro 5-45 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2023 Real
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	469 123
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	136,27
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 443
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	4 061
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2	473 184
D	Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito	629 289
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	156 105
F = (E) x (1 + i <sub>t-2</sub> ) x (1 + i <sub>t-1</sub> )	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica em t-2, atualizados para t	169 369
G	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Dez2023)	154 239
G*	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Mai2024)	156 790
H = (G*5/12 + G**7/12) x (1 + i <sub>t-1</sub> )	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t	161 886
I	Ajustamento extraordinário a repercutir no ano t	0
J = (F) - (H) + (I)	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t	7 483
i <sub>t-2</sub>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i <sub>t-1</sub>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,955%

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 153

3. Adicionalmente, é de referir que, relativamente a 2023, o preço médio anual de energia elétrica de 87,56 €/MWh apresentado no quadro enviado pela ERSE difere do preço médio de mercado desse ano que se fixou em 88,27 €/MWh, com base na informação publicada pelo OMIE.
4. O CT constata ainda que a ERSE entende que “o acerto para preço base de mercado é aplicado apenas à energia comprada em mercado e não à energia alocada nos leilões de aprovisionamento do CUR”.
5. O CT realça, no entanto, que os contratos do CUR de aquisição de energia no OMIP são de liquidação financeira, pelo que o CUR compra a totalidade da energia para fornecimento dos clientes no mercado spot.
6. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE calcule o valor do Acerto CUR para o preço de mercado base, considerando a totalidade da energia adquirida pelo CUR, dado que a metodologia seguida pela ERSE distorce as previsões efetuadas, sempre que existam estruturas de compra a prazo diferentes dos anos anteriores.
7. Neste contexto, o CT entende que o quadro enviado pela ERSE não suporta uma análise detalhada dos custos adicionais (acerto ao preço base, acerto de contas e serviços de sistemas, entre outros), por comparação com o ano de 2023, pelo que construiu uma análise agregada tendo por base a diferença entre o custo global de aquisição de energia do CUR e o preço médio de aquisição, conforme quadro abaixo:

		2023 R	2024 E Tarifas 2025	2025 P Tarifas 2025
[A]	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,27	57,79	74,87
[B]	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	192,51	100,55	66,62
[C]	% Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	33%	53%	26%
[D]=[A]x(1-[C]) +[B]x[C]	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (OMIE e OMIP) (EUR/MWh)	123,16	80,45	72,73
[E]	Custo médio de aquisição de energia (inclui todas as parcelas de custos) (EUR/MWh)	136,27	88,77	81,76
[F]=[E]-[D]	Custos adicionais (Acerto ao preço base, acerto de contas e serviços de sistema, etc) (EUR/MWh)	13,12	8,32	9,03

Fonte: Construção CT: [A] Preço da pool – OMIE; [B] & [C] - Resultados dos Leilões de Aprovisionamento do CUR; [E] - Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025; Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, Quadros 5-42, 5-45 e 5-48

8. Relativamente a 2025, com base na previsão do custo de aquisição do CUR no valor total de 81,76 €/MWh indicado no quadro acima, consegue inferir-se o seguinte detalhe:
  - (i) estimativa de preços para as entregas de energia elétrica no mercado de futuros do OMIP, para esse ano, de 74,87 €/MWh, com base na tabela acima;
  - (ii) efeito implícito dos leilões de aprovisionamento do CUR, produtos com entrega em 2025, de 2,15 €/MWh;

- (iii) custos adicionais globais, designadamente os relativos ao acerto ao preço base decorrente do perfil de compras, os acertos de contas e custos com os serviços de sistema, no valor global de 9,03 €/MWh.
9. Relativamente à estimativa de preço, segundo a ERSE *“Em termos de previsões para 2025, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica cotados no OMIP, para entregas neste ano, registaram uma descida nas primeiras semanas de setembro de 2024 (dados até dia 18), após a tendência crescente que se verificou desde março de 2024”*.
10. Relativamente ao efeito dos leilões de aprovisionamento do CUR para 2025 (-2,15 €/MWh), este deriva da diferença face ao preço de mercado considerado, tendo em conta:
- (i) os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega nesse ano, dos quais resultou um preço médio anual ponderado de 66,62 €/MWh, e;
- (ii) do volume de energia colocada em leilão, cujo peso face ao total dos fornecimentos do CUR é de 26%.
11. O CT reforça o seu entendimento de que a aquisição de energia elétrica por parte do CUR, através de contratação a prazo em leilão, possibilita a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições dos seus custos, garantindo assim uma maior previsibilidade das tarifas aplicadas pelo CUR.
12. Deste modo, sugere-se que a ERSE continue a promover a compra de energia a prazo através de leilões de aprovisionamento, realizando-os preferencialmente em momento anterior ao da fixação de tarifas.
13. Relativamente aos custos adicionais, o CT faz notar que o valor real verificado em 2023 de 13,12 €/MWh, é substancialmente superior aos valores considerados na proposta tarifária para os anos de 2024 e 2025, de 8,32 €/MWh e 9,02 €/MWh, respetivamente, pelo que sugere que a ERSE ajuste a estimativa para estes anos, tendo em consideração o valor real verificado no ano 2023.
14. Atendendo à volatilidade que tem vindo a caracterizar os mercados de energia, o CT considera fundamental que a ERSE mantenha a monitorização da evolução dos preços no mercado grossista de eletricidade, procedendo à revisão extraordinária das tarifas sempre que se verificarem desvios importantes entre as previsões e o real, corrigindo o custo com as atividades de CVEE do CUR, que dependem deste pressuposto, de forma a não gerar desvios.

## **G. Proveitos Permitidos**

### **G.1. Proveitos permitidos do operador da rede de transporte**

#### **G.1.1. Atividade de Gestão Global do Sistema**

1. A atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN.
2. A redução significativa dos proveitos desta atividade em cerca de 58% deve-se sobretudo, à variação dos proveitos a recuperar pela atividade de Compra e venda de energia elétrica do Agente Comercial

(CVEE AC) decorrente do término do Contrato de Aquisição de Energia Elétrica (CAE) da Turbogás, e, em menor medida, à redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

3. Com o término do CAE da Turbogás, a 29 de março de 2024, foi celebrado um acordo entre a REN - Rede Eléctrica Nacional SA no âmbito das funções que lhe foram atribuídas como gestor do sistema e a Turbogás para a prestação de serviços da central da Tapada do Outeiro, aprovado pelo Despacho nº 22/SEENC/2024, de 28 de março. De acordo com o referido Despacho, a repercussão destes custos deverá ser efetuada através da tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa regulada que seja definida pela ERSE.
4. Considerando que o acordo foi celebrado com a REN - Rede Eléctrica Nacional SA, e que a própria ERSE refere que “[...] esta parcela não deverá ser transferida para o Agente Comercial, ficando do lado da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., enquanto gestor global do SEN”, o CT questiona a proposta da ERSE em prever este valor no apuramento do ajustamento provisório de 2024 da atividade CVEE do AC e sugere que o mesmo seja considerado como medida de política energética a reconhecer nos proveitos permitidos da atividade de GGS.
5. No que diz respeito à atualização da componente fixa com a taxa de inflação, no ajustamento de 2023 remete-se para os comentários do CT no ponto D. deste Parecer.

#### **G.1.2 Atividade de Transporte de Energia Elétrica**

1. No período de regulação que se iniciou em 2022, o modelo de regulação aplicado baseia-se num *revenue cap* que evolui parcialmente com a extensão da rede e a potência ligada de produtores. Estes proveitos evoluem, anualmente, com o índice de preços implícito no PIB e com um fator de eficiência de 1,5%. A estes valores acresce o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), as receitas com as rendas de congestionamento nas interligações, os custos com compensações entre operadores da rede de transporte e os desvios de anos anteriores.
2. Remete-se para o ponto D. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros desta atividade, no ajustamento de 2023.

#### **G.1.3 Correções de proveitos**

1. Os proveitos permitidos das atividades de gestão do sistema e transporte do operador da rede de transporte foram corrigidos em baixa devido, segundo a ERSE, a um montante relativo a gastos e perdas atuariais indevidamente considerado aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório em curso (2022-2025).
2. Desde 2016, ano em que o normativo contabilístico produziu efeitos, e na definição de parâmetros para o período regulatório anterior, a ERSE utilizou a informação de forma correta “*Exclusão do valor de ganhos e perdas atuariais incluídos nos gastos com o pessoal em 2015 e 2016, sendo incluído um valor aceite fora da base de custos, a amortizar num período de 11 anos [...]³*”;
3. Segundo reporta a ERSE na proposta de tarifas, tal procedimento não foi, contudo, refletido na fixação dos montantes de OPEX integrados no TOTEX da atividade de transporte e no *revenue cap* da atividade de gestão de sistema, justificando assim a correção indicada.

---

<sup>3</sup> Documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, p. 41

4. O CT concorda com o princípio da correção proposta, para cujo dimensionamento apenas a ERSE terá a informação adequada.

Considera o CT, adicionalmente, que uma vez corrigido o valor, na versão final, as menções realizadas ao longo do documento de tarifas, devem identificar os valores corrigidos de forma objetiva.

Caso assim o entenda, o CT recomenda que a ERSE instrua diretamente o operador quanto às alterações a efetuar em futuros reportes.

### **G.2. Proveitos permitidos do operador da rede de distribuição**

1. A ERSE propõe, como proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) para 2025, o montante total de 1.131 M€, repartido entre 407 M€ para a AT e MT e 724 M€ para a BT, que representa um aumento global de cerca de 2,6% relativamente aos proveitos permitidos para 2024;
2. Desagregando a proposta de proveitos da ERSE por nível de tensão, verifica-se que os proveitos da AT e MT recuam 0,6%, devido, sobretudo, ao efeito do ajustamento de 2023 a devolver pelo ORD à tarifa e à redução dos montantes associados aos planos de reestruturação de recursos humanos e de outros custos não sujeitos a eficiência, que supera o aumento da inflação, enquanto os proveitos da BT aumentam 4,4%, sobretudo devido ao efeito do ajustamento de 2023 a recuperar da tarifa pelo ORD.
3. Remete-se para o ponto D. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros desta atividade. (IPIB\_t).

### **G.3. Proveitos permitidos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA)**

1. Nos termos do artigo 152.º e 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a atividade de OLMCA é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
2. Por sua vez, o n.º 1 do artigo 292.º daquele diploma, estabelece que o procedimento concorrencial para a atribuição da licença deveria ter sido efetuado no prazo de 1 ano após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o que até à data ainda não sucedeu.
3. Não tendo ainda ocorrido a atribuição da referida licença, nos termos do n.º 1 do artigo 292.º do referido diploma, a ADENE continua a desempenhar as funções de OLMC, e as funções de operador logístico de mudança de agregador mantêm-se no Gestor Global do SEN.
4. A revisão do RT ocorrida em 2023, decorrente da publicação daquele diploma, introduziu uma série de alterações na forma de cálculo dos proveitos permitidos do OLMCA, que passaram a ser recuperados através de um preço regulado e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS.
5. O CT regista que, aos proveitos permitidos e ajustamentos propostos pela ERSE, no âmbito das funções de operador logístico de mudança de comercializador, desempenhadas pela ADENE, aplica-se um modelo do tipo TOTEX pelo que os mesmos refletem a evolução do deflator do PIB e o ajustamento de 2023, que se traduz num montante a receber pela empresa.

### **G.4. Proveitos permitidos do Comercializador de Último Recurso (CUR)**

- Os proveitos permitidos a recuperar pelo CUR, incluem os custos com a aquisição de energia para fornecimento da sua carteira de clientes (CVEE FC), os custos com a compra e venda da produção com remuneração garantida (CVEE PRG), os custos com a compra e venda de energia a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC) e o proveito permitido da atividade de comercialização de energia elétrica.
- Relativamente à atividade de comercialização, remete-se para o ponto D. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros de cálculo do proveito permitido.
- No que diz respeito à atividade de CVEE PRG, o CT verifica que no cálculo do proveito permitido foi pela primeira vez considerada uma parcela relativa aos “ganhos ou perdas com as titularizações de dívida”, dando cumprimento ao estabelecido na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro.
- Com efeito, nos termos do artigo 3.º da referida Portaria, quando ocorra a cessão a terceiros do direito ao recebimento do défice tarifário, o valor correspondente à diferença entre (i) o valor líquido recebido pela empresa cedente nas operações de cessão e (ii) o valor dos montantes diferidos em dívida à data da cessão é partilhado em 50% com a tarifa de uso global do sistema.
- Segundo o Quadro 5-58 do documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”, a SU ELETRICIDADE procedeu à cessão de 99,91% do diferimento PRG 2024 em cinco operações. Quatro dessas operações foram concluídas ainda em 2023, nas quais foi colocado 94,69% do diferimento PRG 2024, ao passo que na quinta operação, realizada já em 2024, foram cedidos os restantes 5,22%.

	TAGUS	CGD	BBVA	BPI	Operações 2023	CGD	Total das operações
Data da operação	21/dez/23	22/dez/23	22/dez/23	27/dez/23		28/fev/24	
Montante cedido em % do montante diferido	43,40%	24,17%	10,59%	16,53%	<b>94,69%</b>	5,22%	<b>99,91%</b>

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 179

- O CT verifica que, nos proveitos permitidos a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR<sup>4</sup>, a ERSE incluiu 37,4 milhões de euros a título de partilha do ganho das cinco operações de cessão de créditos tarifários realizadas pelo CUR, de onde se infere um ganho total de 74,8 milhões de euros<sup>5</sup>.
- Segundo a nota 20 às demonstrações financeiras do Relatório e Contas de 2023 da SU ELETRICIDADE (CUR), as quatro operações de venda do défice tarifário de 2024 realizadas no ano de 2023 (correspondentes a 94,69% do montante diferido) geraram uma mais-valia, líquida do valor a repercutir na tarifa de uso global do sistema, de 13,3 milhões de euros, correspondendo a um ganho total de 26,6 milhões de euros<sup>6</sup>.

As operações de venda do défice tarifário de 2024 geraram uma mais-valia líquida de despesas com as transações de 13.306 milhares de Euros (4.575 milhares de Euros referentes à securitização e 8.731 milhares de Euros referentes às vendas diretas). A mais-valia foi apurada de acordo com o artigo 3.º da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, e deduzida de metade do valor apurado para ser repercutido na tarifa de uso global do sistema (ver nota 14).

<sup>4</sup> Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, Quadro 5-55, p. 168

<sup>5</sup> Corresponde a 2\*37,4 milhões de euros

<sup>6</sup> Corresponde a 2\*13,3 milhões de euros.

8. Assim, o CT constata que o montante considerado pela ERSE como valor a partilhar ultrapassa largamente a totalidade da mais-valia registada nas contas de 2023 do CUR, as quais foram certificadas por auditor independente.
9. O CT alerta que o cálculo do diferimento constante do Quadro 5-59 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico” apresenta uma simplificação ao considerar cálculos anuais para fluxos tarifários mensais.

**Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2024**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG					Total
	T2024	T2025	T2026	T2027	T2028	
Anuidade	443 748	477 734	477 734	477 734	477 734	2 354 684
Amortização capital	352 062	401 652	419 454	438 044	457 459	2 068 671
Juros	91 686	76 082	58 280	39 690	20 275	286 014
Valor a abater aos PP	1 716 609					
<b>Alisamento do diferencial de custo da PRG</b>	<b>-1 716 609</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	

Nota: A amortização do capital é o valor atual equivalente do diferencial de custo da PRG a 1 de janeiro de 2024, correspondendo a 2 068,7 milhões de euros.

Fonte: Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 177

10. O CT recorda que, nas Tarifas de 2024, de modo a assegurar a estabilidade tarifária, a ERSE optou por diferir a totalidade do proveito permitido da atividade CVEE PRG do AUR do ano 2024, estimado em 2.160 M€, de acordo com o Quadro 5-57 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico” (p. 168)<sup>7</sup>.
11. Caso não tivesse sido diferido, este valor teria sido recebido pela empresa em 12 prestações mensais de 180 M€, ao longo de 2024, tal como estabelecido n.º 2 do artigo 356.º do RRC<sup>8</sup>.
12. O valor de 2.069 M€ considerado pela ERSE como o capital em dívida a 1 de janeiro de 2024, corresponde à atualização dos 2.160 M€, com a taxa de 4,43% determinada por aplicação da fórmula definida no artigo 2.º da Portaria n.º 300/ 2023, de 4 de outubro, tendo subjacente que o pagamento do proveito permitido só ocorreria em dezembro de 2024 [ $2.069 = 2.160 / (1 + 4,43\%)$ ], pelo que a ERSE desconsidera a periodicidade de transferências mensais estabelecida no RRC.
13. A consideração pela ERSE do pagamento anual do proveito permitido no final do ano e a desconsideração das amortizações de capital intercalares resulta na subavaliação do capital em dívida a 1 de janeiro de 2024 e na sobreavaliação do juro.
14. O CT constata, no entanto, que a atualização das 12 parcelas mensais correspondentes ao proveito permitido que a empresa teria recebido em 2024, caso não tivesse existido diferimento, iguala a atualização das 60 prestações mensais do diferimento (soma de capital e juro), pelo que conclui que

<sup>7</sup> No Quadro 2-33 do documento “Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024” (p. 106), que apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos nas tarifas de 2024, a própria ERSE reconhece, numa nota, que o diferimento do sobrecusto PRG de 2024 totaliza 2.160,4 milhões de euros, coincidindo com o valor total do proveito permitido da CVEE PRG do AUR do ano 2024.

<sup>8</sup> Nos termos do n.º 2 do artigo 356.º do RRC, o CUR recebe o sobrecusto PRG mediante transferências mensais do operador da rede de distribuição em MT e AT, publicadas pela ERSE e determinadas nos termos estabelecidos no RT.

a simplificação utilizada no cálculo do diferimento tem sido neutra nos exercícios tarifários, com a subavaliação do capital a compensar a sobreavaliação do juro.

15. No entanto, o CT alerta que a repartição entre capital e juros do Quadro 5-59 não está correta, pelo que não pode ser utilizada para outros efeitos, nomeadamente no cálculo do capital em dívida à data da cessão, necessário para determinar o valor da partilha de ganhos ou perdas com a cessão a terceiros do direito ao recebimento do défice tarifário, prevista na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro.
16. De acordo com a teoria financeira, o valor de qualquer ativo corresponde ao valor atualizado dos *cash flows* futuros, pelo que o capital em dívida à data da cessão, para efeitos de cálculo da partilha prevista na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, deverá ter em conta a atualização dos *cash flows* ainda por receber nessa data, tendo por base a taxa de remuneração definida para o respetivo diferimento (no caso 4,43%).
17. Quanto ao valor líquido recebido pela empresa cedente nas operações de cessão, a ERSE considera 1.215 M€ obtidos pelo CUR de entidades bancárias, a que adiciona 930 M€ da operação de cedência à Tagus, totalizando 2.145 M€.
18. Em relação à operação de cedência à Tagus, a ERSE refere que, dos 930 M€, o CUR recebeu 875 M€, estando o diferencial, correspondente a 55 M€, dependente de liquidação futura.
19. O CT estranha que, no cálculo do valor líquido recebido, a ERSE inclua os valores futuros a receber na operação de cedência à Tagus sem os atualizar para a data da cessão.
20. Face ao exposto o CT recomenda que a ERSE:
  - a. reveja o cálculo dos ganhos com a cessão da dívida tarifária, nomeadamente
    - i. considere a atualização dos *cash flows* ainda por receber na data de cada cessão, com base na taxa do diferimento definida por Portaria, para determinar o valor do capital em dívida à data da cessão;
    - ii. atualize todos os valores a receber no futuro, para determinar o valor líquido recebido;
  - b. relativamente à cedência à Tagus, dado que se está a estimar um ganho futuro, reveja os cálculos no final do período de diferimento (2029), aferindo se os *cash flows* considerados neste cálculo se materializaram e ajuste a partilha em conformidade;
  - c. reveja o Quadro 5-59 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”, de forma a apresentar uma repartição correta entre capital e juros, tendo por base a atualização dos fluxos mensais que ocorreriam sem diferimento, para determinação do capital em dívida a 1 de janeiro de 2025.

#### **G.5. Proveitos Permitidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

1. Os proveitos permitidos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2025, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, ascendem a 472 M€, face a 590 M€ na fixação excecional de Tarifas para 2024 em maio de 2024 (-20%).

2. Excluindo o efeito dos ajustamentos de anos anteriores, os proveitos permitidos das Regiões Autónomas (RA) situam-se em 488 M€, valor que compara com 495 M€ na fixação excecional de Tarifas para 2024 em maio de 2024 (-1,5%).
3. O CT constata que as variações observadas nos proveitos permitidos das RA resultam essencialmente da diminuição ocorrida ao nível dos proveitos das atividades da AGS das RA, particularmente pela inversão do sentido dos ajustamentos de t-2 que passaram de um montante bastante elevado a receber pelas empresas para um valor a pagar, apresentando uma redução de 109 M€ face às Tarifas extraordinárias de 2024.
4. Remete-se para o ponto D. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros das atividades reguladas das empresas das RA, no ajustamento de 2023.

#### **G.6. Diferencial do Custo do CAE**

1. O estabelecimento do mecanismo de gestão eficiente dos custos associados aos CAE, celebrados com os produtores Tejo Energia (Central de carvão do Pego) e Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) pretendeu garantir a gestão eficiente do despacho destas instalações, de forma a minimizar os custos para o SEN.
2. Dos referidos contratos, o da Tapada do Outeiro (Turbogás) terminou no dia 29 de março de 2024, tendo o do Pego (Tejo Energia) cessado em novembro de 2021.
3. A definição dos proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial para o ano de 2025 contem, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com os CAE não cessados, os custos de funcionamento do Agente Comercial, efetivamente ocorridos no ajustamento definitivo de t-2 (2023) e estimados no ajustamento provisório de t-1 (2024), à semelhança do que se aplica ao ano previsional t (2025), que estão sujeitos à posterior avaliação da ERSE da racionalidade dos custos apresentados.
4. O ano de 2025 assinala uma mudança significativa de paradigma do SEN, derivado do término do último CAE não cessado no início de 2024.
5. Neste contexto, para 2025, a ERSE estima uma redução substancial dos proveitos permitidos desta atividade, em cerca de 91%, para um valor de 27M€, montante resultante maioritariamente de ajustamentos do ano t-1, conforme se observa no quadro seguinte:

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) [(2) - ((1)*5/12 + (1')*7/12)] / ((1)*5/12 +
<b>A = 1 + 2 - 3</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE</b>	49 675	58 138	500	-99,08%
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	143 366	100 615	500	
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	0	6 593	0	
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	93 691	49 069	0	
<b>B = 4 + 5 + 6*7</b>	<b>Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial</b>	500	500	26	-94,84%
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	476	476	0	
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	23	23	24	
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	18	18	25	
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	5,27%	5,27%	5,24%	
<b>C</b>	<b>Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1</b>	-277 759	-275 359	-27 909	-110,10%
<b>D</b>	<b>Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2</b>	37 021	37 021	1 146	-96,90%
<b>E = A + B - C - D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS</b>	290 913	296 976	27 288	-90,73%
<b>F</b>	<b>Valor líquido referente às transferências intertemporais dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial</b>	0	0	0	
<b>G = E + F</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS</b>	290 913	296 976	27 288	-90,73%

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 52

6. A ERSE refere que:

*“Com o término do CAE da Turbogás, a 29 de março de 2024, cessaram as obrigações de separação impostas à REN Trading na decisão da ERSE sobre a certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. como operador da rede de transporte de eletricidade. Adicionalmente, a REN Trading não é parte na solução transitória encontrada para o período de devolução da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro, nos termos do Despacho n.º 22/SEENC/2024, tendo deixado de desempenhar as funções de comercialização da eletricidade produzida na Central nos mercados de eletricidade, bem como de desempenhar funções relativas à execução do contrato de fornecimento de gás. Consequentemente, foi autorizada pelo Concedente a fusão da REN Trading com a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A no dia 26 de setembro de 2024. Não obstante a incorporação da REN Trading na REN Eléctrica, subsiste ainda a atividade desenvolvida pelo Agente Comercial, com obrigações remanescentes, particularmente no que aos ajustamentos tarifários e às participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual”.*

7. Adicionalmente, a ERSE releva que:

*“O acordo entre a REN e a Turbogás para a prestação de serviços da central da Tapada do Outeiro, aprovado pelo Despacho nº 22/SEENC/2024, anteriormente referido prevê, igualmente, que a repercussão dos custos com esta solução deverá ser efetuada através da tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa regulada que seja definida pela ERSE. Neste sentido, foi adicionada uma parcela de custo referente à solução transitória nos proveitos permitidos do Agente Comercial no ano de 2024 (linha 6 do Quadro 5-9), que contempla os custos razoáveis definidos pela ERSE no âmbito do referido acordo e conhecidos à data de realização deste documento de proposta tarifária. No entanto, esta parcela não deverá ser transferida para o Agente Comercial, ficando do lado da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., enquanto gestor global do SEN”.*

8. Conforme se identifica no quadro seguinte, no ajustamento do ano t-1, relativo ao ano 2024, são considerados como custos razoáveis com a solução transitória da Tapada um montante de cerca de 15M€:

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2024
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2023)	290 913
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Mai2024)	296 976
1" = 1*5/12 + 1'*7/12	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	294 450
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	66 913
3'	Ajustamento t-1 (Dez2023)	-277 759
3"	Ajustamento t-1 (Mai2024)	-275 359
3 = 3'*5/12 + 3"*7/12	Ajustamento t-1	-276 359
4	Ajustamento t-2	37 021
5	Custos de funcionamento	325
6	Custos razoáveis com a solução transitória da Tapada do Outeiro	14 721
A = 1" - (2-3-4+5+6)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	-26 847
i <sub>t-1</sub>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	3,955%
B = A * (1+i <sub>t-1</sub> )	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-27 909

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 61

9. Conforme já referido pelo CT no ponto G.1.1., questiona-se a proposta da ERSE em prever este valor no apuramento do ajustamento provisório de 2024 da atividade CVEE do AC.

Em alternativa, o CT sugere que o mesmo seja considerado como medida de política energética, devendo como tal ser reconhecido nos proveitos permitidos da atividade da GGS, uma vez que, o acordo aprovado pelo Despacho nº 22/SEENC/2024, de 28 de março foi celebrado entre a Turbogás e a REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto gestor do sistema, e não com a REN Trading.

#### G.7. Custos dos CMEC

- Os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) correspondem a um encargo histórico do SEN, estabelecido pelo Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de dezembro, que concedeu aos agentes afetados (produtores) o direito a uma compensação pela cessação antecipada dos CAE então vigentes.
- A recuperação dos CMEC será realizada até 2027, fundamentalmente através de incorporação nas tarifas de valores anuais de rendas, a Parcela Fixa (renda anual fixada no início da aplicação dos CMEC) e outra parcela relativa à determinação do valor definitivo do ajustamento final dos CMEC, determinado pela ERSE em 2017 e homologado pelo Secretário de Estado da Energia. A estes valores fixos são adicionados/subtraídos eventuais acertos por desvio da faturação observada:

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Ano 2025
<b>Parcela Fixa</b>		
	Renda anual - valor inicial	67 532
	Desvios faturação	-267
<b>Parcela de Acerto</b>		
	Renda anual - ajustamento final	18 948
	Desvios faturação	-87
<b>Parcela de alisamento</b>		
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-480
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-135
<b>Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC</b>		<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>85 510</b>

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 112

3. A referida faturação destes valores é realizada pela Parcela II da UGS, incluída nas TAR aplicadas pelo ORD a todos os Comercializadores e finalmente repercutida nos clientes finais.
4. O CT enfatiza novamente neste Parecer, e com profunda preocupação, a indefinição que a ERSE sinaliza quanto a homologações intermédias de valores de acertos dos CMEC (“revisibilidades do passado”, relativas aos anos de 2016 e 2017) que deveriam ter ocorrido por decisão governamental.
5. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE continue a diligenciar a homologação governamental dos aludidos valores, dando cumprimento ao quadro normativo em vigor.

## **H. CIEG**

### **H.1. Evolução dos CIEG**

1. A tarifa de acesso às redes é obtida pela soma das tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição e de Uso Global do Sistema (UGS).
2. As variações da tarifa de UGS resultam essencialmente de variações dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) decorrentes da legislação em vigor, juntamente com o pagamento de CIEG diferidos em exercícios tarifários anteriores (serviço da dívida tarifária).
3. Os CIEG gerados em 2025, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos (1.353 M€), apresentam um decréscimo relativamente aos valores de 2024, quer ao publicado em dezembro de 2023 (3.041 M€, correspondente a -55,5%), quer ao valor revisto da fixação excecional de tarifas de 2024 (3.922 M€, correspondente a -65,5%), publicado em maio de 2024.
4. Ao valor dos CIEG apurados em 2025 (1.353 M€) são deduzidos 43 M€ das medidas de estabilidade e sustentabilidade e somados 420 M€ do efeito das transferências intertemporais de proveitos (diferimento de proveitos do ano 2025 e pagamento de anuidades de dívidas geradas em anos anteriores). Assim o valor global repercutido nas tarifas atinge 1.730 M€, conforme quadro seguinte:

**Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2025**

		Unidade: 10 <sup>7</sup> EUR				
		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	T2025/ T2024 (Dez2023)	T2025/ T2024 (Mai2024)
<b>A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10</b>	<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos</b>	<b>3 040 915</b>	<b>3 921 540</b>	<b>1 352 899</b>	<b>-1 688 016</b>	<b>-2 568 640</b>
1	Diferencial de custo da PRG	2 160 357	3 039 994	855 643	-1 304 714	-2 184 351
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 888	85 888	85 510	-377	-377
3	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	27 288	-263 625	-269 688
4	Rendas de concessão da distribuição em BT	301 640	301 640	307 186	5 546	5 546
5 = 5a + 5b	Sobrecusto da RAA e da RAM	315 161	310 004	177 947	-137 214	-132 057
5a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	145 009	147 609	103 064	-41 945	-44 545
5b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	170 152	162 394	74 883	-95 269	-87 512
6	Terrenos das centrais	11 333	11 333	11 072	-261	-261
7	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	15 571	15 571	15 571
8	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0	-5 139	-5 139
9	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	267	-67	-67
10	Tarifa Social	-129 850	-129 768	-127 585	2 265	2 183
<b>B = 11 + 12 + 13</b>	<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>-65 455</b>	<b>-68 006</b>	<b>-43 018</b>	<b>22 436</b>	<b>24 987</b>
11 = 11a + 11b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0	-139 353	-139 353
11a	Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	103 190	103 190	0	-103 190	-103 190
11b	Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 163	36 163	0	-36 163	-36 163
12 = (12a + 12b + 12c)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-43 136	161 372	163 923
12a	Atividade tarifária	581	581	0	-581	-581
12b	Ajustamento 1-2 da atividade de CVSE para Fornecimento a Clientes do CUR	49 689	49 689	7 483	-42 206	-42 206
12c	Ajustamento 1-1 da atividade de CVSE para Fornecimento a Clientes do CUR	154 239	156 790	35 653	-118 586	-121 136
13 = 13a + 13b + 13c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-300	-300	117	417	417
13a	em NT	-6	-6	380	387	387
13b	em BTE	-25	-25	-13	12	12
13c	em BT	-269	-269	-250	19	19
<b>C = 14</b>	<b>Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alísamentos)</b>	<b>-1 244 063</b>	<b>-1 244 063</b>	<b>420 353</b>	<b>1 664 417</b>	<b>1 664 417</b>
14	Alísamento do diferencial de custo da PRG	-1 244 063	-1 244 063	420 353	1 664 417	1 664 417
<b>D = A + B + C</b>	<b>Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2025</b>	<b>1 731 397</b>	<b>2 609 471</b>	<b>1 730 234</b>	<b>-1 162</b>	<b>-879 236</b>

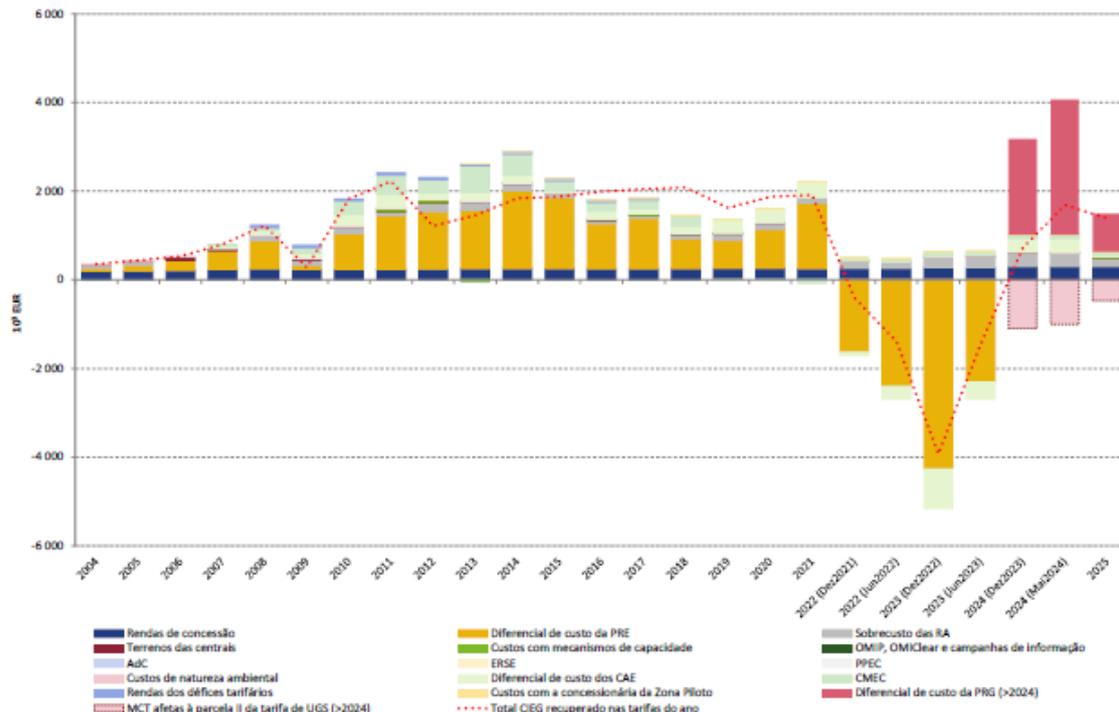
Notas:

- 1) O sobrecusto da RAA e da RAM (linha 5) inclui os custos com as rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) Os descontos com a tarifa social (linha 10), pela sua natureza, abate ao montante total dos CIEG, ao contrário das restantes rúbricas.
- 3) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (linha 13) recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema. Em 2025, recupera, também, os proveitos permitidos não recuperados por aplicação da metodologia de custos de referência no nível de tensão NT.

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 46

5. A figura seguinte apresenta os custos de forma desagregada e que dizem respeito a cada ano, sem os efeitos de transferências intertemporais (nomeadamente dos diferenciais de custos com a Produção em Regime Especial (PRE) e a Produção com Remuneração Garantida (PRG), cuja recuperação pode ser diferida ao abrigo da legislação em vigor), assim como uma série com o montante total dos CIEG recuperados anualmente após os efeitos de transferências intertemporais.

**Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2004**



Nota: 1) Para os anos de 2022, 2023 e 2024 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excecional das tarifas ocorridas durante o primeiro semestre do próprio ano.

2) Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da Consulta Pública n.º 113, para manter a granularidade e consistência da análise da evolução dos CIEG, esta figura mantém os custos com a ERSE e com a AdC em 2024 e 2025, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem um CIEG.

3) Como nas tarifas de 2025 o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, de modo a permitir uma comparação equitativa do total de CIEG, ou de modo mais particular entre o diferencial de custo da PRE e o diferencial de custo da PRG, inclui-se, para 2024 e 2025, a representação gráfica destas medidas

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 49

6. Tal como em 2024, a ERSE decide aplicar novamente em 2025 uma transferência intertemporal de proveitos para o diferencial de custo da PRE/PRG.
7. Observando a figura, destaca-se que a diminuição do diferencial de custo da PRG teve origem:
  - no aumento do preço de energia elétrica nos mercados grossistas previsto para 2025, face ao definido para o exercício tarifário de 2024;
  - na redução dos ajustamentos de anos anteriores a recuperar em 2025, face ao respetivo valor a recuperar em tarifas de 2024;
  - na redução do diferencial de custo do CAE, devido ao término, em março de 2024, do último CAE não cessado.
8. O CT reitera que os preços de energia elétrica nos mercados grossistas constituem um fator determinante da evolução dos CIEG e, apesar de alguma estabilização do contexto macroeconómico

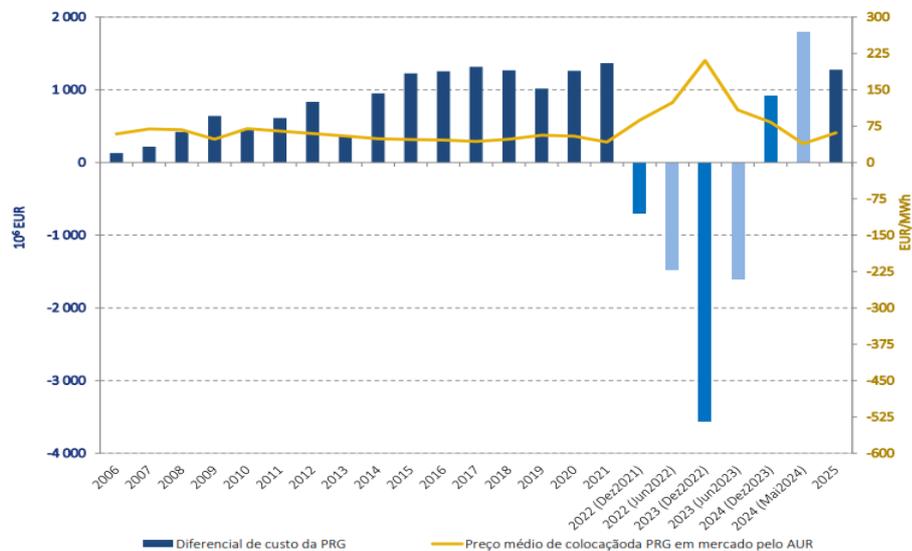
e geopolítico face aos exercícios tarifários dos últimos três anos, mantém-se a incerteza, sobretudo com o acentuar do conflito no Médio Oriente, pelo que a ERSE deverá considerar, na versão final da Proposta, o preço de energia mais atual.

9. Por último, o CT reforça a necessidade de a ERSE monitorizar a adequação da tarifa de energia em função dos desvios resultantes da volatilidade de preços nos mercados grossistas, e considere aperfeiçoar o atual mecanismo de revisão trimestral apenas focado na tarifa de energia, de modo a permitir ajustar, em simultâneo e de forma automática, as tarifas de energia e as tarifas de acesso às redes, como aliás já tinha sido anunciado.

## H.2. Diferencial do custo da PRG

1. O valor unitário do diferencial do custo com a aquisição de PRG resulta da diferença entre o custo médio de aquisição dessa energia elétrica aos produtores com remuneração garantida e o preço médio a que o agregador de último recurso (AUR) vende esta produção.
2. As figuras seguintes apresentam a evolução do diferencial do custo com a aquisição da PRG, incluindo ajustamentos de anos anteriores e montantes relativos à transferência intertemporal de proveitos e às medidas de contenção tarifária<sup>9</sup>, considerado nas tarifas e a valores reais, respetivamente:

Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas)

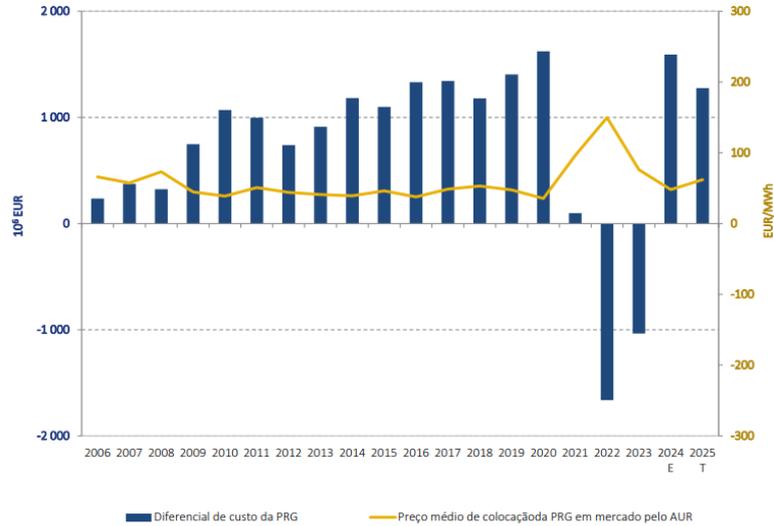


Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 54

<sup>9</sup> A partir de 2024 considera apenas as receitas relativas a Garantias de Origem

Figura 2-12 - Evolução do diferencial de custo PRG (reais recuperados pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR.

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 56

3. Em 2022 e 2023 verificou-se uma inversão do sinal do diferencial de custo da PRG, essencialmente devido ao aumento significativo do preço no mercado grossista de eletricidade.

Em 2024 a tendência contrária no preço de mercado e os ajustamentos dos anos de 2022 e 2023 a devolver pelo sistema, tornaram novamente positivo o diferencial de custo da PRG.

Para 2025, prevê-se um crescimento ligeiro do preço de mercado, observando-se, também, ajustamentos dos anos de 2023 e 2024 a devolver pelo sistema.

4. O Quadro seguinte apresenta o cálculo do diferencial de custo com a PRG para 2025 considerado na proposta tarifária:

Quadro 5-56 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida

	Tarifas 2025				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)	<sup>(1)</sup> Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRG	Diferencial de custo PRG ao ano (10 <sup>3</sup> EUR)
Eólicas	12 929	83,0	1 073 689	61,37	280 200
Hídricas	643	112,3	72 170	61,37	32 723
Biogás	144	134,0	19 287	61,37	10 451
Biomassa	1 269	138,9	176 378	61,37	98 468
Fotovoltaica	340	303,7	103 345	61,37	82 460
Eólica OffShore	77	163,0	12 623	61,37	7 871
Ondas	0	0,0	0	61,37	0
RSU	0	0,0	0	61,37	0
Cogeração (NFER)	940	105,4	99 124	61,37	41 417
Cogeração (FER)	1 277	107,0	136 656	61,37	58 285
Micro/Mini/UPAC/UPP	313	136,5	42 674	61,37	23 487
Fotovoltaica Leilões	228	20,3	4 624	61,37	-9 352
<b>Total da Produção com Remuneração Garantida</b>	<b>18 161</b>	<b>95,8</b>	<b>1 740 569</b>	<b>61,37</b>	<b>626 011</b>

Notas: <sup>(1)</sup> O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da produção com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição desta produção e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 169

5. O CT constata que, sem o efeito dos ajustamentos e outras medidas, a ERSE estima que o diferencial de custos da PRG em 2025 seja de +626 M€, ou seja, de sobrecusto para o SEN, considerando como preço de referência para a venda da PRG o valor de 61,37 €/MWh.
6. Adicionalmente, o CT reconhece positivamente a iniciativa da ERSE de lançar a CP n.º 125, que visa reintroduzir os leilões para venda da PRG, recomendando, no entanto, a sua implementação com a maior brevidade possível, de modo a garantir menor volatilidade dos desvios relativamente a esta rubrica no futuro, devendo assegurar que os próximos exercícios tarifários voltem a beneficiar do efeito estabilizador proporcionado por este mecanismo.

### H.3. Custos com a Convergência Tarifária das Regiões Autónomas

1. A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA representa o custo da convergência tarifária.
2. Os custos com a convergência tarifária das RA, suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das RA, apresentam um decréscimo relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

milhares de euros

Custos com a convergência tarifária	Tarifas de 2024 (Dez 2023)	Tarifas de 2024 (Mai 2024)	Tarifas de 2025
RAA	145 009	147 609	103 064
RAM	170 152	162 394	74 883
<b>Total</b>	<b>315 161</b>	<b>310 004</b>	<b>177 947</b>

Fonte: Construção CT com base no documento de Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico

3. O decréscimo de custos que se observa em 2025 com a convergência tarifária, quer na RAA, quer na RAM, deve-se por um lado à redução acentuada dos proveitos permitidos dessas regiões, analisados no ponto G.5., e por outro, ao aumento dos proveitos recuperados através das TVCF no ano de 2025.

### H.4. Repartição dos CIEG por níveis de tensão e tipos de fornecimento

1. A repartição dos CIEG por níveis de tensão e tipos de fornecimento decorre do estabelecido no RT (à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária.
2. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento e dos sinais de preço das tarifas.
3. O quadro seguinte apresenta os custos de repartição de CIEG em função de energia e seguindo o sinal de redes.

**Quadro 3-4 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh**

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	25,77	3,49
AT	25,77	6,78
MT	25,77	15,34
BTE	25,77	32,52
BTN>	25,77	42,36
BTN<	25,77	42,06
<b>TOTAL</b>	<b>25,77</b>	<b>25,77</b>

Fonte: Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2025, pág. 27

4. À semelhança dos últimos exercícios tarifários a ERSE refere que, caso fossem aplicados nas Tarifas de 2025 os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação previstos nos números 2 e 3 do artigo 160.º (sinal de redes), a pressão tarifária nos fornecimentos em BTN seria maior.

Desta forma, a ERSE propõe manter os valores de combinação linear dos critérios de energia e do sinal das redes (peso de 12% e 88%, respetivamente), que justifica pela nova pressão tarifária estimada para os preços de venda a clientes finais em BTN, concluindo que esta opção permite respeitar o objetivo de estabilidade tarifária nos fornecimentos em BTN.

O CT realça a justificação apresentada.

5. A repartição proposta, em milhões de euros, é apresentada na tabela seguinte:

**Quadro 3-7 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD**

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	15,9	66,6	268,9	115,8	808,9	86,5	722,3	1 276,0
CMEC	1,2	2,6	11,2	3,8	66,7	4,2	62,5	85,5
Diferencial de custo dos CAE	0,3	1,4	5,8	2,5	17,3	1,9	15,4	27,3
Diferencial de custo das RA	2,2	9,3	37,5	16,1	112,8	12,1	100,7	177,9
Terrenos das centrais	0,1	0,6	2,3	1,0	7,0	0,8	6,3	11,1
Custos com mecanismos de capacidade	0,2	0,8	3,3	1,4	9,9	1,1	8,8	15,6
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,5	-2,3	-9,1	-3,9	-27,3	-2,9	-24,4	-43,1
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,7	3,0	11,9	5,1	35,9	3,8	32,0	56,6
Medidas de contenção tarifária	-4,9	-20,5	-82,7	-35,6	-248,7	-26,6	-222,1	-392,4
<b>TOTAL</b>	<b>15,2</b>	<b>61,6</b>	<b>249,1</b>	<b>106,2</b>	<b>782,4</b>	<b>80,7</b>	<b>701,7</b>	<b>1 214,6</b>

Fonte: Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2025, pág. 29

O CT recomenda que a ERSE, à semelhança de anos anteriores, apresente os valores de repartição final sob a forma de Eur/MWh, permitindo a comparação com os valores do Quadro 3-4, e assim uma verificação mais imediata das diferenças de repartição decorrente do sinal de redes e a proposta pela ERSE.

## I. Tarifas reguladas em 2025 no Continente e nas RA

### I.1. Tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) em Portugal Continental

1. Em 2025, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as TTVCF apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas em MAT, AT, MT e BTE.
2. A ERSE propõe, para 2025, um acréscimo de 2,1% na TTVCF de BTN, considerando tanto a tarifa média em vigor no decorrer do ano de 2024 como a tarifa em vigor no final de 2024.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2025

	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
BTN	2,1%	2,1%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 3

3. Face à média do ano 2024, o CT regista que o aumento da tarifa final proposto deriva da ação combinada da redução da tarifa de energia e do acréscimo das tarifas de acesso às redes e de comercialização.
4. No entanto, face às tarifas em vigor no final de 2024, o CT destaca que o aumento da tarifa final proposto deriva da ação combinada do aumento da tarifa de energia e de comercialização e do decréscimo das tarifas de acesso às redes.

### I.2. Variações tarifárias nas RA e Convergência tarifária para a tarifa aditiva

1. Na proposta em apreço, os preços das TVCF das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira apresentam uma variação tarifária anual global de 0,5% e 0,7%, respetivamente. Nos quadros seguintes apresentam-se as variações tarifárias das TVCF das RA, por nível de tensão, propostas pela ERSE para vigorem a partir de 1 de janeiro de 2025.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2025

	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
MT	-2,9%	1,6%
BTE	1,2%	2,5%
BTN	2,0%	1,3%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 4

**Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2025**

	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
MT	-3,0%	1,7%
BTE	0,8%	1,8%
BTN	1,9%	1,4%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 5

2. À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas RA os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente.
3. O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas TVCF nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2025 com as tarifas que seria necessário aprovar para as RA para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas.

**Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária na variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas em 2025**

	Variação anual 2025/2024	
	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	75,4%	0,5%
Região Autónoma da Madeira	49,1%	0,7%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 6

4. A convergência tarifária nas RA designa o processo gradual com que os preços unitários das TVCF dessas regiões se aproximam dos preços unitários da tarifa Aditiva do Setor Elétrico, a qual representa a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.
5. O processo de convergência centra-se, em primeiro lugar, no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio de cada nível de tensão e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária.
6. Globalmente, e para cada nível de tensão MT, BTE e BTN, em ambas as RA, verifica-se que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios. Para a BTN, por opção tarifária registam-se ainda diferenças positivas e negativas, o que corresponde a TVCF acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, conforme se constata nas figuras seguintes:

Figura 4-10 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA

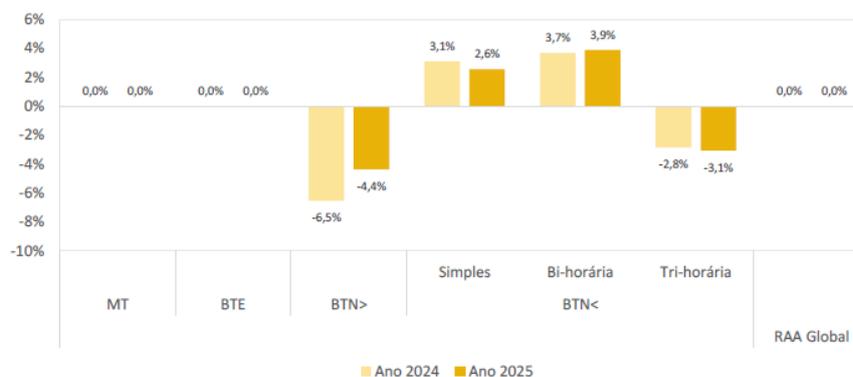
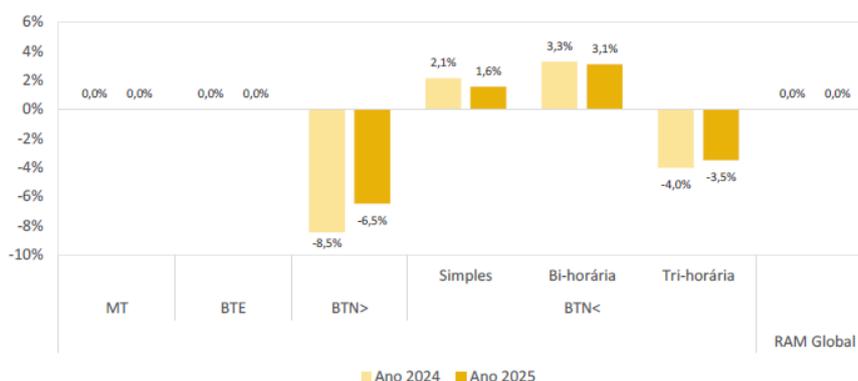


Figura 4-22 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



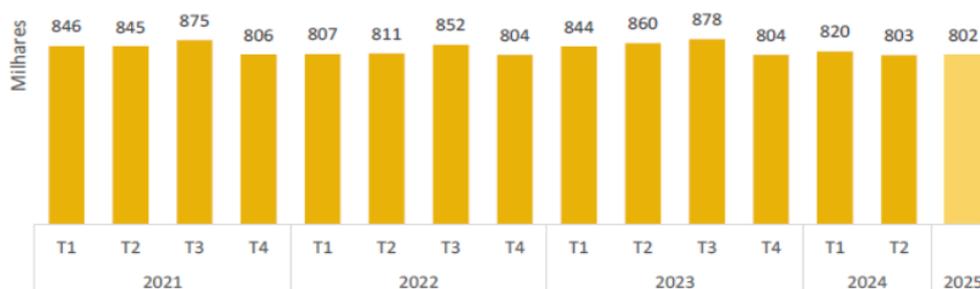
Fonte: Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025, pág. 74 e 83

- O CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo, recomenda que a ERSE prossiga o trabalho necessário para que o processo de convergência das TVCF face à tarifa aditiva siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.

### I.3. Tarifa social

- A tarifa social (TS) de fornecimento de eletricidade foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, entretanto revogado, tendo o respetivo regime jurídico sido incorporado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
- Para o ano de 2025, o Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro, do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia, manteve o desconto de 33,8% a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2025.
- O universo de beneficiários, previsto no diploma que criou a tarifa social foi objeto de alargamento pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, encontrando-se, atualmente, elencado no artigo 196º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
- A figura seguinte apresenta a evolução do número de clientes beneficiários desde o 1º trimestre de 2021 até ao 2º trimestre de 2024, assim como uma estimativa para o ano 2025.

Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: Informação dos comercializadores, recebida no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade.  
O valor para o ano 2025 é uma previsão.

Fonte: ERSE, Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2025, pág. 10

- Para 2025, a previsão do número de clientes beneficiários da tarifa social é de 802 milhares e terá um custo na ordem de 134 M€, conforme apresentado no Quadro 3-57.

Quadro 3-57 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	764 539	127 585
RA Açores	17 862	3 319
RA Madeira	19 902	3 580

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 188

- No que respeita ao financiamento da tarifa social, o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, apesar de alargar o âmbito e o número de entidades que irão compartilhar a TS da eletricidade, manteve o financiamento a ser garantido por agentes do setor, contrariando o disposto pela Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, que recomenda preferência pelo financiamento público ou solidário deste mecanismo de apoio social.
- A este propósito o CT, conforme tem expressado nos seus pareceres de forma reiterada, desde 2012, insiste na necessidade de revisão do modelo de financiamento da TS porquanto, tratando-se de uma medida de política social, o seu financiamento deverá ser garantido por verbas inscritas no Orçamento do Estado ou da Segurança Social.
- O CT regista, de forma positiva, que a ERSE tenha acolhido a recomendação do CT plasmada na consulta pública n.º 119, nomeadamente que as consultas públicas relativas à repartição do financiamento da tarifa social ocorram em simultâneo com o processo ordinário de fixação de tarifas.
- O CT, no quadro das suas competências, emitirá o respetivo parecer no qual se pronunciará sobre as questões objeto da referida consulta pública.
- Em sede da "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025" agora em apreço, o CT regista que, no caso particular do Continente, a estimativa de desconto com a tarifa

social a conceder pelo ORD no ano 2024, constante do quadro 5-31 do documento da “Proposta de Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2025”, no montante de 122,7 M€, é igual ao valor apurado como real para o ano de 2023 (quadro 5-30 do mesmo documento).

**Quadro 5-31 - Ajustamento da Tarifa Social**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

2024		
A	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Dez2023)	129 850
A'	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Mai2024)	129 768
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	122 712
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	3,955%
$\frac{[(A*5/12)+(A'*7/12)] - B}{(1+i_{t-1})}$	Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-1	7 370

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 124

**Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

2023		
A	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2023 (Dez2022)	122 532
A'	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2023 (Jul2023)	118 985
B	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	122 712
$C = (A+A')/2 - B$	Desvio em t por aplicação da tarifa social em t-2	-1 954
D	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social em t-2	10 150
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	4,369%
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	3,955%
$\frac{[(C) * (1+i_{t-2})] * (1+i_{t-1}) - D * (1+i_{t-1})}{(1+i_{t-1})}$	Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-2	-12 672

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 123

11. O CT estranha a utilização do valor real de 2023 como valor provisório para 2024, tendo em conta que o ORD já incluiu, no âmbito das contas reguladas previsionais submetidas à ERSE em junho de 2024, uma estimativa mais atual para o valor de 2024 (125,5 M€).
12. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE utilize, para este efeito, a estimativa mais atual reportada pelo ORD.
13. Adicionalmente, o CT realça que, na 124.ª Consulta Pública, a ERSE refere que “neste contexto na presente consulta passa a considerar-se a imputação do financiamento da TS a este centro electroprodutor, no período posterior a 30 de março, que implicará o reconhecimento do custo para efeitos tarifários, nos termos do Acordo celebrado (aprovado pelo Despacho n.º 22/SEENC/2024, de 28 de março de 2024).”<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Fonte: documento justificativo da 124.ª Consulta Pública da ERSE (texto da página 17, quadro 4-5 da página 34 e quadro 4-6 da página 36).

14. Face ao exposto, o CT regista a ausência, nos proveitos permitidos a recuperar com a UGS, dos montantes da tarifa social que a referida consulta já prevê que sejam financiados pela TURBOGÁS em 2025, de 2,9 M€ referentes a 2024 e 2,0 M€ referentes a 2025.
15. Por último, o CT recomenda que a ERSE considere, na versão final das Tarifas para 2025, os valores que ficarem definidos na Diretiva da ERSE sobre a repartição pelos vários agentes do financiamento da tarifa social relativo a 2025.

#### I.4. Tarifas de acesso às redes no continente (TAR)

1. O CT constata a descida das TAR para todos os níveis e segmentos de tensão face a dezembro de 2024. Importa, contudo, ter presente que os valores atuais resultam da revisão excecional de tarifas em vigor a partir de junho.  
Tendo em consideração os valores médios registados em todo o ano de 2024, as TAR para 2025 registam um incremento para todos os segmentos:

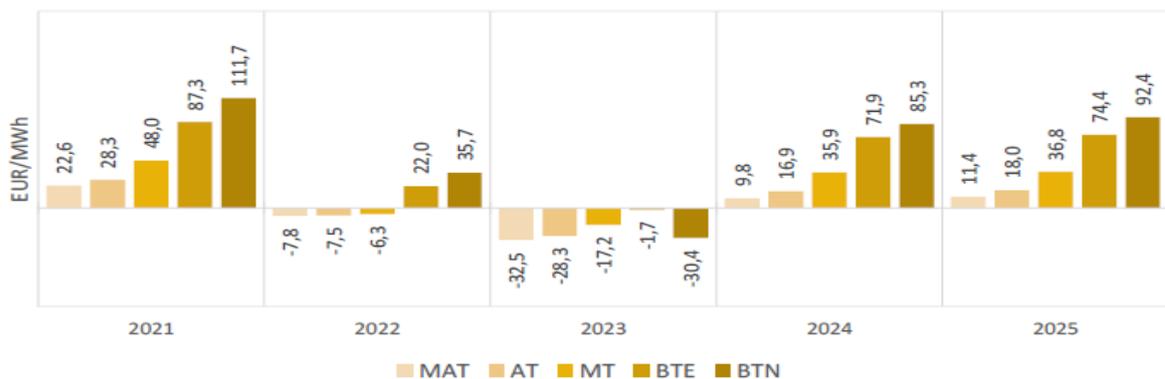
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2025

	Varição anual 2025 / 2024	Varição mensal Jan 2025/Dez 2024
MAT	10,3%	-7,3%
AT	5,8%	-10,2%
MT	2,7%	-11,5%
BTE	3,8%	-9,8%
BTN	9,2%	-5,8%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 8

2. Apresenta-se também a evolução média anual de tarifas entre 2021 e 2025:

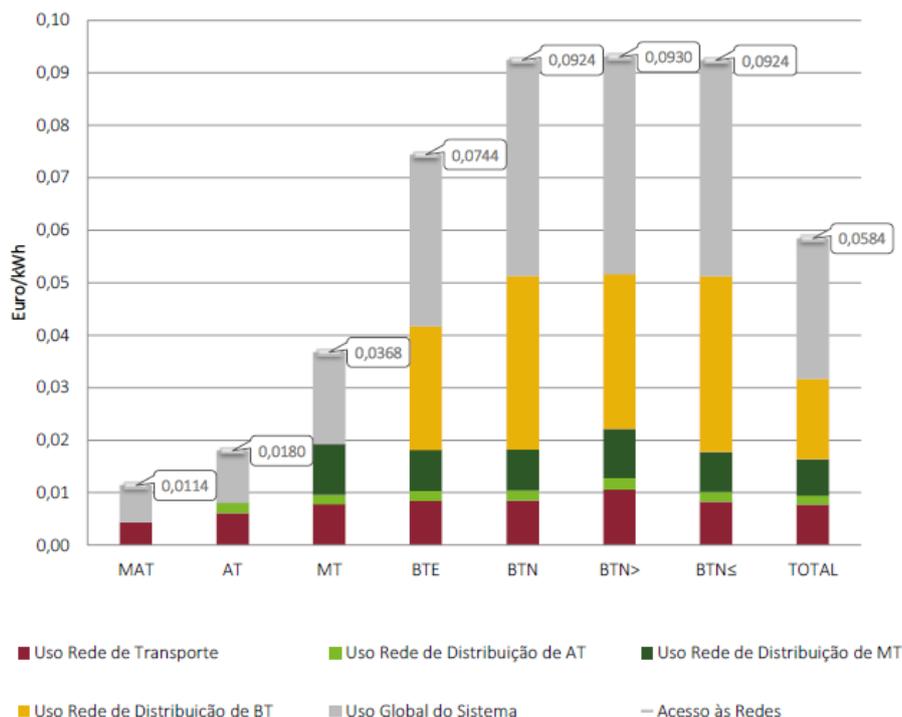
Figura 0-4 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 9

3. Os valores médios de TAR para 2025 e decomposição por atividade, são os seguintes para os vários segmentos:

**Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,  
 decomposição por atividade**



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 267

4. O CT constata o impacto dos CIEG nas TAR, cuja tabela seguinte é demonstrativa:

**Quadro 3-27 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse ecoi**

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	54%
AT	50%
MT	45%
BTE	56%
BTN > 20,7 kVA	57%
BTN ≤ 20,7 kVA	59%

Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 133

5. O CT releva uma vez mais o impacto da evolução dos preços de energia em mercado no apuramento de CIEG e, conseqüentemente, nas TAR. A esse respeito resumem-se na tabela seguinte os preços verificados de janeiro a outubro 2024 no OMIE – polo português, e que evidencia claramente a volatilidade registada ao longo do ano.

<b>Mês</b> <b>2024</b>	<b>Preço máximo</b> <b>Eur/MWh</b>	<b>Preço mínimo</b> <b>Eur/MWh</b>	<b>Preço médio aritmético</b> <b>Eur/MWh</b>
<b>Jan.</b>	168,35	0,43	74,08
<b>Fev.</b>	181,26	0	39,86
<b>Mar.</b>	173,82	0	19,26
<b>Abr.</b>	104,06	-0,63	13,23
<b>Mai</b>	120,00	-0,66	30,74
<b>Jun.</b>	175,55	-2,00	58,11
<b>Jul.</b>	142,48	-1,01	74,12
<b>Ago.</b>	165,01	-0,95	91,11
<b>Set.</b>	176,21	0	73,63
<b>Out.</b>	181,00	-0,01	69,41
<b>Média Jan a Out</b>	<b>158,77</b>	<b>-0.48</b>	<b>54,5</b>

Fonte: Construção CT com base em informação disponibilizada em [www.omie.es](http://www.omie.es)

3. Nos dez primeiros meses do ano o valor médio de mercado (OMIE) foi de 54,5 €/MWh, sendo que nos primeiros dias de novembro se têm registado valores consideravelmente superiores.

O CT assinala o impacto nas TAR que decorre da volatilidade e imprevisibilidade nos mercados de energia e de possíveis variações que ocorram até à publicação de 15 de dezembro e no decorrer de 2025.

Importa reforçar que a ERSE, como anunciado, defina um mecanismo expedito de atualização automática das TAR que evite o processo mais demorado de fixação excecional de tarifas, possibilitando a ativação de um processo de atualização gradual das TAR.

6. O CT assinala também que, ao contrário do verificado nos últimos anos, não se encontram previstas afetações extraordinárias ao SEN, enquanto medida de contenção tarifária.

#### **I.5. TAR aplicáveis ao autoconsumo**

1. O autoconsumo é definido como o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável.
2. O autoconsumo pode ser realizado em modo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa instalação elétrica de utilização (IU), ou coletivo, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU, e tem subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo.

No entanto, é possível associar em autoconsumo as instalações que estejam interligadas através da RESP, respeitando as regras de proximidades estabelecidas. Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se TAR, determinadas pela ERSE tendo em consideração o estabelecido legalmente.

4. A dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

Na presente Proposta, a ERSE mantém a opção tomada em anos anteriores de não considerar situações de inversão na determinação dos preços da TAR.

5. No início de 2022, o regime do autoconsumo foi integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, sido revogado.
6. Em 2020 o Governo determinou pelo Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as TAR. O referido despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.
7. Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao citado Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021, ao abrigo do qual o Governo prorrogou por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção.
8. Em 31 de janeiro de 2024, foi publicado o Despacho n.º 1177/2024, onde se estabelece a isenção de 100% dos encargos de CIEG que incidem sobre as TAR, para os novos projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de CER, que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade entre 1 de janeiro de 2023 e final do ano 2024.
9. A proposta de tarifas para 2025 inclui encargos com CIEG a suportar por todos os segmentos de tensão. Desta forma, considerando o quadro legal e regulamentar, a presente proposta procede ao apuramento das deduções de CIEG nas modalidades de isenção de 50% e de 100%.
10. Considerando as várias configurações entre o nível de tensão da UPAC e da(s) instalações de consumo, a ERSE apresenta as TAR a aplicar às instalações de autoconsumo consoante o nível de isenção de CIEG aplicável: sem isenção, 50% de isenção e 100% de isenção.
11. O CT reconhece a importância das isenções previstas para promoção de projetos de autoconsumo, quando viabilizados.

#### **1.6. TAR aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento**

1. A revisão regulamentar do setor elétrico estabeleceu a isenção de tarifas de acesso às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a um centro electroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

2. Nas restantes situações, não enquadradas nos casos acima referidos, vigora a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do n.º 3 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Para estes casos o CT constata a publicação, pela ERSE, das tarifas a aplicar e que beneficiam de isenção de CIEG.

#### **I.7. TAR aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo**

1. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas a concorrência internacional, e que cumpram determinados requisitos e obrigações.
2. A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos e obrigações, estabelecidos no referido Diploma e na Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta este Estatuto.
3. O CT volta a salientar que a celebração destes contratos compromete estes clientes ao cumprimento dos vários requisitos e obrigações previstos, impactando num conjunto de investimentos a seu cargo. Estão também obrigados ao cumprimento de consumos mínimos em períodos de vazio, com forte impacto na sua gestão operacional e de recursos humanos, e sujeitos à interrupção sem pré-aviso da sua alimentação elétrica em caso de atuação do relé de deslastre de frequência, para equilíbrio da rede.
4. Relativamente ao requisito de consumo mínimo em período de vazio e à conseqüente modulação a realizar pelas instalações para garantia do seu cumprimento, o CT salienta que o sinal de preço decorrente do mercado ibérico (horário) tem vindo a revelar um incentivo económico contrário, situação penalizante para os clientes eletrointensivos e que importa acautelar.
5. Tal como para a proposta de Tarifas para 2024, na presente proposta a ERSE refere *“que a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu”*.
6. Tal como nas tarifas em vigor, os CIEG em 2025 apresentam encargos a suportar pelos clientes afetos aos vários níveis de tensão.
7. Desta forma, o CT volta a constatar que a não aplicação das medidas de redução de encargos, por via da não aprovação pela Comissão Europeia, penaliza o conjunto de clientes abrangidos, cujos contratos não se encontram plenamente estabelecidos no que à redução de encargos diz respeito.
8. Tendo presente que esta decisão não depende do regulador, o CT reafirma a sua apreensão perante esta indecisão, voltando a instar a ERSE a diligenciar junto do Governo para que seja obtida a necessária aprovação junto da Comissão Europeia.

#### **I.8. Estudo para atualização da localização dos períodos horários**

1. Na proposta de tarifas para 2025, a ERSE apresenta um estudo relativo à localização dos períodos horários para os clientes em BT, MT, AT e MAT no continente, tendo em vista a sua atualização futura.

Segundo a ERSE, desde a última revisão realizada em 2009 verificaram-se modificações significativas nos perfis de consumo e produção de eletricidade que justificam a necessidade de atualizar a localização dos períodos horários.

2. A metodologia utilizada procede à análise dos custos incrementais das redes associados à utilização das redes de transporte e distribuição, identificando os períodos de maior e menor carga (a cada 15 minutos, sendo que nos resultados é apresentada uma média de 30 minutos), visando garantir que os sinais de preço incentivam uma utilização mais eficiente das redes, através de um maior equilíbrio ao longo do dia e redução de picos de consumo. Desta forma procura-se minimizar custos operacionais e de manutenção e mitigar necessidades de investimento em reforço da rede.

3. Foram utilizados diagramas de carga enviados pela E-REDES, relativos aos anos de 2013 a 2023, para Portugal continental, por nível de tensão e área geográfica, incluindo também a produção injetada.

Adicionalmente, a ERSE recorreu a informação sobre o mercado diário de energia elétrica.

4. A ERSE procedeu ao cálculo de trânsito de potências de energia nas redes e ao cálculo dos custos incrementais incluindo o custo marginal da energia ativa e o custo incremental da potência em horas de ponta. Os diagramas de trânsito foram classificados por ordem decrescente: ponta, vazio, vazio normal e super vazio, atribuindo a cada período as horas estabelecidas no RT para o inverno e para o verão.

5. Assim, como resultado à métrica de utilização das redes a ERSE determinou como único indicador o custo incremental das redes para cada um dos ciclos: ciclo diário, ciclo semanal e ciclo semanal opcional.

6. Adicionalmente à métrica de custos incrementais das redes, são apresentados resultados tendo em consideração duas métricas complementares: consumo e preço no mercado grossista.

7. O CT salienta a importância do estudo apresentado, tendo em consideração a necessidade de atualização dos períodos horários e a evolução verificada na estrutura do sistema elétrico no que aos sinais de preço diz respeito.

8. Dos resultados obtidos o CT destaca o seguinte:

#### **Métrica de custo de redes**

- Para o ciclo diário, os períodos de ponta surgem ao final da tarde quer no inverno, quer no verão (neste caso a partir de 2018). Os períodos de vazio e super vazio, apesar de alguma evolução face aos períodos atuais, permanecem localizados durante as noites.
- Para o ciclo semanal, as pontas (apenas em dias úteis) surgem consistentemente ao final do dia (17h30-22h30 no inverno e 19h00-22h00 no verão). Aos sábados, atualmente sem período de ponta, também se apresentam períodos de ponta localizados ao final do dia. Aos domingos não se verificam alterações significativas face ao atual.
- O ciclo semanal opcional regista uma tendência idêntica ao ciclo semanal nos vários períodos: ponta das 17h00-22h00 no inverno (horário atual) e 19h00-22h00 no verão (atualmente de manhã).

#### **Métrica de consumo**

- Relativamente à localização dos períodos de ponta, a métrica de consumo apresenta uma tendência de localização das pontas semelhante à métrica de custo de redes para o ciclo diário e ciclo semanal (particularmente desde 2021), isto é, ao final do dia.
- No caso do ciclo semanal opcional verifica-se que no inverno as pontas se localizam nas manhãs (08h00-13h00) e no verão à tarde (14h00-17h00).

Segundo a ERSE, a diferença dos resultados apresentados para esta métrica, em comparação com os relativos à métrica de custos das redes, pode ser explicada pelo facto da produção distribuída não estar a ser incluída na métrica de consumo.

#### **Métrica de preço no mercado grossista MIBEL**

- Tal como observado pela ERSE, a partir de 2021, no verão, e a partir de 2023, no inverno, observa-se uma inversão nos períodos de vazio e super vazio que passam a surgir durante o dia (para os três ciclos estudados).
- Os períodos de ponta surgem consistentemente ao final do dia, revelando em grande medida a tendência verificada nas restantes métricas (custo de rede e consumo).

9. O estudo realizado demonstra que, de forma geral, existe um alinhamento dos períodos de ponta nas diferentes métricas (custos de redes, consumo e preço OMIE). Por outro lado, o CT observa que o forte sinal de preço do mercado spot tem justificado opções de consumo em períodos de ponta por alguns segmentos de consumo, situação contrária ao seu objetivo e que impede a otimização de custo por parte dos clientes que tomem estas opções.

10. Assim, o CT entende que se justifica uma atualização dos períodos de ponta em função dos resultados obtidos para as três métricas, marcadamente localizados ao final do dia.

11. Além disso, à semelhança do que sucede hoje para o ciclo semanal, o CT defende ciclos opcionais que permitam aos clientes tomar decisões alternativas, nomeadamente em situações nas quais esse alinhamento não é objetivo e nas quais se poderá realocar os períodos de ponta noutros períodos do dia.

12. No caso dos períodos de vazio normal e super vazio, as métricas de custo de rede e consumo mantêm a tendência de localização durante a noite, ao contrário da métrica de sinal de preço na qual estes períodos revelam uma tendência para se situarem durante a manhã e/ou tarde, situação que se tem acentuado no decorrer de 2024.

13. Uma vez que as várias métricas não revelam a mesma tendência, o CT considera que o estudo deve ser aprofundado para assim melhor definir um alinhamento progressivo dos períodos de vazio e cheias com o sinal de mercado.

14. Importa, contudo, ter presente requisitos mínimos de consumo em períodos de vazio a que alguns segmentos de clientes estão vinculados, como sucede para os clientes com estatuto eletrointensivo. Neste caso, o cumprimento de tais requisitos e consequente aprovação do estatuto poderá ficar comprometido pelo que o CT defende que a ERSE sensibilize o legislador para uma adaptação a estes requisitos.

#### **J. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)**

1. O CT regista de forma positiva o facto de 9 dos 10 ORD BT estarem a prestar à ERSE a informação por esta solicitada.

2. Verificando-se que na sua proposta em análise a ERSE refere existir um conjunto de inconsistências nos dados fornecidos, o CT reitera a recomendação de o regulador desenvolver um conjunto de ações de sensibilização junto destas entidades visando a sua eliminação.

3. O CT mantém a recomendação para a publicação de uma tarifa de energia nos fornecimentos do CUR aos ORD BT que reportam fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, atualmente em número de 8.

A existência desta tarifa será um garante da correta separação contabilística das atividades destes operadores do SEN.

4. O CT reafirma a necessidade de, com base na informação que venha a ser fornecida à ERSE pelos ORD BT até 15 de maio (Artigo 189.º do RT), na qual devem reportar as suas diferentes atividades, o regulador publicar urgentemente um relatório com os resultados da avaliação do equilíbrio económico-financeiro desses agentes do mercado elétrico.

#### **K. Preço dos Serviços Regulados**

1. Para além das tarifas, a ERSE aprova anualmente os preços dos serviços regulados, ou seja, serviços obrigatórios prestados pelo operador das redes de transporte (ORT), pelos operadores das redes de distribuição (ORD) e pelos comercializadores de último recurso (CUR), e pagos pelos consumidores que os solicitam.

2. A fixação dos preços dos serviços regulados consta de diversos regulamentos a saber: Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC)<sup>11</sup>, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)<sup>12</sup>, no Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC)<sup>13</sup>, no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE)<sup>14</sup> e no Regulamento Tarifário (RT)<sup>15</sup>.

3. Na análise das propostas recebidas para o exercício de 2025, a ERSE, à semelhança de anos anteriores, acolheu parcialmente a recomendação do CT constante do seu Parecer de TeP 2011, no sentido de os preços fixados aderirem aos custos reais. No entanto, a ERSE voltou a fixar um limite de 5% na variação de preços.

4. Para 2025, no que diz respeito aos preços previstos no RAIE, a ERSE aceitou a proposta da E-REDES, aplicando-a não só em Portugal continental como nas Regiões Autónomas, fixando o preço de € 92,36 pela deteção e tratamento de anomalias e a taxa de 23% como majoração em caso de reincidência. No que diz respeito aos valores de consumo médio e desvio padrão, a ERSE aceitou as propostas das empresas E-REDES, EDA e EEM.

6. O CT nota que, de forma generalizada, a ERSE propõe a atualização dos preços dos serviços com o deflator previsto para o consumo privado ou, quando justificado, com a proposta dos operadores, metodologia com a qual o CT concorda.

#### **L. Medidas Mitigadoras**

1. A proposta apresentada pela ERSE inclui os valores de medidas de contenção tarifária para 2025 expostos no quadro abaixo.

---

<sup>11</sup> Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho

<sup>12</sup> Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho

<sup>13</sup> Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho

<sup>14</sup> Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho

<sup>15</sup> Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho

Unidade: 10<sup>9</sup> EUR

		T2024	T2025
A	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t (1+2+3+4+5+6)	1 041 354	469 459
1	Receta dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN [(T5/D)*(T7/D)]	408 992	356 877
1	Receta dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Dez 2023)	483 190	
1*	Receta dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Mai 2024)	370 202	
2	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	63 495	63 495
3	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	6 099	4 650
4	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0	0
5	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-2 222	45 947
6	Outras medidas mitigadoras SEE	568 000	0
B	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previsto para o ano t-1	0	77 081
C	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, do ano t-2	0	0
D = A - B - C	Montante total das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, incluindo ajustamentos de anos anteriores, a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do ano t	1 041 354	392 377

Nota: As receitas do mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013 apresentadas neste quadro correspondem à soma da receita do próprio ano com o ajustamento das receitas de t-1

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 114

- O CT realça que os valores do quadro 5-27 devem ser atualizados na sequência do Despacho n.º 12438/2024, de 21 de outubro, que afeta receita à redução do défice tarifário do SEN, com incidência nas tarifas de 2025, nomeadamente os montantes relativos à tributação do ISP e à CESE (cujos valores mais atuais são, respetivamente, 6,11 M€ e 52,96 M€).
- Nas tarifas de 2024 a ERSE estabeleceu um valor de 409 M€ a deduzir à tarifa de UGS da E-REDES, relativamente a receitas dos leilões de CO<sub>2</sub>, a serem transferidos do Fundo Ambiental para a Empresa nesse ano, não se tendo verificado, até ao momento, qualquer transferência.

O CT recomenda que a ERSE diligencie junto do Governo no sentido de assegurar que as transferências devidas pelo Fundo Ambiental às empresas reguladas, à luz da legislação publicada, sejam concretizadas com a maior brevidade possível.

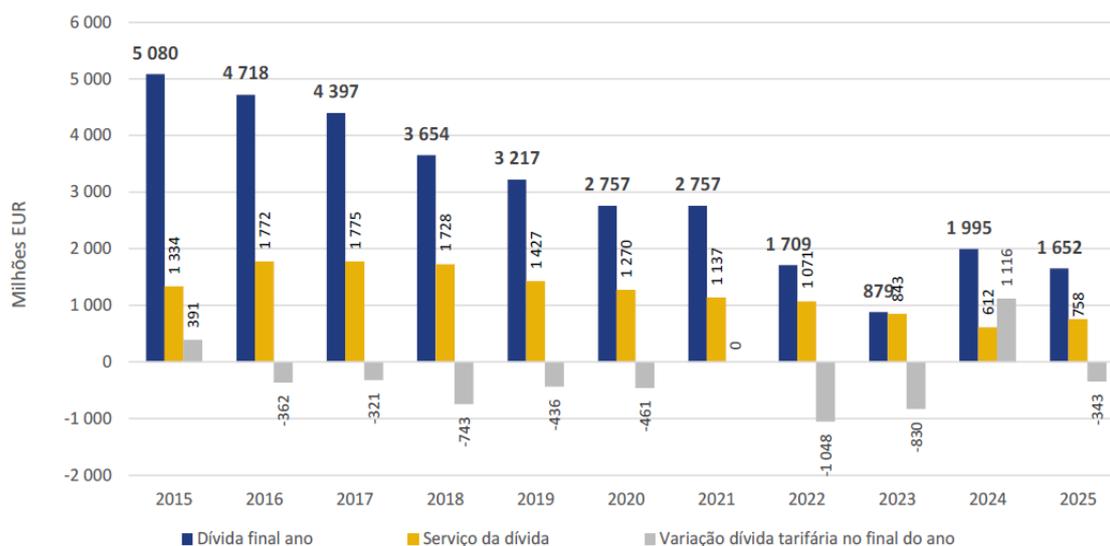
- Face ao exposto acima, o CT recomenda que:
  - A ERSE valide, junto do Fundo Ambiental, a efetiva transferência do montante referido ainda em 2024;
  - Caso tal transferência não se afigure como provável, que a ERSE desconsidere a receita estimada dos leilões de CO<sub>2</sub> no ajustamento provisório de 2024 a repercutir em 2025, prevendo-a como receita apenas em 2025.

#### M. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

- A constituição de dívida tarifária, nomeadamente o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a PRG, encontra-se prevista na legislação em vigor e tem evitado, ao longo dos últimos anos, a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
- O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano conduz ao chamado “serviço da dívida tarifária” (juros e amortização) que representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e controlar a sua evolução.
- Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2015 e 2025, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado

de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).

Figura 0-7 – Evolução da dívida tarifária



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, pág. 26

4. A proposta de tarifas e preços para 2025 volta a restabelecer a tendência de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, apenas interrompida em 2021 e em 2024.

5. No final de 2025, a ERSE estima uma dívida tarifária de cerca de 1.652 M€, traduzindo-se numa diminuição da mesma em 343 M€ durante o ano (-17%) face a 2024, dado que a dívida criada com o diferimento do sobrecusto da PRG de 2025, no valor de 337 M€ por 4 anos, é inferior à amortização de capital da dívida anterior a 2025.

6. O CT nota também que o valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas e preços para 2025 apresenta um acréscimo de 23,8%, relativamente ao ano anterior, o que decorre, maioritariamente, do elevado montante diferido nas tarifas de 2024 (1.717 M€).

#### N. Qualidade de serviço técnica e comercial

1. A qualidade de serviço constitui uma importante componente do sistema regulatório do setor energético, gerando impactos significativos no plano da competitividade das empresas e na esfera dos consumidores e clientes do setor, cabendo à ERSE, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), monitorizar e fiscalizar o cumprimento das regras aplicáveis neste domínio.
2. O CT valoriza o papel da ERSE no acompanhamento e na supervisão do desempenho das empresas em matéria de qualidade de serviço e aponta a necessidade das Propostas de Tarifas e Preços refletirem objetivos relacionados com o cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no RQS.

3. O CT sinaliza, positivamente, a publicação pela ERSE dos Relatórios da Qualidade de Serviço Técnica e da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2023.
4. O Relatório da Qualidade de Serviço Técnica aborda especificamente as questões relacionadas com a continuidade de serviço e a qualidade da energia elétrica abrangendo os operadores das redes dos vários níveis de tensão.
5. No que tange à componente da continuidade de serviço, o CT constata que os ORD registam uma melhoria dos indicadores gerais face ao ano anterior assegurando o cumprimento destes indicadores. Relativamente aos indicadores individuais verificaram-se alguns incumprimentos implicando compensações aos clientes.
6. Os indicadores gerais de continuidade de serviços da RNT apresentam uma degradação face aos valores registados nos últimos anos. No entanto, salienta-se que o reduzido número de interrupções registado evidencia a fiabilidade da rede. Apesar da ocorrência das interrupções de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.
7. Quanto à componente da qualidade de energia elétrica o CT nota que, no ano de 2023, a generalidade dos ORD cumpriu os valores regulamentarmente previstos no RQS, pese embora tenham sido identificados alguns incumprimentos cuja evolução é objeto de acompanhamento por parte da ERSE.
8. No que respeita à qualidade de serviço comercial, o CT lembra que a mesma abrange o relacionamento com os clientes, integrando designadamente a contratação e faturação, a resposta a pedidos de informação e reclamações, os serviços prestados na instalação dos clientes e as questões atinentes a clientes com necessidades especiais.
9. No que tange à qualidade de serviço comercial, o CT verifica que, no ano de 2023, se manteve um bom nível de desempenho por parte da generalidade das empresas reguladas, bem como, a melhoria do reporte de informação à ERSE, sem prejuízo de se recomendar a melhoria do atendimento telefónico comercial.
10. Em conclusão, o CT valoriza o esforço desenvolvido pelos operadores de rede e comercializadores em matéria da qualidade de serviço nas diversas componentes, que no ano de 2023, apresentaram resultados positivos, recomendando que se mantenha no futuro este objetivo da melhoria da qualidade de serviço, enquanto componente fundamental do sistema regulatório do setor elétrico.

#### **O. Mercado Livre**

1. O quadro evolutivo do número de clientes no mercado livre aponta para um valor médio global de cerca de 5,561 milhões clientes em 2024 e cerca de 5,734 milhões em 2025, o que resulta num número ainda significativo de consumidores em BTN no mercado regulado (mais de 820 milhares de clientes, cerca de 13% em 2025), tendo em consideração o prazo definido para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, de 31 de dezembro de 2025.
2. Para 2025, a evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes, face à prevista extinção das tarifas para todos os clientes no mercado regulado e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado.
3. No que respeita às estimativas de consumo para 2024 e 2025, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 93,7% e 94,8% do consumo total em Portugal continental.

4. Importa ainda destacar que, decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado, regressaram 46.321 clientes entre janeiro de 2018 e dezembro de 2021 e 143.555 clientes entre o início de 2022 e agosto de 2024.
5. A exemplo de Pareceres anteriores, o CT considera que a ERSE deverá:
  - Considerar nas tarifas os custos reais do CUR e as melhores estimativas com a aquisição de energia, nomeadamente dos custos adicionais (acerto ao preço base, acerto de contas e serviços de sistemas, entre outros);
  - retomar os leilões de venda da PRG;
  - introduzir, tal como anunciado, o mecanismo automático de resposta à volatilidade do preço da energia no mercado, com a consequente atualização periódica e automática da Tarifa de Energia e das TAR.

#### **P. Análise de sustentabilidade económica do SEN**

1. Segundo a ERSE, *“O objetivo desta análise de sustentabilidade económica do SEN é apoiar a decisão da ERSE relativamente ao período mais adequado para a recuperação de proveitos, que pode ser superior a um ano e ir até ao limite de cinco anos, sem comprometer a estabilidade tarifária em anos futuros e, consequentemente, sustentar a necessidade de ativar o mecanismo de estabilidade tarifária...”*.
2. No exercício tarifário de 2025, o conceito de sustentabilidade económica do SEN implementado baseou-se na evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais (RVCF), com a consequente avaliação das respetivas variações tarifárias e impacto nos limites pré-definidos para aquele preço.
3. Ao optar por este conceito, a ERSE analisa o nível de proveitos a recuperar em determinado ano (que possa dar cumprimento aos acima referidos limites) bem como a evolução futura da dívida tarifária criada e serviço da dívida, verificando, neste último caso, se o serviço da dívida a pagar em anos seguintes leva à criação de nova dívida que comprometa a estabilidade tarifária no curto e médio prazo.
4. Conclui-se, assim, nesta matéria, que a análise de sustentabilidade económica do SEN incide sobre dois vetores fundamentais para aquela sustentabilidade: a estabilidade tarifária e a dívida tarifária.
5. O CT regista, e concorda, com o aumento do número de variáveis incluídas nos pressupostos da análise, que condicionam os proveitos permitidos, considerando que tal será um fator de robustecimento dos resultados analíticos.
6. No que se refere à evolução do consumo total de energia elétrica em Portugal continental, o CT regista a opção conservadora da ERSE ao optar pela manutenção, até 2030, do nível de consumo de energia elétrica (referido à emissão) considerado em tarifas para o ano de 2025, procurando assim eliminar o efeito do consumo nos resultados obtidos.
7. O CT entende que a opção da ERSE introduz uma evolução "artificial" do consumo (que dificilmente se concretizará) e que difere, substancialmente, do histórico registado e da opção escolhida no exercício tarifário de 2024, em que utilizou o RMSA-E.

8. Sabendo-se que ao efeito consumo estão associados custos estruturais do SEN, o CT salienta que tal opção da ERSE poderá constituir um fator a ter em conta na análise de fiabilidade dos resultados analíticos obtidos.
9. Tendo presente o que foi referido acima, nomeadamente no ponto anterior, e também o enquadramento de incerteza que subjaz na fiabilidade dos resultados obtidos numa análise deste género, o CT regista as conclusões do estudo realizado.
10. Segundo a ERSE, as simulações efetuadas nos cenários considerados (ALTO, BAIXO e ADVERSO) indicam:
  - que a proposta de transferência intertemporal (da nova dívida a criar em 2025) por um período de quatro anos, para o exercício tarifário de 2025, é a mais adequada para garantir a estabilidade tarifária em anos vindouros e a redução da dívida, com a consequente mitigação do volume de custos a pagar pelas gerações futuras; e
  - que não existirá constituição de nova dívida a partir de 2026.
11. Recorda-se que este último aspeto tem sido amplamente realçado pelo CT nos seus pareceres anteriores, onde considera que deve ser procurada a minimização dos impactos em termos de serviço da dívida e a consequente redução das condicionantes para o futuro do setor, fundamental em termos de sustentabilidade do SEN e justiça intergeracional.
12. O CT manifesta preocupação com a fiabilidade das conclusões retiradas do estudo, pelo facto da ERSE ter optado por manter constante vários fatores, entre eles a evolução do consumo.

### III - RECOMENDAÇÕES FINAIS

Do desenvolvimento do texto do presente Parecer, decorrem um conjunto de recomendações do CT, que a seguir se sumarizam:

1. Que a ERSE considere, no ajustamento definitivo dos proveitos de 2023 das empresas reguladas, o valor do deflador do PIB mais recente, publicado pelo INE, e que o correspondente ajustamento dos proveitos de 2023 seja também considerado no cálculo dos proveitos de 2024 e 2025;
2. Que, nas suas estimativas, a ERSE reflita as melhores previsões possíveis à data, incorporando o máximo de informação real disponível, garantindo, desse modo, o correto reconhecimento de dívida pelo sistema e a minimização de acertos futuros;
3. Que a ERSE reveja a estimativa de decréscimo do preço de mercado da PRG de 9,8 €/MWh, para 2024, tendo em consideração os valores reais verificados de 2021 a 2023 (15,8 €/MWh em 2021; 18 €/MWh em 2022 e 12 €/MWh em 2023);
4. Que a ERSE mantenha o *spread* aplicado aos ajustamentos desde 2018, de 0,5 p.p, aos ajustamentos de 2024;
5. Que a ERSE ajuste a estimativa dos custos adicionais de aquisição do CUR para fornecimento de clientes (acerto ao preço base, acerto de contas e serviços de sistemas, entre outros), relativamente aos anos de 2024 e 2025, tendo em consideração o valor real do ano 2023 de 13,12 €/MWh;

6. Que a ERSE mantenha a monitorização da evolução dos preços no mercado grossista de eletricidade, procedendo à revisão extraordinária das tarifas sempre que se verificarem desvios importantes entre as previsões e o real;
7. Que a ERSE reveja o cálculo dos ganhos com a cessão da dívida tarifária de 2024 do CUR, considerando (i) a atualização dos *cash flows* ainda por receber na data de cada cessão, com base na taxa de diferimento definida por Portaria, para determinar o valor do capital em dívida à data da cessão e (ii) atualize todos os valores a receber no futuro, para determinar o valor líquido recebido;
8. Que, relativamente à cedência à Tagus, a ERSE reveja os cálculos do ganho no final do período de diferimento (2029), aferindo se os *cash flows* considerados neste cálculo se materializaram, ajustando a partilha em conformidade;
9. Que a ERSE corrija o quadro “Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2025” do documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”, revendo a repartição entre capital e juros, de forma que a “amortização de capital” total corresponda à atualização a 1 de janeiro de 2025 dos fluxos mensais que ocorreriam sem diferimento;
10. Que a ERSE continue a diligenciar a homologação governamental de valores de acertos dos CMEC (“revisibilidades do passado”, relativas aos anos de 2016 e 2017) que já deveriam ter ocorrido;
11. Que a ERSE implemente com a maior brevidade possível, a reintrodução dos leilões para venda da PRG, na sequência da CP n.º 125;
12. Que a ERSE utilize a estimativa mais atual reportada pelo ORD para os custos com a tarifa social no Continente em 2024;
13. Que a ERSE considere, nos proveitos permitidos a recuperar com a UGS, os montantes da tarifa social que a consulta pública já prevê que sejam financiados pela Turbogás em 2024 e 2025;
14. Que a ERSE considere, na versão final das Tarifas para 2025, os valores que ficarem definidos na Diretiva da ERSE sobre a repartição pelos vários agentes do financiamento da tarifa social relativo a 2025;
15. Que a ERSE considere os custos, com a prestação de serviços da Turbogás aprovados pelo Despacho n.º 22/SEENC/2024, de 28 de março, nos proveitos permitidos do Gestor do Sistema entidade com a qual foi celebrada o acordo, em vez de considerar os mesmos na atividade CVEE do AC;
16. Que a ERSE diligencie, junto do Governo, no sentido de assegurar que as transferências devidas pelo Fundo Ambiental às empresas reguladas, à luz da legislação publicada, sejam concretizadas com a maior brevidade possível;
17. Que a ERSE valide, junto do Fundo Ambiental, a efetiva transferência até ao final do ano das receitas dos leilões de CO<sub>2</sub> de 2024 e, caso tal não se afigure provável, que desconsidere a receita estimada dos leilões de CO<sub>2</sub> no ajustamento provisório de 2024 a repercutir em 2025, prevendo-a como receita apenas em 2025;

18. Que a ERSE apresente os valores de repartição final dos CIEG sob a forma de €/MWh, permitindo assim uma verificação mais imediata das diferenças de repartição decorrente do sinal de redes e a proposta pela ERSE;
19. Que a ERSE, na fixação dos preços dos serviços regulados, promova a sua aderência aos custos reais, não limitando a variação dos mesmos a um valor máximo de 5%;
20. Que a ERSE prossiga o processo de convergência das TVCF das RA face à tarifa aditiva de forma a que se atinja a aditividade plena;
21. Que a ERSE promova ações de sensibilização junto dos ORD BT no sentido de eliminar as inconsistências nos dados fornecidos;
22. Que a ERSE promova um estudo sobre o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT;
23. Que a ERSE publique uma tarifa de energia nos fornecimentos do CUR aos ORD BT que reportam fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT;
24. Que a ERSE diligencie junto do Governo para que seja obtida a aprovação da Comissão Europeia em relação ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo e, paralelamente, sensibilize o legislador para a reavaliação do cumprimento de requisitos mínimos em períodos de vazio;
25. Que a ERSE proceda a uma atualização dos períodos de ponta em função dos resultados obtidos para as três métricas, marcadamente localizados ao final do dia;
26. Que a ERSE aprofunde o estudo tendo em vista um alinhamento progressivo dos períodos de vazio e cheias com o sinal de mercado;
27. Que a ERSE considere aperfeiçoar o mecanismo de revisão trimestral, de forma a ajustar, em simultâneo e de forma automática, as tarifas de energia e as tarifas de acesso às redes;
28. Que a ERSE antecipe, sempre que possível, as Consultas Públicas que não estão sujeitas a prazos legalmente estabelecidos.

#### IV – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Em **15 de novembro de 2024**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor na globalidade: 20 (vinte)

Votos contra os seguintes pontos específicos: 0 (zero)

tendo sido aprovado por Unanimidade

O parecer que antecede contém 51 (cinquenta e uma) páginas, sendo 4 (quatro) destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais 19 (dezanove) páginas, que fazem parte integrante do mesmo, contendo sentidos de voto.

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Manuela Moniz</b>	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que preside	<b>Anexo 1</b>	---	---
<b>Patrícia Carolino</b>	Representante da Direção-Geral do Consumidor	<b>Anexo 2</b>	---	---
<b>Ana Vasconcelos</b>	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	<b>Anexo 3</b>	---	---
<b>Luís Vasconcelos</b>	Representante da Associação Nacional de Municípios	Anexo 4	—	—
<b>João Fernandes</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	<b>Anexo 5</b>	—	—
<b>Eduardo Quinta Nova</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	<b>Anexo 6</b>	—	—
<b>Célia Marques</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	<b>Anexo 6</b>	—	—
<b>Ingride Pereira</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	<b>Anexo 7</b>	—	—
<b>Vinay Pranjivan</b>	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira	<b>Anexo 8</b>	—	—

<b>Carlos Silva</b>	Representantes dos consumidores nos termos do n.º 6 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE - AIMMAP	<b>Anexo 9</b>	—	—
<b>João Marinho</b>	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - Siderurgia Nacional	<b>Anexo 10</b>	—	—
<b>Paula Almeida</b>	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - REN	<b>Anexo 11</b>	—	—
<b>Rui Miguel Bernardo</b>	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) – E-Redes	<b>Anexo 12</b>	—	—
<b>Alexandre Rodrigues</b>	Representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - CEVE	<b>Anexo 13</b>	—	—
<b>Sandra Pinto</b>	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente – SU ELETRICIDADE	<b>Anexo 14</b>	—	—
<b>Bruno Pais</b>	Representante dos pequenos comercializadores de energia	<b>Anexo 15</b>	—	—
<b>Ricardo Ferrão</b>	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre	<b>Anexo 16</b>	—	—
<b>Luís Miguel Plácido</b>	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores - EDA	<b>Anexo 17</b>	—	—

<b>Rui Vieira</b>	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira - EEM	<b>Anexo 18</b>	—	—
<b>Henriqueta Bastos</b>	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores	<b>Anexo 19</b>	—	—

**Parecer sobre**

**“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”**

**Declaração de voto**

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do CT/SSE, declaro que voto favoravelmente na Globalidade o parecer anexo elaborado por este Conselho, referente à **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”**.

**Lisboa, 15 de novembro de 2024**

**Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025"**

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025".

Lisboa, 15 de novembro de 2024

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## DECLARAÇÃO DE VOTO

Ana Brandão de Vasconcelos, na qualidade de representante para a área do Ambiente nomeada pelo MATE, no Conselho Tarifário da ERSE, vota **favoravelmente na globalidade** o Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2025”.

Lisboa, 15 de novembro de 2024

Ana Brandão de Vasconcelos



Exma. Sr.<sup>a</sup> Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,  
Eng.<sup>a</sup> Manuela Moniz

Nos termos do n.º 1 do artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 97/2022, de 12 de abril, na sua redação atual, na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor elétrico, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), indico por este meio o meu **voto favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a "**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025**".

Lisboa, 15 de novembro de 2024

***Dados pessoais***

---

(Luis Vasconcelos)



João Fernandes, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, vota favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, da ERSE relativo à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”

Viana do Castelo, 15 de novembro de 2024

O Representante da DECO

***Dados pessoais***

(João Fernandes)



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E  
OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor da Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços da Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2024

***Eduardo Quinta-Nova***

***Célia Marques***



Ingride Pereira, representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”.

Lisboa, 15 de novembro de 2024

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

*Dados pessoais*

(Ingride Pereira)



Vinay Pranjivan, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, da ERSE relativo à **“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”**.

Lisboa, 15 de Novembro de 2024

*Dados pessoais*

Vinay Pranjivan

Representante da DECO no Conselho Tarifário da secção da eletricidade da ERSE

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE**  
**Eng.ª Manuela Moniz**

**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

**VOTO**

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho manifestar o meu **voto favorável na globalidade ao Parecer** do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”.

João Marinho

Lisboa, 15 de novembro de 2024

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE  
Eng.ª Manuela Moniz

**PARECER SOBRE “PROPOSTA DE TARIFAS E PROVEITOS DA ENTIDADE GESTORA DA REDE DE  
MOBILIDADE ELÉTRICA PARA 2025”**

**VOTO**

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho manifestar o meu **voto favorável na globalidade ao Parecer** do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à “Proposta de Tarifas e Proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2025”.

João Marinho

Lisboa, 15 de novembro de 2024



*Voto do representante da entidade concessionária da RNT  
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre "Proposta de tarifas e preços  
para a energia elétrica e outros serviços em 2025"*

A representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025*".

Lisboa, 15 de novembro de 2024

Assinado por: **PAULA ALEXANDRA NETO SOARES ALMEIDA**

***Dados pessoais***

Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte

**Declaração de voto do representante da entidade concessionária da  
Rede Nacional de Distribuição (RND)  
Parecer do Conselho Tarifário (CT), sobre:**

**“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de 2025”**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

O representante da E-REDES - Distribuição de Electricidade S.A., entidade concessionária da RND, vota favoravelmente o parecer do CT sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de 2025”.

O representante da entidade concessionária da RND,

Assinado por: RUI MIGUEL CACHADO BERNARDO

***Dados pessoais***

(Rui Bernardo)

Lisboa, 15 de Novembro de 2024.

Votação

ORDbt

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (ORDbt), voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025.

[Assinatura  
Qualificada]

Sérgio Alexandre  
Barbosa  
Rodrigues

***Dados pessoais***

Lisboa, 15 de novembro de 2025

Alexandre Rodrigues



Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, relativa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre  
a  
“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”

\*\*\*\*\*

Na qualidade de representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, **voto favoravelmente** o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”.

Lisboa, 15 de novembro de 2024

*Dados pessoais*

SANDRA ISABEL NETO PINTO FERREIRA

representante do comercializador de último recurso



**Parecer do Conselho Tarifário sobre “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

Bruno Ricardo Albuquerque Almeida Pais, na qualidade de representante dos pequenos comercializadores da energia, vota **favoravelmente**, o parecer do Conselho Tarifário sobre “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”.

Lisboa, 15 de Novembro de 2024

O Representante dos pequenos comercializadores da energia,

*Dados pessoais*

~~Bruno Pais~~

**DECLARAÇÃO DE VOTO DO REPRESENTANTE DOS  
COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE EM REGIME LIVRE  
RELATIVA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A  
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA  
E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

Na qualidade de representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre, voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”.

Lisboa, 15 de novembro de 2024,

Ricardo António Torcato Ferrão

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre

**Declaração de voto do representante das empresas do setor elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2025”**.

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2024

Assinado por: **LUÍS MIGUEL TAVARES PLÁCIDO**

***Dados pessoais***

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025**”

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025*”.

Funchal, 15 de novembro de 2024

Rui Miguel Aveiro Vieira

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira



**ACRA - ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO AÇORES**

**Pessoa Coletiva de Utilidade Pública**

(Despacho Nº 1950-2013, publicado na II Série, do Jornal Oficial Nº 216 de 2013-11-07)

**NIF: 512025657**

## **Declaração de Voto sobre o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE Relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025"**

Henriqueta Bastos, representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores, na Secção do Setor da Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a "**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2025**".

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2024.

Representante dos Consumidores na Região Autónoma dos Açores

**Dados pessoais**

(Henriqueta Bastos)