

## PARECER SOBRE

### **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2024”**

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 16 de outubro de 2023, o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024*”<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 2024”, concretizado em 1 de novembro de 2023.

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

### **I – GENERALIDADE**

#### **A. Contexto**

De acordo com a ERSE, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024” respeita um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e os operadores, se traduzem em minimizar os custos para os consumidores, através da afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas, assegurando a sustentabilidade do sistema, assim como o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, a adequação dos preços aos custos nas atividades reguladas e a consideração dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral nos termos da legislação em vigor.

Na definição das tarifas de eletricidade e dos preços dos serviços regulados para 2024, a ERSE considerou as alterações regulamentares decorrentes do processo de consulta pública n.º 113, que procedeu à alteração da quase totalidade dos regulamentos do setor, por determinação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

De seguida, o CT pronunciar-se-á na especialidade sobre a presente proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o ano 2024.

<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 16 outubro/2023, N/ Ref: ET/2023/1506/VM/ao

## B. Comunicação dos Impactos Tarifários e Dossier de Imprensa

A ERSE voltou a divulgar apenas as variações tarifárias em Baixa Tensão Normal, contrariando o procedimento que já havia adotado na fixação excecional de tarifas em junho de 2023. Tendo em conta que nas Regiões Autónomas (RA) só existem tarifas reguladas e na sequência de recomendações anteriores, considera o CT que a ERSE deve continuar a comunicar as variações das tarifas de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão nas RA.

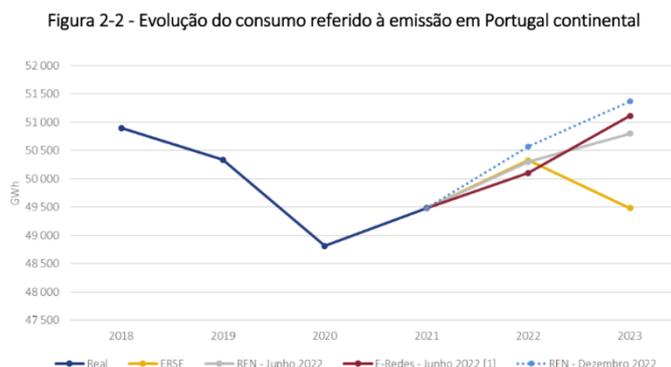
## II - ESPECIALIDADE

### A. Ponto Prévio

1. A proposta de tarifas e preços para 2024 decorre num contexto de forte pressão e volatilidade nos mercados de energia, iniciada na segunda metade de 2021, e que se prevê venha a manter-se para o próximo ano.
2. Para além da perspetiva de pressão sobre o custo de aquisição de energia elétrica para 2024, a proposta tarifária em apreço é fortemente influenciada pelo exercício tarifário de 2023.
3. Com efeito, não obstante a ERSE ter procedido a uma revisão extraordinária de tarifas, de modo a atualizar os custos de referência de energia para o segundo semestre de 2023, *“a recuperação deste desvio gerado essencialmente no primeiro semestre de 2023 origina um aumento de proveitos com um forte reflexo na estabilidade tarifária para 2024, o que conduz à necessidade de a ERSE propor, nos termos do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a transferência intertemporal, pelo prazo de 5 anos, de alguns CIEG, em especial o diferencial de custo com a PRG”*.
4. O CT está ciente do grau de complexidade e de incerteza inerentes ao processo de fixação tarifária, capazes de gerar desvios significativos nos dois sentidos.
5. Pelas razões expostas, o CT entende que a ERSE, durante o ano de 2024, para além de monitorizar em permanência, deverá usar os mecanismos que tem à disposição para, de forma mais célere, efetuar eventuais atualizações tarifárias que possam minimizar o potencial aumento dos desvios.

### B. Estimativa da Procura na fixação de Tarifas para 2024

1. O CT constata que a estimativa da ERSE do consumo referido à emissão para o ano de 2023 nas Tarifas de 2023 foi bastante inferior à estimativa da REN e da E-REDES nessa altura, conforme a figura seguinte:



Fonte: Anexo Caracterização da Procura das Tarifas 2023, Pág. 12

2. Para a fixação de Tarifas de 2024, a ERSE considerou os valores enviados pela E-REDES, nomeadamente consumos reais de 2022, estimativas atualizadas para 2023 e previsões de consumos para 2024.
3. O CT recomenda que a ERSE, nos sucessivos exercícios anuais de fixação de tarifas, utilize fontes de informação consistentes, por forma a limitar impactos das descontinuidades.
4. O CT verifica ainda que a atualização da estimativa de consumo final para 2023 face ao projetado para as Tarifas de 2023 incrementa o consumo em 3.1%, para um total de 46 079 GWh.
5. O CT não pode deixar de realçar a diferença entre o consumo que agora se perspetiva para 2023 e a estimativa que a ERSE considerou para o exercício tarifário de 2023, tendo em consideração a recomendação que teceu no seu parecer à proposta de proveitos e tarifas para 2023, de que deveria ser esclarecido o pressuposto metodológico seguido pela ERSE, de considerar uma taxa de variação nula para o período entre abril e novembro de 2023, relativamente ao período homólogo de 2022.
6. Neste cenário, a previsão de procura para 2024 considerada para as Tarifas de 2024 (46 781 GWh) aumenta 1.5% face à estimativa mais recente para 2023 e 4.7% face à previsão considerada para as Tarifas de 2023.

**Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário**

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2023	Tarifas 2024	Δ% T2024 / T2023
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>44 688</b>	<b>46 781</b>	<b>4,7%</b>
MAT	2 210	2 316	4,8%
AT	6 750	6 939	2,8%
MT	14 538	15 437	6,2%
BTE	3 163	3 451	9,1%
BTN	18 027	18 639	3,4%

**Nota:** A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

Fonte: Anexo Caracterização da Procura das Tarifas 2024, Pág 29

7. Segundo a ERSE, a opção de considerar os valores propostos pela E-Redes reflete as incertezas associadas ao contexto macroeconómico e a um possível abrandamento da economia portuguesa, assumindo uma opção cautelosa e coerente com as projeções referidas.
8. O CT tem presente a influência que o contexto de instabilidade internacional assume nos cenários de previsão de procura, situação agravada pelos recentes desenvolvimentos no médio oriente. Nesse sentido, o CT considera prudente a projeção considerada pela ERSE que resulta da evolução prevista para a economia portuguesa.
9. Adicionalmente, o CT julga pertinente que a ERSE apresente uma avaliação sobre o impacto na procura resultante da intervenção europeia de emergência para fazer face aos elevados preços da energia<sup>3</sup> assim como da evolução da eficiência no sistema elétrico.

<sup>3</sup> Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho de 6 de outubro de 2022

### C. Ajustamentos definitivos de 2022 e ajustamentos provisórios de 2023

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 2022 (definitivo) e do ano de 2023 (provisório):

#### Ajustamentos 2022 e 2023 a refletir em 2024

	Unidade: M€	
	2022 R	2023 E
REN Trading	48,80	-256,43
ADENE	0,02	
REN Elétrica	-27,47	5,43
E-REDES	-3,54	
SU ELETRICIDADE		
PRE	-382,96	-1 290,52
FC (inclui Comercialização)	53,38	143,21
<b>Continente</b>	<b>-311,76</b>	<b>-1398,31</b>
EDA	-31,62	3,59
EEM	-67,24	1,01
<b>Regiões Autónomas</b>	<b>-98,86</b>	<b>4,60</b>
<b>TOTAL</b>	<b>-410,62</b>	<b>-1393,71</b>

Fonte: Proposta

Nota: Sinal positivo (+) a devolver aos consumidores | Sinal negativo (-) a recuperar pelas empresas  
TeP2024, documento "Proposta de proveitos e ajustamentos para 2024", Quadros 4-3 a 4-6

### Ajustamentos definitivos de 2022

5. Relativamente aos ajustamentos de 2022, o CT constata que os mesmos totalizam 411 M€ a devolver às empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, sendo que este avolumar de desvio já tinha sido alertado pelo CT aquando da revisão extraordinária de tarifas para 2023.
6. De entre os valores a devolver às empresas reguladas, é de destacar, pela sua magnitude, o desvio de 383 M€, juros incluídos, relativos à atividade CVEE PRE desempenhada pelo CUR.
7. Relativamente a este desvio, da atividade CVEE PRE, o documento "*Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2024*", no capítulo 5.6.1.2.1 *Ajustamento de 2022 da Função de CVEE PRE do CUR* refere que "*No que respeita às receitas com as garantias de origem, o valor real de 2022 usado no ajustamento de 2022 teve em consideração a informação divulgada pelo OMIP relativo ao resultado dos leilões de garantias de origem emitidas em 2022, que difere do valor faturado pela SU eletricidade em 2022 (61 409 milhares de euros)*" (sublinhado do CT).

8. Neste contexto, e tendo verificado a existência de uma diferença de 15,1 M€ entre o valor faturado pela SU ELETRICIDADE e o considerado pela ERSE no cálculo do ajustamento definitivo de 2022 da CVEE PRE, o CT solicitou esclarecimentos à ERSE, alertando para o seguinte:
- O Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, que estabelece as regras de transação das garantias de origem (GO) de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, institui, no seu n.º 13, que *“A SU Eletricidade, enquanto CUR, procede à liquidação e faturação das receitas dos leilões e ao pagamento dos custos com a operacionalização dos mesmos, sendo o resultado líquido deduzido ao sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis, nos termos do RT.”* (sublinhado do CT).
  - O RT prevê no n.º 6 do art.º 127.º que o ajustamento tarifário da atividade CVEE PRE, atividade regulada por custos aceites, deve considerar os *“Proveitos recuperados da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, determinados com base nos valores reais, calculado pela expressão (...)”* (sublinhado do CT).
9. A ERSE esclareceu que:
- *“(…) importaria efetuar a especialização das receitas (com a transação de GO) e de custo (com a aquisição de energia elétrica aos produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis) para um mesmo limiar do tempo”,*
  - *“Para o exercício de 2022, a ERSE considerou como receita das GO aquela que decorre da colocação em mercado das GO com referência a produção desse mesmo ano, sem prejuízo de alguma dessa receita se ter concretizado já em 2023”, e*
  - *“a abordagem descrita não contraria o disposto no Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho”.*
10. O CT nota que, não obstante a questão colocada mencionar tanto o Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, como o RT, a resposta da ERSE é omissa quanto à conformidade com o RT.
11. Tendo por base a informação pública sobre os leilões de GO e a metodologia agora indicada pela ERSE, que não consta do Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, o CT verifica que os 77 M€ correspondem apenas ao valor das receitas obtidas com os leilões de GO, sem deduzir os custos incorridos com a operacionalização dos mesmos, pelo que o valor considerado pela ERSE não está conforme o referido Despacho.
12. Adicionalmente, o CT constata uma alteração de método na repercussão tarifária dos valores relativos a GO, uma vez que, até ao momento, tem sido considerado o momento da faturação pelo CUR, o qual refletia o momento de realização dos leilões, ao invés do momento de referência da produção.
13. A metodologia aplicada até ao ajustamento definitivo de 2021, nas tarifas de 2023, cumpre o Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, bem como o RT, que determina a consideração de valores reais no cálculo dos ajustamentos definitivos, o que não se verifica com o que agora é proposto para o ajustamento definitivo de 2022.
14. É de destacar que a alteração ora verificada, para além de contrariar o disposto no RT, cria, e criará sempre no futuro, uma distorção, entre os valores efetivamente faturados pela empresa regulada SU ELETRICIDADE e o valor que é considerado para efeitos de cálculo de ajustamento definitivo,

adicionando complexidade ao exercício tarifário e, ao mesmo tempo, diminuindo a rastreabilidade e transparência, além de violar o princípio da neutralidade financeira nas contas do CUR, subjacente ao cálculo dos ajustamentos tarifários, e por consequência o princípio do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

15. Nos termos previstos no n.º 2 do artigo 190.º do RT, a SU ELETRICIDADE está obrigada a enviar à ERSE *“as contas reguladas verificadas no ano anterior (...) acompanhadas de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares”*. Em cumprimento das obrigações de reporte previstas no RT, a SU ELETRICIDADE enviou atempadamente a informação real financeira, contabilística e operacional, na forma definida pela ERSE na sua Instrução n.º 10/2022, de 20 de dezembro, acompanhada do respetivo relatório de garantia de fiabilidade emitido por auditor independente.
16. Em face do exposto, o CT reforça a necessidade de cumprir o RT e o Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, recomendando que, no cálculo do ajustamento definitivo da CVEE PRE 2022, seja considerado o valor das receitas dos leilões faturadas pelo CUR em 2022, líquidas dos custos com a operacionalização dos mesmos, tal como consta nas contas reguladas reais auditadas do CUR, assegurando assim a neutralidade financeira dos desvios entre os valores efetivamente faturados e os teóricos de tarifas ao longo de um determinado ano.
17. O CT reforça que a manutenção da metodologia seguida no passado, conforme o RT, não invalida que a ERSE controle a efetiva transferência dos valores devidos para o setor elétrico, tendo por base a informação pública e articulando com as entidades envolvidas sempre que entenda necessário.
18. Adicionalmente, no que concerne ao reconhecimento de custos de funcionamento nas atividades reguladas por custos aceites, o CT considera que é fundamental, a bem da transparência do processo de determinação dos proveitos permitidos das empresas reguladas, que a ERSE apresente justificação para eventual não reconhecimento de custos face aos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas, as quais são sujeitas a auditoria e certificação.

#### **Ajustamentos provisórios de 2023**

19. O CT constata que os montantes previstos para os ajustamentos provisórios 2023 para o Agente Comercial do SEN (-256 M€) e para o CUR (-1 291 M€) assumem também um valor significativo e têm por base informação real até meados de setembro.
20. Em face dos montantes envolvidos, o CT considera que os pressupostos para estimar os desvios de 2023 devem ser o mais aderente possível à realidade, evitando o acumular de dívida não reconhecida pelo sistema.
21. Em concreto, no que se refere ao cálculo do ajustamento do ano 2023 da atividade de CVEE do CUR e do Agente Comercial do CAE, destaca-se a estimativa do preço de mercado implícito, efetuada pela ERSE, de 95,6 €/MWh. O preço evidencia-se, por ora, adequado, dado que até final de outubro se

verificou um preço médio de 89,8 €/MWh que, conjugado com os *forwards* para novembro e dezembro, resulta num preço médio estimado para o ano de 93,0 €/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 2023

Preço de mercado 2023 (€/MWh)	Jan a Out Verificado	Nov e Dez Estimado	Ano
Proposta tarifas 2024	89,8	124,3 (valor implícito na Proposta)	95,6
Estimativa		108,5 (média dos preços forward negociados em out-23)	93,0

Fonte: Preço de Jan a Out de 2023: OMIE; Preço do ano 2023 estimado pela ERSE: Documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024”, Quadro 5-3

22. Adicionalmente, e no que diz respeito ao ajustamento provisório de 2023 da atividade CVEE PRE do CUR, é importante garantir uma estimativa adequada da componente do decréscimo ao preço base, a qual reflete o perfil de venda da PRE em mercado, calculado pela diferença entre o preço de venda da PRE e o preço de mercado expurgando o efeito dos leilões de venda da PRE.
23. A proposta tarifária considera, para 2023, um decréscimo do preço base de -5,3 €/MWh, o qual difere substancialmente do valor real verificado em 2022, de -15,5 €/MWh, bem como do valor acumulado verificado até setembro de 2023 de -10,7 €/MWh, conforme quadro seguinte:

#### Diferencial face ao preço de mercado da CVEE PRE

	Real Setembro '22	Real 2022	Real Setembro '23	Estimado 2023
Preço venda PRE [A]	171,9	149,9	82,0	90,3
Preço de mercado [B]	186,4	167,6	92,7	95,6
Efeito leilões venda PRE [C]	-5,0	-2,6	0,0	0,0
Decréscimo ao preço de mercado* [A]-[B]-[C]	-9,5	-15,1	-10,7	-5,3

\* Relacionado com o efeito da venda da PRE em mercado, aqui traduzido pela diferença entre o preço de venda da PRE e o preço de mercado expurgando o efeito dos leilões de venda da PRE. Existe uma tendência de agravamento do valor no último trimestre do ano, em virtude da menor produção de solar, tal como verificado em 2022.

Fonte: Documento “Proposta de proveitos e ajustamentos para 2024” Quadros 5-63 e 5-66, “Proposta de tarifas e preços para 2024” Quadro 0-14 e Resultados dos leilões de venda da PRE e Conselho Tarifário

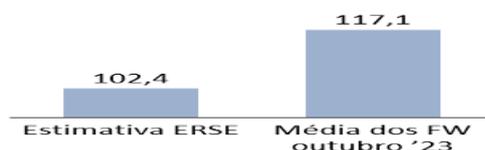
24. Neste contexto, o CT reforça a necessidade de se estimar adequadamente o volume de custos e proveitos a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os desvios futuros. A não observância deste princípio poderá originar a necessidade de financiamento, com consequências no

custo para os consumidores até à sua liquidação, tal como se verifica nesta proposta tarifária para 2024.

**D. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes e receitas do Agente Comercial para o ano de 2024**

1. A previsão da ERSE para o custo médio de aquisição do CUR em 2024, de 113,8 €/MWh, considera:
  - (i) a estimativa de preços para as entregas de energia elétrica no mercado de futuros do OMIP, para esse ano (102,4 €/MWh),
  - (ii) o efeito dos resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, de produtos com entrega em 2024 (4,6 €/MWh) e
  - (iii) os custos adicionais (6,9 €/MWh).
2. Segundo a ERSE *“Em termos de previsões para 2024, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica no OMIP para entregas neste ano apontam, em setembro do corrente ano, para preços médios de 109 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos base load e para valores próximos dos 98 EUR/MWh nos contratos peak load”*.
3. O CT constata que o preço de mercado considerado pela ERSE para 2024, de 102,4 €/MWh, se situa abaixo da média dos *forwards* de outubro, como se observa no gráfico seguinte, recomendando a atualização desta estimativa, na versão final das tarifas para 2024, tendo em conta as previsões mais atualizadas.

**Estimativa do preço de mercado para 2024 (€/MWh)**



Fonte: ERSE Documento *“Proposta de proveitos e ajustamentos para 2024”* Quadro 5-3; Média dos futuros: OMIP

4. Relativamente ao efeito dos leilões de aprovisionamento do CUR para 2024 (4,6 €/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 120,10 €/MWh, e
  - (ii) do volume de energia colocada em leilão, cujo peso face ao total dos fornecimentos do CUR é de 26%.
5. 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.

Deste modo, sugere-se que, de futuro, a ERSE promova a compra de um maior volume de energia a prazo através de leilões de aprovisionamento, em momento anterior ao da fixação de tarifas.

6. O CT constata que, na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2024, a ERSE considera ainda os custos adicionais, designadamente os custos com os serviços de sistema, o acerto ao preço

base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes da aquisição do CUR em mercado, no valor de 6,9 €/MWh.

7. Tendo como referência o valor dos custos adicionais verificados até setembro de 2023, de 12,8 €/MWh, apurados pelo CUR, que se situam significativamente acima do valor considerado pela ERSE para 2024, o CT recomenda que a ERSE considere a melhor estimativa possível para estes custos adicionais.
8. Atendendo à volatilidade que caracteriza os mercados de energia, agravada pela agressão militar da Rússia contra a Ucrânia e pelo recente conflito Israel-Palestina, de contornos e duração difíceis de antecipar, 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 e do Agente Comercial do CAE, que dependem deste pressuposto, de forma a não onerar as tarifas dos anos seguintes com desvios gerados em 2024.

#### **E. Taxa de Inflação**

1. As componentes fixas e variáveis dos proveitos permitidos das atividades reguladas, definidas para o 1.º ano do período regulatório, 2022-2025 são atualizadas nos anos subsequentes com a taxa de inflação e um fator de eficiência.
2. Como referido pela ERSE no documento de proposta de proveitos e ajustamentos para 2024, na recente revisão do RT (Regulamento n.º 828/2023, de 17 de julho), o articulado foi alterado de forma a que a definição dos proveitos permitidos para o ano t passe a considerar a taxa de variação anual do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (IPIB) do ano t-1, em vez da regra que existia na anterior versão do RT (Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto), ao abrigo da qual os proveitos permitidos para o ano t tinha por base a taxa de variação anual do IPIB terminada no segundo trimestre do ano t-1.
3. O CT não pode deixar de destacar que esta alteração não foi incluída para comentários na Consulta Pública n.º 113 - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, que decorreu em maio deste ano, não permitindo uma apreciação aprofundada sobre a mesma.
4. O CT considera, no entanto, que uma mudança de regra de cálculo como esta efetuada pela ERSE deve ser desejavelmente introduzida na mudança de período regulatório e em períodos de estabilidade do IPIB.
5. O CT alerta que esta mudança de regra, relativa à janela temporal de observação da taxa de variação do IPIB a considerar para a formulação dos proveitos, implica que se ignore a taxa de variação do IPIB do 2.º semestre de 2022, por sinal um semestre em que a taxa foi bastante elevada. Como consequência, os proveitos de 2024 e consequentemente os de 2025 não refletem a inflação registada no 2.º semestre de 2022, tal como aconteceria com a manutenção da regra.
6. Adicionalmente, tendo em conta os comentários à CP 113, a ERSE refere que irá passar a considerar o valor mais atual publicado pelo INE relativamente a este índice no cálculo do ajustamento definitivo. De notar que nem no atual RT nem no anterior existe qualquer referência explícita à necessidade de utilizar os primeiros dados fechados publicados pelo INE. Neste contexto, o CT recomenda que, por princípio, a ERSE utilize sempre a informação mais atualizada do IPIB, incluindo nos ajustamentos de 2022 e 2023.

7. A ERSE dispõe que ambas as alterações apenas tenham efeitos a partir do 3.º ano do período regulatório (2024).
8. O CT considera que deve ser garantida a consistência metodológica durante o período regulatório. Isto é, estas alterações devem não só ter efeitos nos proveitos permitidos para tarifas 2024, mas também no cálculo do desvio definitivo de 2023 que irá ocorrer em 2025, caso contrário o efeito da inflação nos proveitos permitidos das empresas dos anos 2022-2023 não será refletido corretamente.
9. O CT constata que esta alteração regulatória introduz disrupções significativas no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas, com efeitos materialmente relevantes.
10. O CT recomenda que a ERSE, utilize de forma consistente as séries dos índices de preços durante o período regulatório, isto é, nos termos do RT em vigor seja utilizada a variação anual do IPIB de t-1 com base na informação mais atual publicada pelo INE à data do cálculo dos desvios definitivos de 2023, 2024 e 2025. Para o efeito o artigo 222º do RT deve ser revisto em conformidade.

#### **F. Proveitos Permitidos**

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

###### **F.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. O acréscimo verificado conforme já referido noutros pontos deste Parecer resulta do avolumar de desvios a recuperar relativamente ao agente comercial do SEN do ano 2023, valor que foi mitigado pelo diferimento intertemporal de proveitos proposto de 138 M€ por um período de 5 anos. Ambos os temas abordados noutros pontos deste Parecer (vide pontos C e K).
3. Relativamente aos custos diretamente relacionados com a atividade, e no que se refere aos custos com obrigações do Gestor de Sistema no âmbito da operacionalização das responsabilidades decorrentes da legislação europeia, o CT constata que na proposta agora em apreço volta a haver uma limitação aos valores incorridos pelo operador, no cumprimento das obrigações impostas pela Diretiva Europeia designadamente nos custos incorridos com o CORESO (Centro Coordenador Regional) e com a ENTSO-e (Associação de Operadores de Transporte de Eletricidade Europeus), por considerar a ERSE que o acréscimo dos custos destas entidades não se encontra devidamente fundamentado.
4. Tendo em conta o acréscimo das obrigações atribuídas a estas entidades por via dos Regulamentos Europeus, o CT recomenda que a ERSE clarifique quais as condições e esclarecimentos que entende necessários para considerar os custos como elegíveis .
5. No que diz respeito à atualização da componente fixa com a taxa de inflação, remete-se para os comentários do CT no ponto E deste Parecer.

### **F.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 E. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros desta atividade.

### **F.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 2024, o montante total de 1.099 M€, repartidos entre 408 M€ para a AT e MT e 691 M€ para a BT.
2. De acordo com a ERSE, este montante total de proveitos permitidos proposto para 2024 representa um aumento global de cerca de 4,9% relativamente aos proveitos permitidos para 2023, sendo que o aumento na AT e MT é de 2,1% e na BT é de 6,7%.
3. Como referido pela ERSE, este aumento nos proveitos permitidos da DEE deve-se, genericamente, à subida da taxa de inflação e da taxa de remuneração, sendo que, no caso da BT em particular, o aumento é muito alavancado pelo incremento dos custos com as rendas de concessão (componente *pass-through*)<sup>4</sup>, entre o valor estimado para as tarifas de 2023 (276 M€) e o valor agora estimado para as tarifas de 2024 (302 M€).
4. Remete-se para o ponto E. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros desta atividade.

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

1. A atividade de OLMCA, de acordo com os n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, 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 e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
2. Não tendo ainda ocorrido a atribuição da referida licença, nos termos 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.
3. O referido Decreto-Lei estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA passem a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação de tarifas de eletricidade.
4. Importa referir que os proveitos permitidos propostos pela ERSE dizem respeito apenas aos proveitos permitidos e ajustamentos da ADENE no âmbito das funções desempenhadas e referenciadas em 2. A esta atividade aplica-se um modelo do tipo TOTEX pelo que os proveitos anuais refletem a evolução do deflator do PIB e o ajustamento de 2022.

---

<sup>4</sup> Nota do CT: incremento dos custos com as rendas de concessão motivado pela alta na inflação, pelo comportamento do consumo e, ainda, pelo diferencial entre as rendas de concessão previstas e incluídas nas tarifas de 2023 (276 M€) e as reais de 2023 (286 M€).

5. O CT regista que só em maio de 2023 a Adene encerrou o processo de 2021, e que até à data a ERSE ainda não rececionou a informação de 2022 auditada.

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

1. 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), o proveito permitido da atividade de comercialização de energia elétrica e, também, os custos com a CVEE a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC).
2. Em concreto, no que diz respeito à CVEE PRG, o CT constata que a ERSE considera um diferencial face ao preço de mercado de -5,1 €/MWh para o ano 2024, uma vez que o pressuposto de preço de venda da PRG é de 97,3 €/MWh e o preço de mercado é de 102,4 €/MWh.
3. O CT reforça ainda que, em linha com o explicitado no capítulo dedicado aos “Ajustamentos definitivos de 2022 e ajustamentos provisórios de 2023”, o valor do diferencial considerado para 2024 de -5,1 €/MWh é bastante inferior ao verificado em 2022, de -15,1 €/MWh, e ao valor real verificado até setembro de 2023 de -10,7 €/MWh, podendo originar novamente desvios significativos a recuperar pelo CUR nas tarifas dos anos seguintes.
4. Nesse sentido, o CT recomenda a revisão do pressuposto do diferencial face ao preço de mercado na venda da PRG, garantindo o seu alinhamento com os valores históricos mais recentes, em concreto no ano de 2022 e os verificados até ao momento em 2023.
5. Relativamente à atividade de CVEE a produtores em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC), o CT nota que a ERSE acolheu as suas recomendações no sentido de ser assegurada a recuperação dos montantes relativos a desvios desde o início da atividade do facilitador de mercado nos proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC, contribuindo desse modo para o equilíbrio económico-financeiro do CUR, o que se concretiza na presente proposta tarifária.
6. Não obstante, no que diz respeito ao *fee* de intermediação fixado pela ERSE, que visa recuperar os custos de funcionamento previstos, o CT constata a atualização do valor em 2,6%, de 0,0260 €/kW/mês para 0,0267 €/kW/mês, reconhecendo a ERSE no documento *Proposta de Tarifas e Preços em 2024* que “O preço proposto permite recuperar 29% dos custos de funcionamento do ano”, sendo o remanescente recuperado por via tarifária, através da parcela I da UGS.
7. O CT constata que a fixação do *fee* cumpre o disposto no RT, cobrindo “total ou parcialmente os custos de funcionamento da atividade”, questionando, no entanto, se o preço agora proposto não poderá condicionar o desenvolvimento desta atividade de agregação em regime de mercado.
8. Remete-se para o ponto E. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros da atividade de comercialização.

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

1. Os proveitos permitidos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2024, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, ascendem a 613 M€, face a 548 M€ na fixação excecional de Tarifas para 2023 em junho de 2023 (+11,9%).
2. Retirando os ajustamentos, este valor situa-se em 518 M€, valor que compara com 499 M€ na fixação excecional de Tarifas para 2023 em junho de 2023 (+3,7%).

3. As variações observadas nos proveitos permitidos das RA resultam essencialmente do aumento do nível de proveitos das atividades da AGS das RA, particularmente em resultado do acréscimo dos custos com combustíveis e dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>, com impacto nos ajustamentos de anos anteriores.
4. A subida verificada nas cotações das matérias-primas nos mercados internacionais, nomeadamente, do Brent, do gás natural e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, fatores não controláveis pelas empresas regionais, foi mais pronunciada do que a estimada pela ERSE, com impacto significativo na evolução de custos apresentada.
5. Remete-se para o ponto E. Taxa de inflação os comentários do CT à metodologia utilizada pela ERSE na atualização dos parâmetros das atividades.

## **CIEG**

### **G.1. Evolução dos CIEG**

1. A variação das tarifas de acesso às redes depende das variações das tarifas, por atividade, associadas ao uso das redes de transporte e de distribuição e à gestão global do sistema.
2. No que respeita à tarifa de uso global de sistema (UGS), a mesma é fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) definidos maioritariamente pelos governos ao longo dos anos, juntamente com o pagamento de CIEG diferidos em exercícios tarifários anteriores (amortização de dívida tarifária).
3. O aumento das tarifas de acesso às redes para 2024 em todos os níveis de tensão, resulta de os CIEG apresentarem um acréscimo muito acentuado relativamente aos valores de tarifas de 2023, quer aos publicados em dezembro de 2022, quer aos valores revistos na fixação excecional de tarifas de 2023, publicada em junho de 2023.
4. O valor dos CIEG apurados, no âmbito do cálculo das tarifas de 2024, atinge 2 508 M€. A este valor são deduzidos 55 M€ das medidas de estabilidade e sustentabilidade, bem como 1 244 M€ do efeito das transferências intertemporais de proveitos (diferimento de proveitos do ano 2024 e pagamento de anuidades de dívidas geradas em anos anteriores). Assim o valor global repercutido nas tarifas atinge 1 209 M€.
5. É possível observar as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados:

**Quadro 0-15 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2024**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	T2024/ T2023 (Dez2022)	T2024/ T2023 (Jun2023)
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos</b>	<b>-4 635 295</b>	<b>-2 160 997</b>	<b>2 508 406</b>	<b>7 143 701</b>	<b>4 669 402</b>
Diferencial de custo da PRG	-4 270 402	-2 307 826	1 653 268	5 923 670	3 961 094
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	87 053	87 053	85 882	-1 172	-1 172
Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-378 419	246 987	1 124 956	625 406
Rendas de concessão da distribuição em BT	276 051	276 051	301 640	25 590	25 590
Sobrecusto da RAA e da RAM	246 909	255 533	328 755	81 846	73 222
Terrenos das centrais	12 220	12 220	11 333	-887	-887
Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0	0	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	5 139	0	0
ERSE	7 354	7 354		-7 354	-7 354
Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	334	-102	-102
Autoridade da Concorrência	447	447		-447	-447
Tarifa Social	-122 532	-118 985	-124 932	-2 400	-5 947
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>356 994</b>	<b>336 425</b>	<b>-54 777</b>	<b>-411 771</b>	<b>-391 203</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	139 385	5 074	5 074
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-193 863	-417 104	-396 535
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-559	-559	-300	259	259
<b>Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEG (alisamentos)</b>	<b>709 123</b>	<b>709 123</b>	<b>-1 244 063</b>	<b>-1 953 187</b>	<b>-1 953 187</b>
Alisamento do diferencial de custo da PRG	709 123	709 123	-1 105 753	-1 814 876	-1 814 876
Alisamento de outros CIEG ao nível da UGS II do ORT (exclui diferencial de custo CAE)			-138 310	-138 310	-138 310
<b>Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2024</b>	<b>-3 569 178</b>	<b>-1 115 448</b>	<b>1 209 565</b>	<b>4 778 743</b>	<b>2 325 013</b>

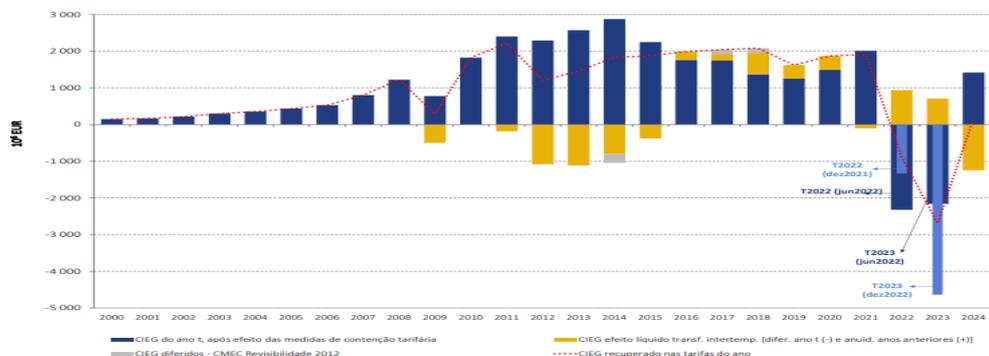
Notas: 1) Nas Tarifas de 2023, o diferencial de custo da PRG, corresponde ao diferencial de custo da PRE, ao qual foram deduzidas as medidas de contenção tarifária, no âmbito da legislação em vigor nesses exercícios tarifários. Nas Tarifas de 2024, o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, que passaram a ser deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS, nos termos do RT em vigor. Em 2024, estas medidas são de 1 097 784 milhares de euros.

2) Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, os custos com a ERSE e com a AdC deixaram de ser considerados CIEG. Neste novo contexto legal e regulamentar, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo explicitados nos quadros os valores associados a essas transferências (diferimento do ano ou pagamento de anuidades de anos anteriores) nos CIEG onde se verificaram.

Fonte: Proposta TeP2024, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, pág. 23

**6. Em termos evolutivos:**

**Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária (DL 165/2008))**



Nota: 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 no ano de 2024, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem CIEG.

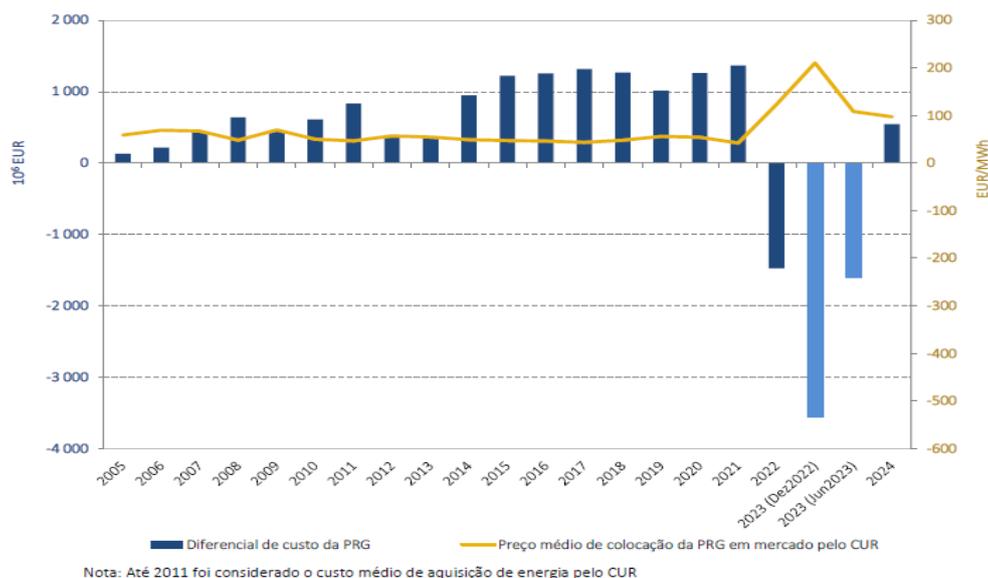
Fonte: Proposta TeP2024, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, pág. 22

7. A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas face aos exercícios tarifários de 2022 e 2023 reduziu o sobreprovento de custo da produção com remuneração garantida (PRG) e dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), a repercutir em 2024.
8. Adicionalmente, a existência de ajustamentos significativos destes CIEG referentes a anos anteriores, nomeadamente a 2022 e 2023, deram origem a um desvio a recuperar.
9. Neste contexto de acréscimo acentuado dos CIEG, a ERSE propõe, nos termos regulamentarmente previstos, ativar o seu diferimento intertemporal por motivos de estabilidade tarifária.
10. O CT reitera que os preços de energia elétrica nos mercados grossistas constituem um fator determinante da evolução dos CIEG e que, perante as incertezas associadas ao contexto de instabilidade internacional, é expectável a manutenção de uma elevada volatilidade dos preços energéticos nos mercados internacionais.
11. Assim, o CT reforça o plasmado em Pareceres anteriores de que as previsões realizadas pela ERSE, especialmente quando construídas num contexto de incerteza, devem ser objeto de uma monitorização da evolução dos preços, procedendo à revisão extraordinária das tarifas sempre que seja necessário, de modo a evitar ajustamentos como os verificados neste ano.

## G.2. Diferencial do custo da PRG

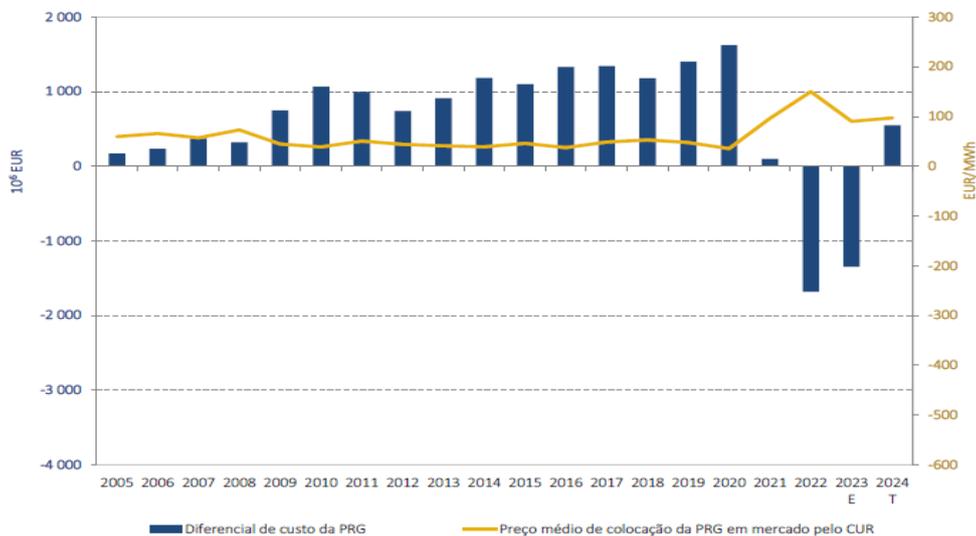
1. O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição produção com remuneração garantida (PRG) resulta da diferença entre o custo médio de aquisição dessa energia elétrica aos produtores com remuneração garantida e o preço médio a que o agregador de último recurso (AUR) vende esta produção.
2. As figuras seguintes apresentam a evolução do diferencial do custo com a aquisição da PRG, no primeiro caso os valores previstos nas tarifas e no segundo os valores reais:

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



Fonte: documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, pp 54 e 55

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: documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, pp 54 e 55

Quadro 5-59 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida

Tarifas 2024					
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 (EUR/MWh)	Diferencial de custo PRG do ano (10 <sup>3</sup> EUR)	
Eólicas	13 016	92,8	1 207 785	97,29	-58 624
Hídricas	693	111,2	77 033	97,29	9 645
Biogás	164	131,7	21 578	97,29	5 634
Biomassa	1 278	138,9	177 531	97,29	53 146
Fotovoltaica	352	295,9	104 225	97,29	69 953
Eólica OffShore	76	155,2	11 869	97,29	4 431
Ondas	0	0,0	0	97,29	0
RSU	450	96,7	43 499	97,29	-250
Cogeração (NFER)	2 826	93,4	264 110	97,29	-10 882
Cogeração (FER)	1 898	105,3	199 785	97,29	15 146
Micro/Mini/UPAC/UPP	330	142,0	46 840	97,29	14 752
Fotovoltaica Leilões	29	20,3	590	97,29	-2 235
<b>Total da Produção com Remuneração Garantida</b>	<b>21 113</b>	<b>102,1</b>	<b>2 154 844</b>		<b>100 716</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: documento “Proposta de proveitos e ajustamentos para as empresas reguladas do SEN em 2024”, p.164

- O CT constata que, sem o efeito dos ajustamentos e outras medidas, a ERSE estima que o diferencial de custos da PRE em 2024 seja de +100,7 M€, ou seja, de sobrecusto para o SEN, considerando como preço de referência o valor de 97,29 Eur/MWh.

4. Face à evolução dos preços de mercado previstos para 2024 e tendo presente o perfil de aquisição desta produção, o CT recomenda que o valor de referência considerado na aprovação do tarifário seja atualizado aquando da publicação das tarifas, com os dados de mercado mais recentes então disponíveis (ver pontos D.3 e F.4, nºs 2 e 3 deste Parecer).
5. O CT recomenda ainda que a ERSE retome a programação dos leilões para venda de PRG com a maior brevidade possível, de modo a garantir menor volatilidade dos desvios relativamente a esta rubrica no futuro, devendo assegurar que o exercício tarifário de 2025 volte a beneficiar do efeito estabilizador proporcionado por este mecanismo.

### **G.3. 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 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 apenas se mantém o da Tapada do Outeiro, que terminará no final do 1º trimestre de 2024, tendo o do Pego cessado em novembro de 2021.
3. O princípio de operacionalização dos CAE baseia-se na recuperação do diferencial entre os custos incorridos (fixos: para recuperação do investimento; variáveis: associados à produção de eletricidade) e as receitas provenientes da venda de eletricidade em mercado, sendo esse diferencial (positivo ou negativo) incorporado no cálculo da Tarifa UGS. A gestão do equilíbrio contratual foi acometida à REN Trading, nomeada com “Agente Comercial do SEN”, em condições reguladas aprovadas pela ERSE.
4. Antecipando a conclusão dos CAE, a ERSE alterou o mecanismo de gestão otimizada destes contratos, dirigido à REN Trading, para aplicação a partir de 2021, destinado a incentivar uma operação eficiente das atividades de produção e venda de eletricidade, cuja monitorização é realizada pela ERSE.
5. Para 2024, a ERSE estima um crescimento significativo desta componente dos proveitos permitidos, para 247 M€, devido à redução do preço de eletricidade no mercado grossista que induziu um desvio de 250 M€ a recuperar, não tendo as vendas de eletricidade sido suficientes para recuperar os custos incorridos.
6. O CT reconhece que este desenvolvimento era antecipável, desde o momento da Revisão Tarifária Extraordinária, ocorrida no início do 2º semestre de 2023, em que a redução acentuada das receitas por motivo da evolução dos preços no mercado grossista fora evocada pela ERSE como o motivo fundamental para tal revisão, por não se ter confirmado a existência da previsão de uma situação marcadamente superavitária nesta atividade (redução da estimativa de contribuição líquida para o SEN de *circa* 878 M€ para 378 M€):

Quadro 5-1 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024
<b>A = 1 + 2 - 3</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE</b>	<b>-425 896</b>	<b>86 967</b>	<b>38 850</b>
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	544 047	540 087	147 868
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	1 800	1 800	0
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	971 743	454 920	109 018
<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>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>500</b>
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	980	980	476
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	19	19	23
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	25	25	18
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	4,75%	4,75%	5,27%
<b>C</b>	<b>Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1</b>	<b>373 330</b>	<b>386 643</b>	<b>-256 434</b>
<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>	<b>79 743</b>	<b>79 743</b>	<b>48 796</b>
<b>E = A + B - C - D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica</b>	<b>-877 969</b>	<b>-378 419</b>	<b>246 987</b>
<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>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>G = E + F</b>	<b>Proveitos a recuperar pela actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, a transferir para a GGS</b>	<b>-877 969</b>	<b>-378 419</b>	<b>246 987</b>

ERSE - "Proposta de Proveitos e Ajustamentos para as Empresas Reguladas do SEN em 2024"

7. O CT reconhece a necessidade de refletir na proposta tarifária os resultados previstos para cada atividade. No entanto, retomando o exposto no Parecer sobre a Proposta de Tarifário para 2023, recomenda que, em situações futuras de previsão de existência de superávits, seja ponderado pela ERSE a possibilidade de não aplicação total nos períodos imediatos, de forma a evitar que evoluções inesperadas do enquadramento macroeconómico conduzam a potenciais variações tarifárias muito significativas que, como é o caso desta Proposta para 2024, levem à adoção de medidas de contenção tarifária que conduzem ao crescimento do Déficit Tarifário.

#### G.4. Custos dos CMEC

1. 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. Prevê-se a recuperação dos custos associados a este mecanismo até 2027.
2. 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:

**Quadro 5-28 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2024**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano 2024
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-155
<b>Parcela de Acerto</b>	
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	135
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-410
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-169
<b>Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>85 882</b>

ERSE - "Proposta de Proveitos e Ajustamentos para as Empresas Reguladas do SEN em 2024"

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 regista com alguma 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<sup>5</sup>, recomendando que a ERSE, na lógica de defesa da estabilidade e previsibilidade regulatória, procure obter a confirmação das referidas homologações.

#### G.5. 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 regiões autónomas, suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas, apresentam um acréscimo relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

#### Custos com a Convergência Tarifária das RA em 2023 e 2024

Unidade: Milhares euros

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa UGS em 2024	150 190	178 565	328 755
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa UGS em 2023 (Dez. 2022)	117 396	129 513	246 909
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa UGS em 2023 (Jun. 2023)	127 517	128 016	255 533

Fonte: ERSE, construção CT

<sup>5</sup> Cf. pág. 110 do Documento "Proposta de Proveitos e Ajustamentos para as Empresas Reguladas do SEN em 2024"

- O acréscimo de custos com convergência tarifária acompanha o aumento de proveitos permitidos da EDA e da EEM de 2024 face a 2023, analisados no ponto F.5., e diminuição dos proveitos recuperados através das tarifas para 2024.

#### G.6. Repartição dos CIEG por níveis de tensão e tipos de fornecimento

- O quadro seguinte apresenta o critério estabelecido, que inclui as alterações no critério de repercussão introduzidas na recente revisão do RT:

Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD

Custo	Critério de repercussão
<b>Parcela I</b>	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
<b>Parcela II</b>	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , em <u>potência contratada</u> e em <u>potência em horas de ponta</u> .  A repercussão por variável de faturação e por níveis de tensão e tipo de fornecimento decorre da metodologia de cálculo que se descreve na parte final deste ponto 3.1.1.
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Diferencial de custo PRG	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	
Custos de sustentabilidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT e ORD	
Outros custos <sup>18</sup>	
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.

Fonte: documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2024”, p. 24

- O Despacho conjunto nº 11035/2023, de 27 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, estabelece a afetação de um montante global de 1 098 M€ a deduzir aos CIEG, e a repercutir na tarifa de UGS de 2024.
- O referido Despacho estabelece que do montante de 566 M€, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental, 500 M€ são deduzidos à tarifa de UGS em MAT, AT, MT, BTE e BTN> e os restantes 66 M€ são deduzidos à tarifa de UGS em BTN<.
- A revisão do RT introduziu alterações relevantes na repercussão dos CIEG por nível de tensão. Estas alterações decorrem do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que determina que a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária.
- 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.

6. Para assegurar a estabilidade tarifária em BTN<, a ERSE determinou, nos termos regulamentares aplicáveis, para a proposta de tarifas de 2024, coeficientes de estrutura tarifária e de alocação diferentes dos coeficientes padrão.

**Quadro 3-6 - Alocação da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Proposta de Tarifas do ano 2024 e alocação com os coeficientes padrão**

Proposta de Tarifas do ano 2024 (sem medida de contenção tarifária extraordinária)				Alocação com coeficientes padrão (sem medida de contenção tarifária extraordinária)			
	Milhões EUR	%	EUR/MWh		Milhões EUR	%	EUR/MWh
MAT	38,5	8%	16,6	MAT	3,0	1%	1,3
AT	115,3	23%	16,6	AT	19,4	4%	2,8
MT	256,5	51%	16,6	MT	101,5	20%	6,6
BTE	57,3	11%	16,6	BTE	47,3	9%	13,7
BTN>	32,4	6%	16,6	BTN>	34,4	7%	17,7
BTN< Tri-horário	0,0	0%	0,0	BTN< Tri-horário	8,8	2%	9,0
BTN< Bi-horário	0,0	0%	0,0	BTN< Bi-horário	29,9	6%	15,2
BTN< Simples	0,0	0%	0,0	BTN< Simples	255,6	51%	18,6
BTN<	0,0	0%	0,0	BTN<	294,3	59%	17,6
<b>TOTAL</b>	<b>500,0</b>	<b>100%</b>	<b>10,7</b>	<b>TOTAL</b>	<b>500,0</b>	<b>100%</b>	<b>10,7</b>

Fonte: documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2024”, p. 29

Da análise realizada pelo CT, não resulta claro o racional utilizado para determinação dos coeficientes de alocação dos CIEG para o ano de 2024, em substituição dos coeficientes padrão.

7. Os CIEG a recuperar nas tarifas de 2024 resultam na seguinte distribuição por nível de tensão e tipo de fornecimento:

**Quadro 3-8 - 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>	BTNS	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	38,9	117,6	255,9	55,8	29,5	-65,4	432,4
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	10,4	31,3	68,1	14,9	7,9	-17,4	115,1
Diferencial de custo dos CAE	9,8	29,6	64,3	14,0	7,4	-16,4	108,7
CMEC	1,2	2,7	11,4	3,9	4,1	62,6	85,9
Mecanismos de capacidade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	29,6	89,4	194,6	42,4	22,4	-49,7	328,8
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	12,6	37,9	82,5	18,0	9,5	-21,1	139,4
Ajust. de aquisição de energia	-17,4	-52,6	-114,4	-24,9	-13,2	29,2	-193,3
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,3
Terrenos	1,0	3,1	6,7	1,5	0,8	-1,7	11,3
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto, Aditividade e ajustamentos)	0,3	1,0	2,3	0,5	0,3	-0,6	3,8
Medidas de contenção tarifária	-47,9	-144,6	-314,7	-68,6	-36,3	80,4	-531,8
<b>SUB TOTAL</b>	<b>38,5</b>	<b>115,3</b>	<b>256,5</b>	<b>57,3</b>	<b>32,4</b>	<b>0,0</b>	<b>500,0</b>
Medida de contenção tarifária extraordinária	-38,5	-115,3	-256,5	-57,3	-32,4	-66,0	-566,0
<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-66,0</b>	<b>-66,0</b>

Fonte: documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2024”, p. 30

8. O CT constata que, o resultado na distribuição de CIEG, resulta num valor nulo para todos os segmentos de tensão, à exceção da BTN< que terá um valor negativo de 66 M€, correspondente a -4 Eur/MWh, conforme tabela abaixo:

**Quadro 3-7 - Alocação da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Proposta de Tarifas do ano 2024 e alocação da medida de contenção tarifária extraordinária**

Proposta de Tarifas do ano 2024 (com medida de contenção tarifária extraordinária)				Medida de contenção tarifária extraordinária			
	Milhões EUR	%	EUR/MWh		Milhões EUR	%	EUR/MWh
MAT	0,0	0%	0,0	MAT	38,5	7%	16,6
AT	0,0	0%	0,0	AT	115,3	20%	16,6
MT	0,0	0%	0,0	MT	256,5	45%	16,6
BTE	0,0	0%	0,0	BTE	57,3	10%	16,6
BTN>	0,0	0%	0,0	BTN>	32,4	6%	16,6
BTN< Tri-horário	-2,0	3%	-2,0	BTN< Tri-horário	2,0	0%	2,0
BTN< Bi-horário	-6,7	10%	-3,4	BTN< Bi-horário	6,7	1%	3,4
BTN< Simples	-57,3	87%	-4,2	BTN< Simples	57,3	10%	4,2
<b>BTN&lt;</b>	<b>-66,0</b>	<b>100%</b>	<b>-4,0</b>	<b>BTN&lt;</b>	<b>66,0</b>	<b>12%</b>	<b>4,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>-66,0</b>	<b>100%</b>	<b>-1,4</b>	<b>TOTAL</b>	<b>566,0</b>	<b>100%</b>	<b>12,1</b>

Fonte: documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2024”, p. 30

- Em todo o caso, no contexto da presente proposta, o CT entende que o efeito dos coeficientes atribuídos é limitado, uma vez os valores de CIEG a suportar são compensados por medidas de contenção tarifária que pressupõem o mesmo critério de repercussão.

## H. Tarifas reguladas em 2024 no Continente e nas RA

### H.1. Tarifas de acesso às redes no continente (TAR)

- As TAR são suportadas por todos os consumidores, estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso (TTVCF) e faturadas separadamente nas ofertas comerciais dos comercializadores de mercado.
- Para 2024, a presente proposta apresenta as seguintes variações médias em relação a 2023.

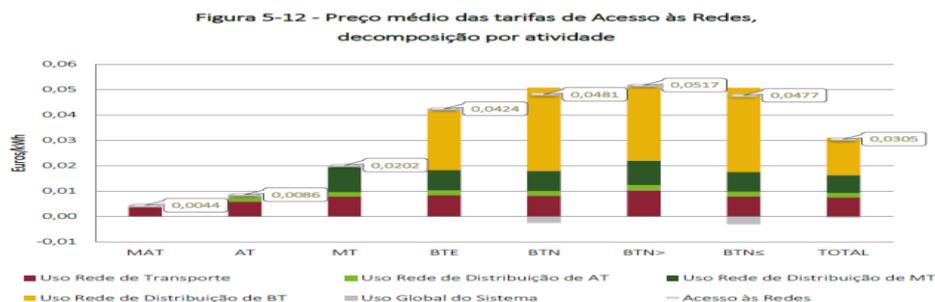
**Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2024**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>113,6%</b>	<b>130,6%</b>	<b>218,8%</b>	<b>2519,3%</b>	<b>257,2%</b>

ERSE, Documento *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024*

O CT constata que as variações percentuais assinaladas afetam todos os níveis de tensão, com maior incidência nos segmentos de tensão MT, BTE e BTN.

- Os valores médios de TAR para 2024 e decomposição por atividade são os seguintes para os vários segmentos:



ERSE, Documento *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024*

- O CT constata que as tarifas para 2024 são impactadas pela transferência intertemporal pelo prazo de 5 anos de 1 717 M€, resultante do diferimento de CIEG devido a desvios verificados nos exercícios tarifários de 2022 e 2023. Adicionalmente, as TAR beneficiam de um conjunto de medidas de contenção tarifária, no total de 1 132 M€.
- Pese embora as medidas referidas, que permitem minimizar o impacto tarifário para 2024, a proposta apresenta as seguintes variações médias em relação a 2023, para os vários níveis de tensão (valores absolutos em Eur/MWh):

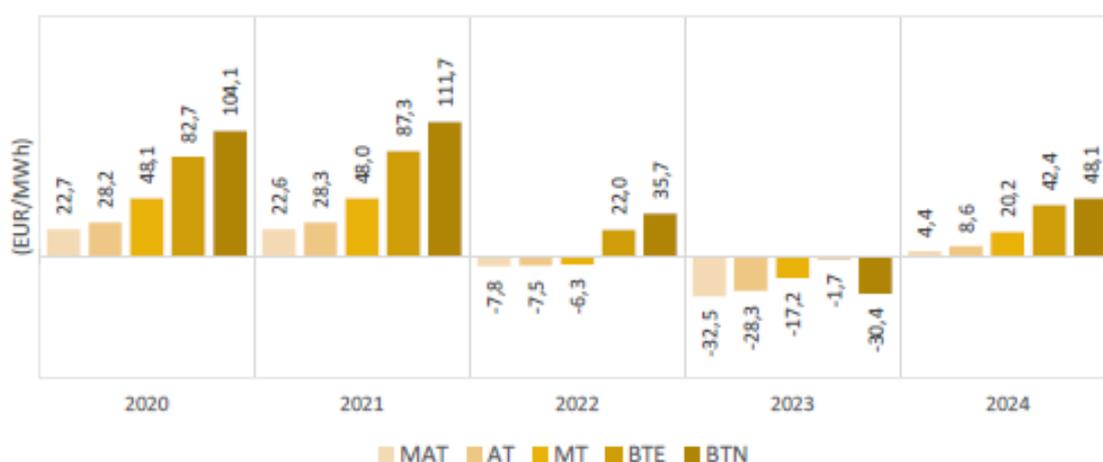
Nível de tensão	Varição média TAR 2023-2024 Eur/MWh
MAT	36.9
AT	36.9
MT	37.4
BTE	44.1
BTN	78.5

ERSE, Documento *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024*

No contexto atual dos preços da energia no mercado grossista, o CT realça os aumentos muito relevantes das TAR, em Eur/MWh, que terão impacto em todos os níveis de tensão.

- A figura seguinte reflete a evolução dos valores médios por segmento de tensão desde 2020, em Eur/MWh:

Figura 2-5 – Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



ERSE, Documento *Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024*

Note-se que para 2022 e 2023, os valores resultam de tarifas distintas que vigoraram nos primeiro e segundo semestres.

7. O CT entende importante contextualizar a evolução tarifária desde 2020 naquilo que foi a dinâmica verificada nos mercados de energia, concretamente na pressão altista iniciada no segundo semestre de 2021 influenciada pelos elevados preços de gás natural, e que se agravou com o conflito entre a Rússia e a Ucrânia em 2022.

Ano	Custo energia em mercado Eur/MWh	Fonte
2020	33.99	OMIE – mercado diário, média aritmética
2021	112.01	OMIE – mercado diário, média aritmética
2022	167.9	OMIE – mercado diário, média aritmética
2023	89,8	OMIE – mercado diário, média aritmética (jan-out)
2024	117,1	Futuros OMIP YR-24 do mês de outubro

ERSE, Documento *Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024*

8. O CT tem presente o efeito muito penalizador que a crise energética colocou aos vários segmentos de consumo e reconhece o efeito atenuador que a aprovação de TAR negativas em 2022 e 2023 teve para o conjunto dos clientes.
9. Para 2024, pese embora o diferimento de CIEG e medidas de contenção tarifária tomadas, a combinação de preços previstos nos mercados de futuros e a evolução das TAR entre 2023 e 2024 faz perspetivar um incremento substancial nos custos totais de energia elétrica para a generalidade dos clientes em mercado livre que não têm um custo de energia fixado regulamentarmente como o que é proposto para o CUR.

## H.2. Nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

1. Para 2024 a ERSE apresenta a nova opção tarifária por épocas, aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT, estabelecida no RT. A ERSE justifica a sua implementação neste momento por já não existirem tarifas de acesso negativas.
2. Esta opção flexibiliza o valor da tarifa de potência de ponta em 3 épocas ao longo do ano (alta, média e baixa), em 3 áreas de rede (A, B e C) cujos calendários de períodos horários são distintos. As tarifas de energia e potência contratada mantêm-se iguais às das opções tarifárias já existentes. Em todo o caso, reconhece-se o peso significativo que a potência de ponta representa atualmente no total das TAR.
3. A tabela seguinte evidencia as diferenças da tarifa proposta para 2024 entre os ciclos atuais e a nova opção por épocas:

	Potência horas de Ponta EUR/(kW.dia)	Potência Horas de Ponta por épocas					
		Alta		Média		Baixa	
		Valor EUR/(kW.dia)	Variação (%)	Valor EUR/(kW.dia)	Variação (%)	Valor EUR/(kW.dia)	Variação (%)
<b>MAT</b>	0,0626	0,0908	<b>45,0%</b>	0,0736	<b>17,6%</b>	0,0475	<b>-24,1%</b>
<b>AT</b>	0,1371	0,2102	<b>53,3%</b>	0,1559	<b>13,7%</b>	0,1006	<b>-26,6%</b>
<b>MT</b>	0,2251	0,3681	<b>63,5%</b>	0,2455	<b>9,1%</b>	0,1585	<b>-29,6%</b>

Fonte: ERSE, construção CT

4. A distribuição das épocas por área de rede é a seguinte:

Quadro 5-11 – Distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

	Área de rede A	Área de rede B	Área de rede do C
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maio	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

ERSE, Documento Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024

A cada Concelho é atribuída uma área de rede (norte, centro e sul). Face à nomenclatura existente no RT em vigor, o CT entende que a área B (Lisboa, Mondego, Tejo) corresponde ao centro, devendo ser esclarecido pela ERSE.

Quadro 6-7 – Correspondência entre as três áreas de rede das opção tarifária por épocas e as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes

Área de rede da opção tarifária por épocas	Área de rede da listagem da E-Redes (abaixo)
A	Norte, Porto
B	Lisboa, Mondego, Tejo
C	Sul

ERSE, Documento Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024



8. Nas áreas B e C a nova opção permite a deslocação das horas de ponta para fora das ‘horas solares’. Consta-se que no caso da área A (norte) tal não se verifica.
9. Tendo em consideração o estudo técnico subjacente ao estabelecimento destes calendários<sup>6</sup>, o CT questiona a possibilidade de também na área A poder ser alocada a totalidade das horas de ponta no final do dia. Nesse caso garantir-se-ia também a continuidade das horas de ponta para cada dia.

### H.3. Tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) no continente

1. Em 2024, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, as TTVCF apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas em MAT, AT, MT e BTE.
2. A ERSE propõe um acréscimo de 1,1% na TTVCF de BTN, para 2024, considerando a tarifa média em vigor no ano 2023, e de 1,9%, tendo em conta a variação entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024.

**Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2024**

	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jan 2024/Dez 2023
BTN	1,1%	1,9%

ERSE, Documento *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024*

3. O CT regista que o aumento da tarifa final proposto deriva da ação combinada da redução da tarifa de energia e comercialização e do acréscimo das tarifas de acesso às redes.
4. Na proposta de tarifas a ERSE refere que “*para garantir a estabilidade tarifária, nas tarifas para 2024 a evolução desfavorável dos CIEG obrigou à transferência intertemporal de proveitos permitidos. Deste modo, a dívida tarifária aumentará no montante equivalente desse diferimento, 1 717 M€*”.
5. O CT alerta que um acréscimo de dívida desta magnitude, no atual contexto de juros elevados, originará custos relevantes para o SEN nos próximos anos.
6. Por outro lado, o CT reconhece, de acordo com a análise da ERSE referente à comparação de preços da eletricidade na UE no 1º semestre de 2023, o posicionamento favorável dos preços dos clientes domésticos em Portugal face à média europeia, como se observa no gráfico seguinte.



ERSE, Boletim “*Comparação Preços Eletricidade Eurostat 1.º semestre 2023*”

7. Desta forma, o CT questiona se o acréscimo tarifário proposto é equilibrado face à magnitude da dívida tarifária criada, uma vez que uma variação mais alinhada com a inflação poderia contribuir para mitigar o volume de custos a pagar pelas gerações futuras.

### H.4. Tarifa de venda a clientes finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

<sup>6</sup> De acordo com a recomendação do CT ao Parecer das Tarifas para 2023

1. As TTVCF em MAT, AT, MT e BTE estão extintas, pelo que, para os fornecimentos supletivos nestes níveis de tensão, o CUR deverá aplicar uma TVCF que resulta da soma das tarifas de energia e comercialização e das TAR, associadas a cada um destes níveis de tensão.
2. O CT constata a razoabilidade da metodologia de cálculo das tarifas de venda a clientes finais no âmbito do fornecimento supletivo, que são determinadas tendo em conta o princípio da aditividade tarifária.

#### H.5. Variações tarifárias nas RA e Convergência tarifária para a tarifa aditiva

1. Em 2024, os preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) das Regiões Autónomas (RA) dos Açores e da Madeira apresentam no global uma variação tarifária de -10,2% e -9,9%, respetivamente. Nos quadros seguintes apresentam-se as variações tarifárias médias das TVCF das RA, em MT, BTE e BTN, propostas pela ERSE para o ano de 2024.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2024

	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jan 2024/Dez 2023
MT	-20,8%	-11,1%
BTE	-17,1%	-5,8%
BTN	-2,2%	-0,6%

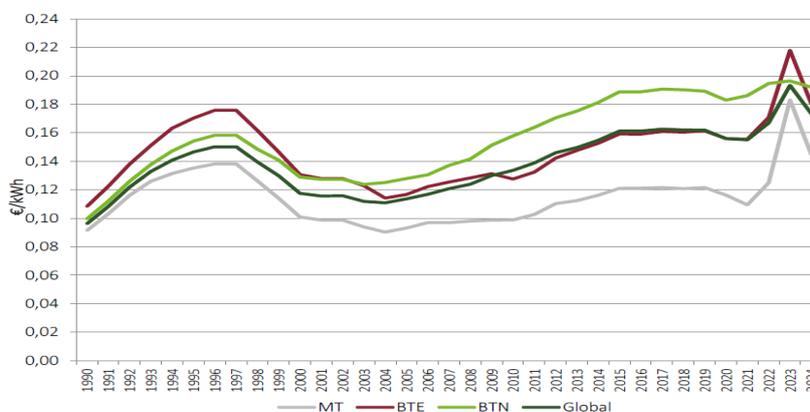
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2024

	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jan 2024/Dez 2023
MT	-21,1%	-11,3%
BTE	-17,3%	-6,0%
BTN	-2,4%	-0,6%

Fonte: ERSE, pág. 6 e 7 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2024”

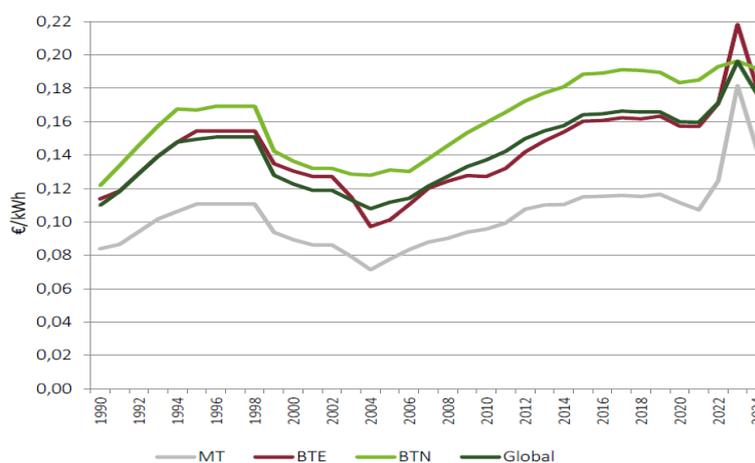
2. Segundo refere a ERSE, no caso da BTN, a variação tarifária proposta é inferior nas RA quando comparado com a variação da TTVCF em BTN para Portugal continental por uma questão de estrutura de consumo. Nas RA o peso do consumo em BTN > 20,7 kVA é maior que o peso correspondente em Portugal continental, sendo que a tarifa aditiva observa reduções relevantes nos fornecimentos em BTN > 20,7 kVA.
3. Nos gráficos seguintes é possível observar que, para 2024, em ambas as RA, para a MT e BTE verifica-se um decréscimo significativo nas TVCF, compensando parcialmente os acréscimos tarifários verificados em 2022 e 2023. O CT regista ainda que a evolução tarifária proposta permite retomar a relação normal de preços para a BTN, particularmente entre BTE e BTN.

Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



Fonte: ERSE, pág. 304 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2024”

Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)



Fonte: ERSE, pág. 309 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2024”

4. À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas RA os consumidores paguem preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, a convergência tarifária nas RA é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.
5. A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA representa o custo da convergência tarifária, o qual é repercutido anualmente na tarifa de UGS, aplicando-se a todos os clientes em território nacional. Em média, os preços da tarifa aditiva são mais baixos do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das RA.
6. O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas TVCF nas RA observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2024 com as tarifas que seria necessário aprovar para as RA para proporcionar os proveitos permitidos às empresas reguladas. Caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as

tarifas das RA assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos nas tarifas aplicáveis.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	90,0%	-10,2%
Região Autónoma da Madeira	97,7%	-9,9%

Fonte: ERSE, pág. 8 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2024”

## H.6. Tarifa social

1. 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, concretamente nos artigos 196º e seguintes.
2. A TS consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Para o ano de 2024, o Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2024, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.
4. O universo de beneficiários previsto no diploma que criou a tarifa social e objeto de alargamento pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, mantém-se inalterado, encontrando-se elencado no artigo 196º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
5. No que respeita ao financiamento da tarifa social, no passado dia 12 de outubro<sup>7</sup>, foi aprovado em Conselho de Ministros o Decreto-Lei que altera o modelo de financiamento da tarifa social e que aguarda publicação.
6. Neste contexto, no documento de proposta de proveitos e ajustamentos para 2024, a ERSE reconhece que, no exercício tarifário de 2023, decidiu “(...) dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade da proposta tarifária, sujeitando o procedimento administrativo relativo ao financiamento de tarifa social à realização de uma consulta de interessados”.
7. Adicionalmente, a ERSE dá nota de que pretende manter, no atual processo tarifário, a separação das consultas sobre o financiamento da tarifa social face ao processo de proposta tarifária, informando que em dois procedimentos separados se procederá:
  - (i) ao fecho da repartição de montantes até ao final de 2022, e

<sup>7</sup> [Comunicado do Conselho de Ministros de 12 de outubro de 2023 - XXIII Governo - República Portuguesa \(portugal.gov.pt\)](https://www.portugal.gov.pt/pt/comunicado/comunicado-do-conselho-de-ministros-de-12-de-outubro-de-2023-xxiii-governo-republica-portuguesa)

- (ii) serão submetidos a consulta as repartições dos montantes de 2023 e 2024. A ERSE refere ainda que estes procedimentos serão realizados após a proposta tarifária, nos quais se operacionalizará a regularização de montantes do passado.
8. Reiterando a posição transmitida no âmbito da consulta de interessados n.º 9/2022, relativa à proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, o CT entende que, à luz do modelo atualmente vigente, deve assegurar-se que o financiamento da tarifa social é efetivamente neutro para os operadores da RNT e RND, conforme previsto na legislação e regulamentação em vigor, sendo fundamental que o processo de repartição dos financiadores da tarifa social se encontre concluído antes de cada novo ano tarifário que se inicia a 1 de janeiro.
  9. Adicionalmente, o CT considera essencial que, no fecho destes processos, a ERSE defina os procedimentos a adotar quando existam entidades financiadoras que não liquidem junto do GGS, no todo ou em parte, os valores fixados pela ERSE, conforme lhe incumbe o n.º 5 do art.º 199 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
  10. O CT recomenda ainda que, na regularização de todos os montantes do passado, a ERSE tenha em devida consideração os custos de financiamento em que os operadores de rede têm incorrido com estas dívidas.

#### **H.7. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica**

1. Conforme o RT em vigor, a partir de 2024, inclusive, são estabelecidas duas novas tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica (TAR\_ME) aplicáveis às entregas aos Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE), adicionais às duas existentes, a saber:
  - Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT;
  - Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.
2. As TAR\_ME, propostas para 2024, apresentam, face às tarifas em vigor desde 1 de julho de 2023<sup>8</sup>, a evolução constante do quadro seguinte:

---

<sup>8</sup> A publicação da Diretiva n.º 14/2023, de 26 de julho, tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 — Fixação excecional, aprovou as tarifas e preços de energia elétrica que estão em vigor desde 1 de julho de 2023, considerando os parâmetros definidos para o período de regulação 2022 -2025.

CONSELHO TARIFÁRIO

Tarifa de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica					
Preço			T2023 Jun 2023	T2024	Variação
			(EUR/kWh)		
Energia ativa em BT	Tarifa Tri-Horária	Ponta	0,0868	0,1149	32,4%
		Cheias	-0,0182	0,0226	224,2%
		Vazio	-0,0446	0,0120	126,9%
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	0,0045	0,0417	826,7%
		Vazio	-0,0446	0,0120	126,9%
Energia ativa em MT	Tarifa Tri-Horária	Ponta	0,0576	0,0950	64,9%
		Cheias	-0,0466	0,0033	107,1%
		Vazio	-0,0628	0,0029	104,6%
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	-0,0239	0,0230	196,2%
		Vazio	-0,0628	0,0029	104,6%
Energia ativa em AT	Tarifa Tri-Horária	Ponta	N/A	0,0518	
		Cheias	N/A	0,0010	
		Vazio	N/A	0,0014	
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	N/A	0,0119	
		Vazio	N/A	0,0014	
Energia ativa em MAT	Tarifa Tri-Horária	Ponta	N/A	0,0518	
		Cheias	N/A	0,0010	
		Vazio	N/A	0,0014	
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	N/A	0,0119	
		Vazio	N/A	0,0014	

Fonte: TeP2023 Fixação Excepcional, e Proposta TeP2024

3. Resulta da leitura do quadro anterior que as TAR\_ME, propostas para 2024, apresentam um aumento acentuado face à fixação excepcional de tarifas ocorrida em julho de 2023, com especial relevo para os pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT. Neste sentido, o CT nota que, apesar da componente relativa às tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade (EGME), que contribui para o preço final a pagar pelos UVE, baixar face às tarifas praticadas para 2023, se perspetiva, ainda assim, um aumento no preço final a pagar pelos UVE nos carregamentos.
4. O CT considera, contudo, que este aumento é justificável no enquadramento económico subjacente à Proposta de Tarifário em apreço, numa lógica de não discriminação entre os tarifários para as diversas atividades que integram o SEN, notando apenas que o aumento percentual das TAR\_ME é superior ao verificado para as restantes tarifas de Acesso às Redes.
5. No documento de “Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024”, a ERSE refere que a proposta agora apresentada para as TAR\_ME considera um fator de utilização da potência contratada de 1840 horas/ano, determinado a partir das quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT em 2022, em conjugação com uma conversão de preços de potência contratada para preços de energia por período horário que, excepcionalmente, não tem diferenciação por período horário. O CT concorda com a proposta da ERSE, na medida em que a mesma dá resposta às preocupações manifestadas pelo mesmo no Parecer à Consulta Pública nº 101 sobre a proposta de reformulação do RT.
6. Em todo o caso, a ERSE deve monitorizar os resultados desta alteração na metodologia de conversão, de modo a assegurar que não produzem resultados demasiado disruptivos face ao valor atual das TAR nos diferentes períodos horários, com um eventual efeito pernicioso de desincentivo de adesão à mobilidade elétrica.

### H.7.1. Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à mobilidade elétrica nas RA

Dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado nas RA, a ERSE publica as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à mobilidade elétrica nas RA, sendo este um preço regulado. Mantendo a estrutura tarifária conhecida de anos anteriores, o quadro seguinte apresenta a evolução, entre a proposta para 2024 e as tarifas em vigor desde 1 de julho de 2023<sup>9</sup>, das tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à mobilidade elétrica nas RAA e RAM:

Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à mobilidade elétrica nas RA					
Preço		T2023 Jun 2023	T2024	Variação	
		(EUR/kWh)			
RAA	Tarifa Tri-Horária	Ponta	0,2200	0,1574	-28,5%
		Cheias	0,2062	0,1485	-28,0%
		Vazio	0,1711	0,1252	-26,8%
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	0,2100	0,1509	-28,1%
		Vazio	0,1711	0,1252	-26,8%
RAM	Tarifa Tri-Horária	Ponta	0,2200	0,1574	-28,5%
		Cheias	0,2062	0,1485	-28,0%
		Vazio	0,1711	0,1252	-26,8%
	Tarifa Bi-horária	Fora de vazio	0,2100	0,1509	-28,1%
		Vazio	0,1711	0,1252	-26,8%

Fonte: TeP2023 Fixação Excecional, e Proposta TeP2024

### H.8. TAR aplicáveis ao autoconsumo

1. 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 Sistema Elétrico Nacional, 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.
2. 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.
3. 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.
4. Em 2024, para os níveis de tensão e tipos de fornecimento MAT, AT, MT, BTE e BTN>, os CIEG são nulos e, para BTN<, têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. No entanto, ao contrário de 2023, o valor das TAR será positivo.
5. Uma vez que para 2024 não estão previstos encargos com CIEG, o CT regista que esta medida de isenção de CIEG, que visa a promoção destes projetos através dos custos regulados incorridos, não terá efeito prático no próximo ano.

<sup>9</sup> TeP 2023 fixação excecional

### **H.9. TAR aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento**

1. As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) foram introduzidas na reformulação do RT.
2. Estas tarifas resultam das TAR aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).
3. Em 2024, para os níveis de tensão e tipos de fornecimento MAT, AT, MT, BTE e BTN>, os CIEG são nulos e, para BTN<, têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas. Tal como para os projetos de autoconsumo, o CT verifica que também para as instalações de armazenamento, a medida de isenção de CIEG não terá efeito prático em 2024.

### **H.10. 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. São eles:
  - ligação à rede em MAT, AT ou MT;
  - integração nos setores de atividade identificados pela Comissão Europeia na Comunicação 2014/C 200/01 sobre as «Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014 -2020»;
  - cumprimento dos requisitos estabelecidos no âmbito do CELE ou do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia;
  - registo de um consumo anual de energia elétrica igual ou superior a 20 GWh;
  - consumo anual nos períodos horários de vazio normal e supervazio igual ou superior a 40 % do consumo anual de energia elétrica;
  - registo de um grau de eletrointensidade anual igual ou superior a 1 kWh/€, parâmetro que se estabelece pelo quociente entre o consumo de energia elétrica, em kWh, e o valor acrescentado líquido, dado em €;
  - instalação dos equipamentos de medida, registo e controlo que garantam a monitorização, de acordo com os requisitos técnicos definidos pelo Gestor Global do Sistema (GGS);
  - instalação um relé de deslastre por frequência, cujos ajustes são determinados pelo GGS, constituindo um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores;
  - Implementação, num prazo máximo de três anos após a adesão da instalação ao Estatuto, de um sistema de gestão de energia, auditável e certificado segundo a norma EN ISO50001:2018 ou sua sucessora.

3. Por outro lado, a obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam:
  - no que se refere ao consumo de energia elétrica, redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS;
  - no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC), isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS;
  - acesso a um mecanismo de cobertura de risco, por conta do Estado, na aquisição de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis através de contratos de longa duração.
4. Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, veio ainda estabelecer que:
  - para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE;
  - para o autoconsumo, aplicam-se as TAR aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.
5. Na presente proposta de tarifas, 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. A este respeito, o CT tem presente o processo de formalização da adesão ao Estatuto, através de contratos estabelecidos entre os clientes candidatos aceites e a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), com início a 1 janeiro de 2023, entretanto renovados para o ano de 2024.
7. O CT realça 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.
8. Para 2024, para os níveis de tensão e tipos de fornecimento MAT, AT, MT, BTE e BTN>, os CIEG são nulos e, para BTN<, têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas. O CT recorda que em 2023 também não se registaram deduções de encargos, uma vez que os CIEG foram negativos para todos os níveis de tensão.
9. Do anterior, o CT verifica que os benefícios para o sistema elétrico, resultantes das obrigações estabelecidas para os consumidores eletrointensivos, atualmente não se encontram devidamente contrabalançados, uma vez que a redução de encargos, quando aplicável, não se encontra ainda aprovada pela Comissão Europeia. Nesta condição, e no caso de haver encargos com CIEG, o CT conclui que as reduções previstas para os clientes eletrointensivos não seriam aplicadas, pese embora o cumprimento integral dos requisitos e obrigações exigidos a estes clientes.

#### **H.11. Tarifas OLMCA**

1. Para além da alteração da atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), o RT em vigor, na

sua última alteração, estabeleceu que, a partir de 2024 inclusive, deixa de existir a tarifa de OLMC (enquanto tarifa autónoma responsável por recuperar na totalidade o proveito permitido desta atividade definido pela ERSE), passando os custos daquela atividade a serem recuperados através de:

- (i) um preço regulado aplicável aos comercializadores, mais concretamente, nos termos do artigo 106º do RT, ao comercializador cessionário ou cessante,
  - (ii) e, supletivamente, pela parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, incluída na tarifa de Acesso às Redes.
2. Tal como oportunamente referiu no seu parecer à Consulta Pública n.º 113 -*Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado (2023)*, o CT considera positiva a metodologia de regulação da atividade de OLMCA, aplicando um modelo de regulação por incentivos (TOTEX), na medida em que o mesmo incentiva uma gestão eficiente da atividade.
  3. Refere a ERSE, no documento de Proposta em análise, que *“a determinação do preço regulado e da parcela a recuperar através das tarifas de Acesso às Redes respeita um conjunto de condições, designadamente, que seja um preço ajustado ao custo, evitando gerar ajustamentos, que seja estável ao longo do tempo e que a recuperação dos custos através das tarifas tenha um carácter supletivo, e que, ponderadas estas considerações, o preço agora proposto procura que, face à estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer, sejam recuperados metade dos proveitos permitidos do OLMCA através do preço regulado, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor”*.
  4. As alterações ocorridas no financiamento e na atividade do OLMCA, por força do RT, impossibilitam uma comparação direta, em termos tarifários, com a realidade de 2023.
  5. O CT regista o valor proposto pela ERSE para o preço aplicável na mudança de comercializador /agregador de 0,77€/mudança.

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

1. O CT evidencia que a revisão regulamentar ocorrida em 2023, estabeleceu o dever dos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, um conjunto de informação periódica que caracteriza as suas atividades de distribuição e de comercialização exclusivamente em BT.
2. Tendo em conta a resposta incompleta, ou a não resposta, por parte de vários ORD BT, o CT recomenda que a ERSE desenvolva um conjunto de ações de sensibilização, formação e posterior validação preventiva da conformidade contabilística dos sistemas de informação junto destas entidades, para que a informação a apresentar nos anos subsequentes seja completa e consistente.
3. Conforme já evidenciado em anteriores pareceres, o CT considera que a ERSE, em complemento da tarifa de acesso publicada para a atividade de operação de rede “TAR aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e CURs em BT”, deve também publicar uma tarifa de energia para a atividade de comercialização de último recurso exclusivamente em BT, a aplicar pelo CUR nacional, quando estes agentes do SEN tiverem de recorrer ao fornecimento supletivo para satisfazer as suas necessidades de aquisição de energia.

Desta forma não seria quebrado o relacionamento comercial do ORD AT/MT com os ORG BT e ficaria estabelecida uma forma de garantir uma correta separação contabilística das atividades.

4. A garantia de uma margem operacional positiva, por si só, não é garante de um equilíbrio económico-financeiro das atividades dos ORDbt, pelo que o CT recomenda que seja efetuada pela ERSE uma monitorização efetiva que garanta o seu equilíbrio económico-financeiro, já que a própria ERSE evidencia na “Propostas para as Peças tipo dos Procedimentos de Atribuição das Concessões em BT”, estes pequenos operadores de redes têm custos operacionais proporcionalmente superiores ao grande operador de rede nacional, face à sua escala.
5. O CT evidencia que a ERSE tem dado passos essenciais a um mais efetivo acompanhamento dos ORDbt. Não obstante, a atividade destes agentes do SEN carece de uma regulamentação específica que o CT aceita não estarem reunidas as condições necessárias à sua formulação. Existem especificidades técnicas suscetíveis de serem enquadradas em alterações de regulamentos existentes, de que é exemplo o RT, pelo que o CT recomenda a análise dessas especificidades de modo a serem incluídas na definição de parâmetros do próximo período regulatório.

#### J. Preço dos Serviços Regulados

1. Para além das tarifas, a ERSE aprova anualmente os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC)<sup>10</sup>, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)<sup>11</sup>, no Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC)<sup>12</sup>, no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE)<sup>13</sup> e no RT (RT)<sup>14</sup>.
2. Na análise das propostas recebidas para o exercício de 2024<sup>15</sup>, a ERSE, à semelhança de anos anteriores, seguiu a recomendação do CT constante do seu Parecer ao documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011», que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos reais, limitando, contudo, os aumentos a 5% por forma a assegurar que as atualizações de preços sejam graduais.
3. Na proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024, o CT regista que, na generalidade dos preços dos serviços regulados, os aumentos registados se situam dentro do limite de 5% fixado pela ERSE.
4. Em Portugal Continental, é fixado pela primeira vez, nos termos do artigo 23º do RAC, o preço de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, tendo a ERSE aceite a proposta da E-REDES, excluindo os custos das verificações iniciais e periódicas. Quanto ao preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, é aplicado um limite de 5,0%.
5. Para 2024 são aprovados, pela primeira vez, os preços previstos no RAIE, tendo a ERSE proposto que em Portugal Continental, os operadores de rede podem cobrar pelo serviço de deteção e tratamento de anomalias e aplicar uma majoração em caso de reincidência, aceitando a proposta

<sup>10</sup> Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho

<sup>11</sup> Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho

<sup>12</sup> Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho

<sup>13</sup> Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho

<sup>14</sup> Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho

<sup>15</sup> Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

da E-REDES de aplicar o preço de € 91,60 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 a proposta apresentada pela E-REDES.

6. Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, o CT regista que os preços dos serviços regulados, foram atualizados por aplicação do deflator do consumo privado, no valor de 2,6% , à semelhança de exercícios anteriores, critério adotado pela ERSE como pressuposto de atualização.

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.

#### **K. Medidas Mitigadoras**

- a. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, na forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias definidas para cada atividade.
- b. As previsões em que assentam os proveitos permitidos têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2024, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e os parâmetros definidos para o período regulatório 2022-2025.
- c. As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício, decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.
- d. O principal objetivo das medidas ditas “mitigadoras” é procurar reduzir o volume de custos a recuperar pelas Tarifas, através da identificação e consignação de receitas a reverter para o sistema, amortecendo, dessa forma, a variação anual de tarifas.
- e. O CT tem acompanhado, com particular atenção, aquilo que se tem vindo a designar por “medidas mitigadoras” ou “medidas de contenção tarifária”.
- f. Os montantes a transferir para o exercício tarifário do ano de 2024, num valor total de 1 098 M€, conforme estabelecido pelo Despacho n.º 11035/2023, de 27 de outubro, decorrem:
- de parte do produto da CESE;
  - da receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos;
  - de 60% da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa;
  - de uma verba extraordinária de 566 M€.
- g. A estas transferências, soma-se o produto da receita estimada com a venda dos títulos de GO, perfazendo um valor superior a 1 231 M€. O CT regista que se trata do valor histórico com maior expressão.
- h. No seu parecer do ano passado, referente à proposta de tarifas para 2023, o CT assinalou a necessidade de garantir a rastreabilidade e acompanhamento das transferências financeiras.

Efetivamente, estas medidas decorrem de uma ampla produção legislativa, muitas vezes *ad-hoc*, e sofrem de volatilidade que recai sobre algumas rubricas visto o seu caráter previsionial.

- i. Nesse sentido, o CT apreciou o exercício da ERSE em recapitular, de forma estruturada, a evolução temporal dos montantes previsionais das diversas medidas de contenção tarifária, seus reajustamentos quando ocorrem em momentos de revisão e os valores reais que vão sendo revertidos para o SEN.
- j. A ERSE apresenta, assim, a seguinte visão consolidada para a previsão das medidas de contenção à data da elaboração da presente proposta tarifária:

Quadro 0-16 - Medidas de contenção tarifária

Unidade: Milhares de euros

	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	2022 estim (Tarifas 2023)	2022 real	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	2023 estim (Tarifas 2024)	Tarifas 2024
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	29 460	29 460	29 460	<b>29 460</b>	19 895	19 895	<b>19 895</b>	<b>0</b>
Transferência para o SEN proveniente das receitas dos leilões de licenças de emissão CO <sub>2</sub> (inclui transferências adicionais)	306 477	456 477	373 440	<b>394 462</b>	363 690	363 690	<b>442 586</b>	<b>463 190</b>
Compensação dos produtores eólicos como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos previstos no DL 35/2013	0	0	-9 397	<b>0</b>	0	0	<b>0</b>	<b>0</b>
Transferência para o SEN proveniente da CESE	110 000	110 000	125 000	<b>110 000</b>	124 750	124 750	<b>125 000</b>	<b>63 495</b>
Afetação extraordinária de verbas ao SEN	131 456	131 456	131 456	<b>131 456</b>	500 000	500 000	<b>500 000</b>	<b>566 000</b>
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	2 501	<b>2 501</b>	0	0	<b>3 447</b>	<b>0</b>
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adição de CO <sub>2</sub> aos centros eletroprodutores	3 700	3 700	3 206	<b>2 650</b>	5 053	5 053	<b>0</b>	<b>5 099</b>
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE/PRG com remuneração garantida que reverte para o SEN	8 900	8 900	41 742	<b>76 503</b>	44 546	44 546	<b>110 640</b>	<b>133 320</b>
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária</b>	<b>589 993</b>	<b>739 993</b>	<b>697 408</b>	<b>747 033</b>	<b>1 057 934</b>	<b>1 057 934</b>	<b>1 201 567</b>	<b>1 231 104</b>

Fonte: Proposta TeP2024, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 25

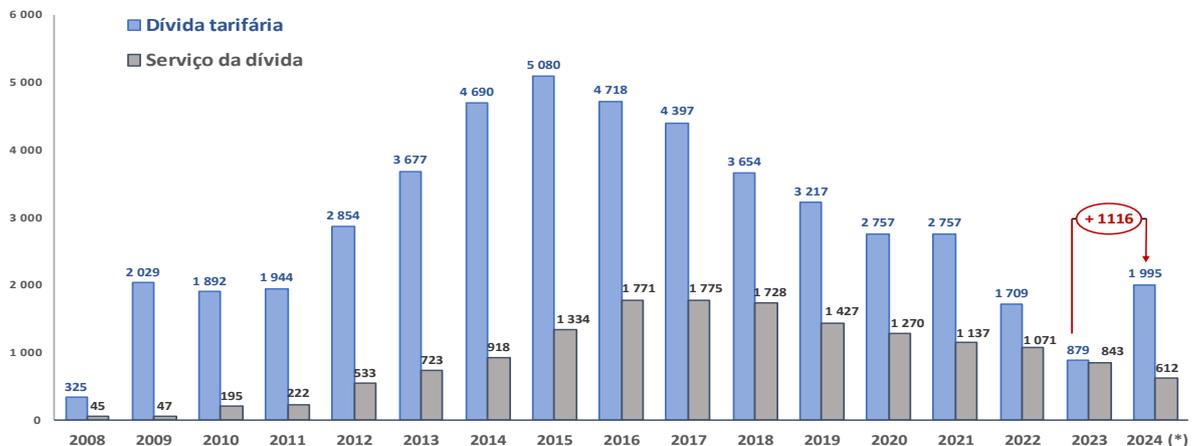
- k. Globalmente, o CT nota que os valores totais das medidas mitigadoras que acabaram efetivamente por serem incluídos nas tarifas de 2022 e 2023 foram superiores às últimas previsões disponíveis. Trata-se de uma situação que favorece materialmente a fixação do nível tarifário que permite a recuperação dos proveitos regulados.
- l. Contudo, o CT alerta que não se encontra garantida a manutenção deste volume de apoio em futuros exercícios tarifários, atenta quer a volatilidade de algumas rubricas face à evolução dos mercados quer a dependência de transferências extraordinárias por decisões governamentais.
- m. Esta dependência de decisões políticas externas à regulação é particularmente relevante no exercício de 2024, quando metade do total das medidas de contenção é oriundo de uma transferência extraordinária para o setor elétrico de 566 M€, proveniente dos orçamentos do Fundo Ambiental de 2023 e 2024.

n. Refira-se, por fim e a título metodológico, que as medidas de contenção tarifária deixam de ser consideradas ao nível dos proveitos da atividade de CVEE, nos termos do RT anterior. Com a revisão do RT, a partir de 2024, passam a ser repercutidas ao nível dos proveitos a recuperar pelo ORD por aplicação da parcela II da tarifa de UGS (exceto as receitas com GO), estabelecendo-se, assim, uma relação mais direta no seu objetivo de redução dos CIEG.

**L. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida**

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a PRG, bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. 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 ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2024, 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 amortizações).

**Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)**



(\*) ERSE - Proposta de tarifas e preços para 2024

Fonte: ERSE, construção CT

4. A proposta de tarifas e preços em análise apresenta um acréscimo da dívida tarifária em 2024 que inverte o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016.

Anos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Varição da dívida tarifária (M€)</b>	-362	-321	-743	-436	-461	0	-1048	-830	+ 1116

Fonte: ERSE – cálculo CT

5. O aumento da dívida tarifária em 2024 decorre da opção, proposta pela ERSE, em diferir a recuperação de um elevado montante de CIEG, ao abrigo do n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O montante total de 1.717 M€, resulta de 1.578,3 M€ relativo ao diferencial de custo da aquisição da PRG, a recuperar pelo CUR, e de 138,3 M€ relativo a outros CIEG, a recuperar pelo ORT.
6. Assim, no final de 2024, o total agregado da dívida tarifária situar-se-á em 1.995 M€, correspondendo a um acréscimo da mesma em cerca de 1.116 M€ face ao stock projetado no ano de 2022 para o final de 2023 (879 M€).
7. O recurso ao diferimento dos encargos imputáveis ao ano de 2024 permite uma contenção da variação das tarifas reguladas desse mesmo ano, conferindo uma maior estabilidade tarifária, mas difere temporalmente a recuperação desses proveitos (amortização e juros), condicionando a fixação de tarifas reguladas para os anos subsequentes (até ao limite de 5 anos).

Neste ponto, o CT realça que quanto maior for o montante diferido, maior o serviço de dívida associado e maior o condicionamento futuro.

8. Assim, esta opção deve ser cautelosamente ponderada, nomeadamente considerando o atual contexto de taxas de juros elevadas bem como quanto à sua exequibilidade, ou sustentabilidade, para o próprio SEN como um todo.

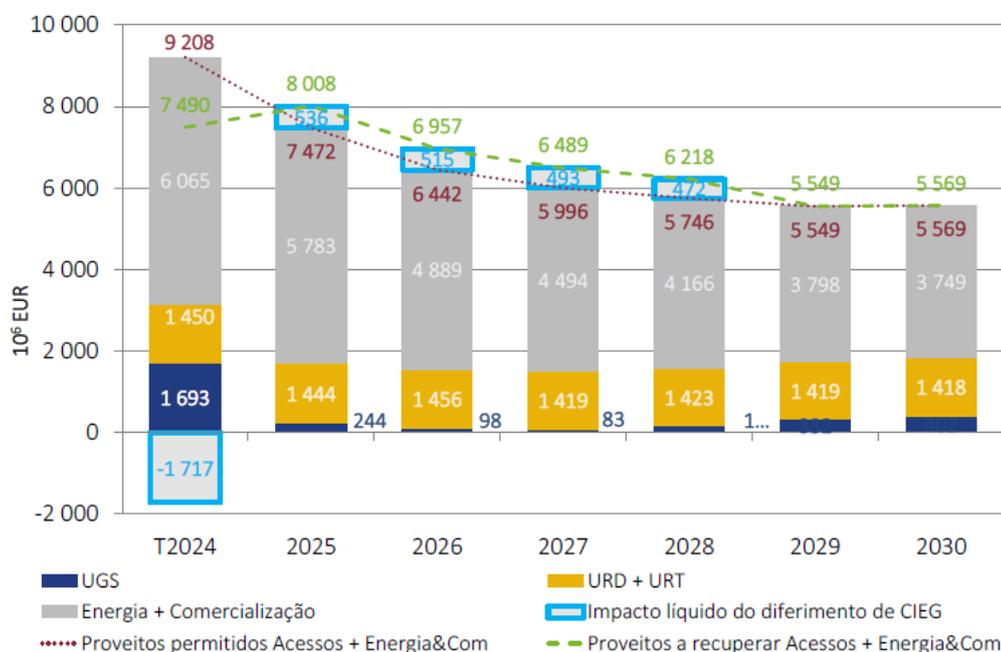
Esta avaliação deve também ter presente o impacto resultante de um menor diferimento para o conjunto dos consumidores, que resultaria num incremento tarifário adicional em 2024.

9. Reconhecendo essa mesma preocupação, a ERSE apresenta um exercício de simulação relativo à sustentabilidade económica do setor para esta proposta de diferimento dos custos de 2024. Para o efeito, estabelece e define um vasto conjunto de hipóteses e cenários procurando projetar a evolução dos proveitos permitidos para todo o sistema e analisar a evolução da dívida tarifária até ao final da década. Entre outras, as condicionantes mais relevantes são as seguintes:
  - a. Pressupõe-se que o quadro legal e regulamentar não se altera no horizonte de simulação, até 2030.
  - b. Os cenários devem garantir uma relativa estabilidade tarifária, entendida e balizada por uma variação máxima dos preços médios das tarifas aditivas de venda a clientes finais de 3% na BTN.
  - c. Taxa de remuneração dos ativos e custos unitários indutores de metodologias do tipo *price cap* ou *revenue cap* constantes e iguais aos das tarifas de 2024.
  - d. Consumo total de energia elétrica em Portugal continental com base no RMSA-E 2024-2030.
  - e. Preço de energia elétrica nos mercados grossistas baseado no preço médio do produto anual OMIP entre 2025 e 2030, com cenários de +/- 25%.
  - f. Volume das licenças leiloadas de CO<sub>2</sub> com uma redução de 5% ao ano e preço obtido com as mesmas a acompanhar os cenários de evolução dos preços de energia elétrica.
  - g. Volume de energia elétrica total produzida pelos PRG assumindo que não haverá nova potência atribuída, exceto a capacidade adjudicada nos leilões de solar fotovoltaica de 2019 e 2020, e preço unitário de aquisição de energia elétrica aos PRG pela atividade de CVEE PRG do AUR até 2030, de acordo com os principais indexantes dos regimes remuneratórios.

- h. *ceteris paribus* para a previsão da evolução das restantes variáveis impactando os proveitos permitidos.
10. Após diversas iterações no exercício de simulação, e assumindo o atual contexto volátil e incerto dos mercados grossistas, a ERSE propõe que o período de diferimento dos CIEG de 2024 seja de 5 anos, ou seja, a amortização da dívida criada no exercício tarifário de 2024 será recuperada em 4 anos, até final de 2028, sem comprometer a estabilidade tarifária, em particular na BTN.

Em termos gráficos, a proposta da ERSE pode ser visualizada *infra*:

Figura 6-7 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário Alto com diferimento a 5 anos



Fonte: ERSE, documento "Proposta tarifas e preços para 2024", pág. 335

11. O CT reconhece a dificuldade do exercício tarifário de 2024, atendendo ao elevado volume de custos gerado pelos desvios das previsões do ano anterior, a necessidade de procurar uma relativa estabilidade tarifária e o contexto ainda volátil e incerto dos mercados, agravado recentemente por um novo conflito no Médio Oriente.
12. O CT entende que deve ser procurada a minimização dos impactos em termos de serviço da dívida, ou seja, a redução das condicionantes para o futuro do setor, fundamental em termos de sustentabilidade do SEN e justiça intergeracional.
13. Na sequência dos esclarecimentos da ERSE às questões do CT, foram compilados os seguintes elementos adicionais onde se simula uma variação tarifária média anual da TTVCF entre 2023 e 2024 para a BTN em Portugal Continental de 2% e 3%, em contraponto à atual proposta da ERSE de uma variação de 1,1%, reduzindo desta forma o montante da transferência intertemporal necessária.

Cenários	Diferimento 5 anos (1)			Diferimento 4 anos (1)				
	Amortização Capital (M€)	Juros (M€)	TOTAL (M€)	Amortização Capital (M€)	Juros (M€)	TOTAL (M€)		
1- Proposta da ERSE (1,1%)	1 717 €	290 €	2 007 €					
2- Limitação TTVCf a 2%	1 637 €	277 €	1 913 €	-94 €	-4,7%			
3- Limitação TTVCf a 3%	1 578 €	262 €	1 840 €	-167 €	-8,3%			
				1 637 €	236 €	1 872 €	-134 €	-7%
				1 578 €	223 €	1 802 €	-205 €	-10,2%

(1) Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida do ano 2024

14. O CT considera ser defensável que o princípio estabelecido pela ERSE relativo à estabilidade tarifária no seu exercício de sustentabilidade, entendida e balizada por uma variação máxima dos preços médios das tarifas aditivas de venda a clientes finais de 3% na BTN, se pode estender, com as devidas configurações, ao próprio ano de 2024 pelo que recomenda o aprofundamento do cenário de limitação da TTVCf a 3%.
15. A poupança decorrente do serviço da dívida, no final do período de diferimento, poderia variar entre 167 M€ e 205 M€, consoante o prazo de diferimento acolhido, 5 ou 4 anos, respetivamente.
16. O CT nota adicionalmente que, tendo em conta os esclarecimentos da ERSE, o impacto em 2024 na variação das tarifas reguladas para as regiões autónomas do cenário referido não altera significativamente o sentido de redução em todos os níveis de tensão que consta da presente proposta tarifária da ERSE.

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

1. Compete à ERSE, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) aplicável aos setores elétrico e do gás, monitorizar e acompanhar os níveis de desempenho dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores na prestação de serviços aos seus clientes, assim como fiscalizar o cumprimento das regras aplicáveis neste domínio.
2. A qualidade de serviço constitui, no entendimento do CT, uma importante componente do sistema regulatório do setor energético com impactos significativos na esfera dos consumidores e clientes e, também, no plano da competitividade das empresas do setor.
3. Neste contexto, o CT valoriza o papel da ERSE no acompanhamento e supervisão do desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço e reconhece a necessidade das Propostas de Tarifas e Preços refletirem objetivos relacionados com o cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no RQS.
4. O CT sinaliza a publicação pela ERSE dos Relatórios da Qualidade de Serviço Técnica e da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2022.
5. O Relatório da Qualidade de Serviço Técnica trata especificamente das questões relacionadas com a continuidade de serviço e a qualidade da energia elétrica abrangendo os operadores das redes dos vários níveis de tensão.
6. No que especificamente respeita à componente da continuidade de serviço, o CT regista que a generalidade das empresas reguladas, deram cumprimento aos indicadores gerais de qualidade de serviço.

7. Quanto à qualidade de serviço técnica, na componente da qualidade de energia elétrica, o CT nota que, no ano de 2022, foram identificadas algumas situações de não conformidade com os valores regulamentarmente previstos, situação que importa acompanhar.
8. O Relatório da Qualidade de Serviço Comercial que visa caracterizar a qualidade de serviço prestada na vertente comercial abrange o atendimento aos clientes, a resposta a pedidos de informação e reclamações, os serviços prestados nas instalações dos clientes e as questões atinentes aos clientes com necessidades especiais.
9. No que respeita à qualidade de serviço comercial, o CT verifica que, no ano de 2022, se manteve um bom nível de desempenho por parte da generalidade das empresas, bem como a melhoria do reporte destas no que tange à prestação de informação.
10. Verifica-se, contudo, ainda, a necessidade de harmonização dos critérios para o registo de dados o que levou a ERSE a atualizar o guia de auxílio ao reporte de informação pelas empresas, esperando-se melhorias assinaláveis neste domínio no futuro.
11. O CT nota, ainda, que foram identificadas algumas dificuldades no atendimento telefónico por parte dos comercializadores, ocorridas em resultado do término das medidas excecionais COVID-19, que conduziu a um significativo aumento do número de atendimentos.
12. Em conclusão, o CT reconhece e valoriza o esforço desenvolvido pelos comercializadores em matéria de qualidade de serviço nas diversas componentes, traduzido no ano de 2022 nos resultados positivos atrás mencionados, recomendando que este objetivo da melhoria da qualidade de serviço, enquanto componente fundamental do sistema regulatório do setor elétrico, se mantenha no futuro.

**N. Proposta de alteração do valor do parâmetro de “custos de transporte e handling” do gás natural para RAM, para refletir a inflação**

1. De acordo com o estipulado no artigo 214.º do RT em vigor, a ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros em curso num determinado período de regulação.
2. Neste sentido, optou por, em conjunto com a presente proposta de tarifas, apresentar ao CT uma proposta de atualização do parâmetro “transporte e handling” do gás natural consumido pela EEM.
3. Tratando-se de uma alteração a um parâmetro para o atual período regulatório e, não sendo objeto de uma consulta dedicada, é opinião do CT que a ERSE, na sua comunicação, deveria ter destacado o objetivo de rever de forma extraordinária o parâmetro nesta proposta de tarifas.
4. No que concerne ao mecanismo de custos de referência para a aquisição de gás natural para a produção de eletricidade pela EEM, os parâmetros que estão em vigor no atual período de regulação do setor elétrico basearam-se num estudo efetuado pela PwC em 2021, correspondendo aos valores publicados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”, de dezembro de 2021 e revistos pela Instrução nº. 9/2022, de 19 de outubro.
5. De acordo com a ERSE, a sua iniciativa resulta das dificuldades de contratação evidenciadas pela EEM com os parâmetros fixados no início do atual período regulatório quer ao nível do fuelóleo, quer ao nível do gás natural, que resultaram em alterações aos parâmetros, através da Instrução nº. 9/2022, de 19 de outubro e pela Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto.
6. Atendendo a que ainda persistem algumas dificuldades face às alterações ocorridas nos mercados das *commodities*, no passado recente, a ERSE propõe a atualização do parâmetro “custos de

transporte e handling” do gás natural para 15,47 €/MWh, correspondendo à atualização para 2023 do valor atualmente constante dos parâmetros (14,00 €/MWh), que foi calculado pela PwC no estudo efetuado em 2021.

7. O novo valor resultante da atualização será aplicado a partir da realização do novo concurso de fornecimento de gás natural à EEM, não tendo ainda sido incorporado nesta proposta tarifária.
8. A este respeito, o CT relembra que no seu parecer à proposta de tarifas e preços e outros serviços para 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025, manifestou à ERSE preocupações sobre o processo de atualização do estudo e os seus resultados, nomeadamente na rigidez do mecanismo definido para a determinação dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis nas RA num contexto de elevada incerteza associado ao processo de transição energética.
9. Neste contexto, o CT regista a iniciativa da ERSE e conforme já referido em anteriores pareceres, reforça o seu entendimento de que a metodologia de regulação dos custos com os combustíveis para as RA carece de uma revisitação da respetiva abordagem.

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

1. O CT valoriza a existência de um Mercado Livre de Energia baseado numa concorrência saudável, que deverá traduzir-se em ofertas competitivas, com criação de valor para os comercializadores e benefícios para os clientes finais. Neste sentido, a exemplo de Pareceres anteriores, o CT considera que à ERSE cabe desempenhar um papel fundamental de monitorização e prevenção de situações de desigualdade concorrencial.
2. O CT faz notar que os desvios de estimativa nos custos de aprovisionamento do CUR originam ajustamentos nos anos posteriores e que são repercutidos em todos os consumidores. Neste contexto, recomenda que a ERSE considere a informação mais atualizada, minimizando este impacto nos consumidores.
3. O CT recomenda que a ERSE, no exercício anual de fixação de tarifas, não deixe de avaliar os potenciais efeitos que o estabelecimento de TTVCf desajustadas das condições de mercado poderá ter no equilíbrio financeiro dos comercializadores em regime de mercado.

### **III - RECOMENDAÇÕES FINAIS**

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

#### **A. Sobre a consistência de metodologias**

1. Que a ERSE continue a comunicar as variações das tarifas de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão nas RA, procedimento que já havia adotado na fixação excecional de tarifas em junho de 2023;
2. Que, no cálculo do ajustamento definitivo da CVEE PRE 2022, seja considerado o valor das receitas dos leilões de GO faturadas pelo CUR em 2022, líquidas dos custos com a operacionalização dos mesmos, tal como consta nas contas reguladas reais auditadas do CUR, assegurando assim a neutralidade financeira dos desvios entre os valores efetivamente faturados e os teóricos de tarifas ao longo de um determinado ano, em cumprimento do RT;

3. Que a ERSE, a bem da transparência do processo de determinação dos proveitos permitidos das empresas reguladas, apresente justificação para o eventual não reconhecimento da totalidade de custos, do CUR e GGS, face aos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas, as quais são sujeitas a auditoria e certificação independente;
4. Que a ERSE utilize fontes de informação consistentes relativas aos pressupostos da evolução da procura, por forma a limitar impactos provocados por discontinuidades nas séries utilizadas;
5. Que a ERSE utilize de forma consistente as séries dos índices de preços durante o período regulatório, isto é, que nos termos do RT em vigor seja utilizada a variação anual do IPIB de t-1 com base na informação mais atual publicada pelo INE à data do cálculo dos desvios definitivos de 2023, 2024 e 2025, devendo a legislação em vigor, artigo 222º do RT, ser revista em conformidade;
6. Que, por princípio, mudanças nas regras de cálculo que introduzam alterações significativas, com efeitos materialmente relevantes nos proveitos permitidos das empresas, como a ocorrida ao nível do IPIB, sejam desejavelmente introduzidas na mudança do período regulatório.

**B. Sobre a sustentabilidade do SEN**

1. Que a ERSE pondere a possibilidade de não aplicação total de *superavits* nos períodos imediatos, de forma a evitar que evoluções inesperadas do enquadramento macroeconómico conduzam a potenciais variações tarifárias significativas, conducentes à adoção de medidas de contenção tarifária que conduzem à criação de défice tarifário;
2. Que a ERSE procure estimar adequadamente, quer o desvio provisório do ano em curso, quer o volume de custos e proveitos a incluir nas tarifas do ano seguinte, em particular em relação (1) ao preço de mercado, refletindo as cotações forward mais recentes, (2) aos custos adicionais da aquisição de energia do CUR e (3) ao diferencial face ao preço de mercado na venda da PRG, tendo em consideração os valores reais de 2022 e 2023, por forma a minimizar desvios futuros. A não observância deste princípio origina a necessidade de financiamento por parte das empresas reguladas, com implicações nos custos para os consumidores até à sua liquidação, e inerente socialização dos mesmos;
3. Que a ERSE, atendendo à conjuntura interna e externa, 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 a situação real, corrigindo o custo com as atividades de CVEE do CUR e do Agente Comercial do CAE, que dependem deste pressuposto, por forma a não serem oneradas as tarifas dos anos seguintes;
4. Que a ERSE promova a compra de um maior volume de energia a prazo pelo CUR em momento anterior à fixação de tarifas, por via dos leilões de aprovisionamento, e retome a programação dos leilões para venda de PRG com a maior brevidade possível, com vista à cobertura dos riscos de variabilidade de preço e procurando a minimização dos desvios tarifários;
5. Que a ERSE, na lógica da defesa da estabilidade e previsibilidade regulatória, procure obter a confirmação das homologações intermédias de valores de acertos dos CMEC (“revisibilidades do passado”, relativas aos anos de 2016 e 2017) que já deveriam ter ocorrido;
6. Que deve ser procurada a minimização dos impactos em termos de serviço da dívida, ou seja, a redução das condicionantes para o futuro do setor, fundamental em termos de sustentabilidade do SEN e justiça intergeracional;

7. Que o princípio estabelecido pela ERSE relativo à estabilidade tarifária no seu exercício de sustentabilidade, entendida e balizada por uma variação máxima dos preços médios das tarifas aditivas de venda a clientes finais de 3% na BTN, se aplique ao próprio ano de 2024, pelo que se recomenda o aprofundamento do cenário de limitação da TTVCF a 3%.

**C. Recomendações Adicionais**

1. Deve ser assegurado que o financiamento da TS é efetivamente neutro para os operadores da RNT e RND, conforme previsto na legislação e regulamentação em vigor, sendo fundamental que o processo de repartição dos financiadores da tarifa social se encontre concluído e divulgado antes de cada novo ano tarifário que se inicia a 1 de janeiro;
2. Que a ERSE defina os procedimentos a adotar quando existam entidades financiadoras da TS que não liquidem junto do GGS, no todo ou em parte, os valores fixados pela ERSE, conforme lhe incumbe o n.º 5 do art.º 199 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro e que, na regularização de todos os montantes do passado, a ERSE tenha em devida consideração os custos de financiamento em que os operadores de rede tenham incorrido com estas dívidas;
3. Que a ERSE apresente uma avaliação sobre o impacto na procura resultante da intervenção europeia de emergência, para fazer face aos elevados preços da energia, assim como da evolução da eficiência no sistema elétrico;
4. Que a ERSE, em complemento da tarifa de acesso publicada para a atividade de operação de rede “Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e CURs em BT”, publique igualmente uma tarifa de energia para a atividade de CUR exclusivamente em BT, a aplicar pelo CUR nacional, quando estes agentes do SEN tiverem de recorrer ao fornecimento supletivo para satisfazer as suas necessidades de aquisição de energia;
5. Que a ERSE analise as especificidades técnicas da atividade do CUR, exclusivamente em BT e suscetíveis de serem enquadradas em alterações de regulamentos existentes, de que é exemplo o RT, e que as inclua na definição de parâmetros do próximo período regulatório;
6. Que a metodologia de regulação dos custos com os combustíveis para as RA seja objeto de revisitação da respetiva abordagem;
7. O CT tinha manifestado a sua discordância, no parecer do ano transato, referente à fixação de TeP para 2023 quanto ao facto de um consumidor/cliente poder “receber por consumir energia”.  
Assim, o CT é de opinião que esta situação é de evitar no futuro, pelo que propõe que a ERSE regulamente que sempre que a fatura de um consumidor e/ou cliente qualquer que seja o nível de tensão e tipo de fornecimento for negativa, a mesma seja considerada nula, e o montante final da mesma reverta para o SEN.
8. Que a ERSE verifique se o *fee* de intermediação proposto, que visa recuperar parte dos custos de funcionamento previstos da atividade de CVEE PREAC, não poderá condicionar o desenvolvimento desta atividade de agregação em regime de mercado;
9. Que a ERSE clarifique o racional subjacente à determinação dos coeficientes de alocação dos CIEG para o ano de 2024, em substituição dos coeficientes padrão;

- 10.** A ERSE, na sua comunicação, deveria ter destacado o objetivo de rever de forma extraordinária o parâmetro de “custos de transporte e handling” do gás natural para RAM na proposta de tarifas para 2024, dado tratar-se de uma alteração extraordinária de um parâmetro para o atual período regulatório, que não foi objeto de consulta dedicada;
- 11.** Que, com o objetivo de garantir a continuidade das horas de ponta para cada dia, no que diz respeito à nova opção das TAR em MAT, AT e MT, a ERSE considere a possibilidade de também na área A ser alocada a totalidade das horas de ponta no final do dia.

#### **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 2023**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor na globalidade: 18 (dezoito)**

**Votos contra os seguintes pontos: 2 (dois)**

- Especialidade, sub ponto 7, do ponto L. “Divida e Serviço da Divida” ;
- Das Recomendações finais o Sub ponto 7, do ponto B, “Sobre a sustentabilidade do SEN”.

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **51 (cinquenta e uma)** páginas, sendo **(duas)** 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;
- e
- contendo declarações de voto,

o que perfaz um total **de 70 (setenta) folhas**.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>João Marinho</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1, exceto ponto L. da especialidade e Recomendação final III B.7	ponto L. da especialidade e Recomendação final III B.7	—
<b>Carlos Silva</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2, exceto ponto L. da especialidade e Recomendação final III B.7	ponto L. da especialidade e Recomendação final III B.7	—
<b>Célia Marques</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Ingride Pereira</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -DECO	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quinta Nova</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Mário Reis</b> Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 5	—	—
<b>Luís Plácido</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 6	—	—
<b>Jorge Lúcio</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Galp)	Anexo 7	—	—
<b>Sandra Pinto</b> Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade)	Anexo 8	—	—
<b>Alexandre Rodrigues</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 9	—	—
<b>Rui Bernardo</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDPD)	Anexo 10	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Vinay Pranjivan</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 11	—	—
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 12	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 13	—	—
<b>Paula Almeida</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 14	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 15	—	—
<b>Vítor Machado</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 16	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 17	—	—
<b>Bruno Pais</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 18	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 19	—	—	—

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 2024”

### 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 2024”, **exceto para o ponto L - Dívida Tarifária e Serviço da Dívida e para a Recomendação final III B.7, para os quais voto contra**. Junto a seguinte declaração de voto:

A crise energética iniciada em 2021 colocou em grandes dificuldades o tecido produtivo nacional. Desde aí, os mercados de energia têm registado preços sem precedentes, cujo impacto se tem sentido na capacidade competitiva da indústria. A fixação de tarifas negativas para o 2º semestre de 2022 e 2023 teve, por isso, um efeito atenuador sobre a pressão dos preços de mercado.

Para 2024 a proposta de tarifas prevê para clientes MAT, AT e MT uma variação média de aproximadamente 37 Eur/MWh face a 2023. Desta forma, a combinação de preços de energia previstos nos mercados de futuros para o próximo ano e a evolução tarifária proposta fazem perspetivar um incremento substancial nos custos totais de energia elétrica para o próximo ano, acrescentando dificuldades muito impactantes aos setores produtivos sujeitos à concorrência internacional.

Neste enquadramento, a recomendação do Conselho Tarifário para aprofundamento do cenário de limitação da variação das TTVCF a 3%, tal como apresentada, não pode ser subscrita, pelo efeito previsível de realocação de encargos com CIEG pelos vários segmentos de tensão e conseqüente incremento tarifário.

Tendo presente o impacto que a criação de dívida tarifária tem na sustentabilidade do setor, é importante salientar que essa mesma sustentabilidade depende, antes de mais, da capacidade que a base de consumo tenha para suportar os encargos que lhe sejam imputados. Por esse motivo, no atual contexto de mercado seria contraproducente um aumento de tarifas de acesso às redes superior ao já proposto pela ERSE, que poria em causa o nível de procura da indústria, que já estará muito tensionada pelos aumentos agora propostos, colocando em causa a base de consumo sobre a proposta que está construída.

Assim, em função dos valores de encargos de CIEG e do conjunto de medidas mitigadoras incluídas na proposta de tarifas, entende-se equilibrado que a minimização do impacto com o serviço da dívida seja limitada, partindo do princípio de que não resultem encargos de CIEG para nenhum dos segmentos de tensão.

João Marinho

Lisboa, 15 de novembro de 2023

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 2024”

### 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 2024”, **exceto para o ponto L - Dívida Tarifária e Serviço da Dívida e para a Recomendação final III B.7, para os quais voto contra**. Junto a seguinte declaração de voto:

A crise energética iniciada em 2021 colocou em grandes dificuldades o tecido produtivo nacional. Desde aí, os mercados de energia têm registado preços sem precedentes, cujo impacto se tem sentido na capacidade competitiva da indústria. A fixação de tarifas negativas para o 2º semestre de 2022 e 2023 teve, por isso, um efeito atenuador sobre a pressão dos preços de mercado.

Para 2024 a proposta de tarifas prevê para clientes MAT, AT e MT uma variação média de aproximadamente 37 Eur/MWh face a 2023. Desta forma, a combinação de preços de energia previstos nos mercados de futuros para o próximo ano e a evolução tarifária proposta fazem perspetivar um incremento substancial nos custos totais de energia elétrica para o próximo ano, acrescentando dificuldades muito impactantes aos setores produtivos sujeitos à concorrência internacional.

Neste enquadramento, a recomendação do Conselho Tarifário para aprofundamento do cenário de limitação da variação das TTVCF a 3%, tal como apresentada, não pode ser subscrita, pelo efeito previsível de realocação de encargos com CIEG pelos vários segmentos de tensão e conseqüente incremento tarifário.

Tendo presente o impacto que a criação de dívida tarifária tem na sustentabilidade do setor, é importante salientar que essa mesma sustentabilidade depende, antes de mais, da capacidade que a base de consumo tenha para suportar os encargos que lhe sejam imputados. Por esse motivo, no atual contexto de mercado seria contraproducente um aumento de tarifas de acesso às redes superior ao já proposto pela ERSE, que poria em causa o nível de procura da indústria, que já estará muito tensionada pelos aumentos agora propostos, colocando em causa a base de consumo sobre a proposta que está construída.

Assim, em função dos valores de encargos de CIEG e do conjunto de medidas mitigadoras incluídas na proposta de tarifas, entende-se equilibrado que a minimização do impacto com o serviço da dívida seja limitada, partindo do princípio de que não resultem encargos de CIEG para nenhum dos segmentos de tensão.

Carlos Silva

Lisboa, 15 de novembro de 2023



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2024”**

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 2024”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2023

***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 2024”.

Lisboa, 15 de novembro de 2023

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

Dados pessoais

(Ingride Pereira)



NIF: 512 025 657

## ACRA - ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO AÇORES

Pessoa Colectiva de Utilidade Pública

(Despacho N° 1950-2013, publicado na II Série, do Jornal Oficial N° 216 de 2013-11-07)

Exmos. Senhores  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços  
Energéticos  
CT- Conselho Tarifário  
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3°  
1400-113 Lisboa

v/ ref.

v/ carta

n/ ref.  
159/SG/2023

Ponta Delgada,  
10-11-2023

**Assunto:** PARECER SOBRE PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A  
ENERGIA ELÉTRICA EM 2024.  
DECLARAÇÃO DE VOTO

Exm.<sup>as</sup> Sr.<sup>as</sup>  
Presidente,  
Vice-Presidente e  
Sr.s Conselheiros,

Serve a presente para votar favorável ao presente parecer, porém com reservas.  
Com efeito, na parte que respeita às Regiões Autónomas e não se tendo alterado,  
substancialmente, os pressupostos que conduzem sempre às mesmas conclusões damos aqui  
por reproduzidas as reservas e apreensões expressas aquando da emissão dos pareceres em  
anos anteriores emitidos pelo CT, sobre esta mesma matéria, para aí remetendo.

Com os melhores cumprimentos,

O Secretário Geral da ACRA

Mário Agostinho Reis

**Declaração de voto do representante das empresas do sistema 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 2024”**

---

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 2024”**.

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2023

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre as**

*Propostas da ERSE para*

**“Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024” e**

**“Tarifas e Preços da Entidade Gestora da Rede da Mobilidade Elétrica para 2024”**

Comunico o Voto Favorável aos Pareceres da Seção de Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE, emitidos sobre as Propostas da ERSE acima referidas.

Dados pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime de Mercado na Seção de Eletricidade do Conselho Tarifário

Lisboa, 15 de novembro de 2023

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre as**

*Propostas da ERSE para*

**“Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024” e**

**“Tarifas e Preços da Entidade Gestora da Rede da Mobilidade Elétrica para 2024”**

Comunico o Voto Favorável aos Pareceres da Seção de Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE, emitidos sobre as Propostas da ERSE acima referidas.

Dados pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime de Mercado na Seção de Eletricidade do Conselho Tarifário

Lisboa, 15 de novembro de 2023



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 2024"

\*\*\*\*\*

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 2024".

Lisboa, 15 de novembro de 2023

SANDRA ISABEL NETO PINTO FERREIRA

representante do comercializador de último recurso

Dados pessoais

Votação

ORDbt

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024

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 2024.

Dados pessoais

Lisboa, 15 de novembro de 2024

Alexandre Rodrigues

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

**“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2024”**

**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 em 2024”.

Lisboa, 15 de Novembro de 2023

O representante da entidade concessionária da RND

Dados pessoais

---

Rui Bernardo



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 2024”**.

Lisboa, 15 de Novembro de 2023

Dados pessoais

Vinay Pranjivan

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

**Parecer do Conselho Tarifário sobre *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”***

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, Secção do Setor Elétrico, vota **favoravelmente na globalidade**, o Parecer do Conselho Tarifário sobre *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”*.

Lisboa, 15 de novembro de 2023

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



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) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), setor da eletricidade, 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 2024**".

Lisboa, 15 de novembro de 2023

**Dados pessoais**

---

(Luis Vasconcelos)



*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 2024".*

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 2024**".

Lisboa, 15 de novembro de 2023

Dados pessoais

Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte



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 2024**”

---

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 2024*”.

Funchal, 15 de novembro de 2023

Rui Miguel Aveiro Vieira

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira



Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota **favoravelmente**, e na sua globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção setor elétrico da ERSE, relativo à **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024”**

Lisboa, 15 de novembro de 2023

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, Secção Setor Elétrico



LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Consulta de Pública sobre a *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024”*.

Lisboa, 14 de novembro de 2023

Dados pessoais

Rafaela de Saldanha Matos



## **Parecer do Conselho Tarifário sobre “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2024”**

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 2024”.

Sem prejuízo do Voto Favorável ao parecer acima referido, os pequenos comercializadores de energia manifestam uma preocupação grave, com os valores propostos para as TTVCF.

Ao estabelecer-se uma Tarifa de Comercialização de margem 0, e ao permitir-se e fomentar-se publicamente a transferência de consumidores do Mercado Livre para o Mercado Regulado, está-se a transformar o CUR em mais um concorrente do ML.

Manifestamente, quer pela fixação da Tarifa de Comercialização do CUR a níveis insustentavelmente baixos, quer pela cobertura de risco dos custos de energia que o CUR recebe implicitamente pelo mecanismo regulatório dos ajustamentos dos proveitos permitidos, os comercializadores que seguissem esta mesma política de preços, teriam de operar condições de insuficiência financeira, o que para além de ser ilegal, poria em causa os comercializadores e no limite o Mercado Livre.

Deste modo, recomendamos que a fixação da Tarifa de Comercialização seja revista e que seja feita de forma que o CUR cumpra o seu objetivo de fornecedor de último recurso e não de primeira opção como tem sido no passado recente.

Lisboa, 15 de Novembro de 2023

O Representante dos pequenos comercializadores da energia,

Dados pessoais

Bruno Pais

**VOTAÇÃO REFERENTE AO PARECER SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A  
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2024”**

**Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz**, presidente do Conselho Tarifário da ERSE, Secção do Setor Elétrico, voto favoravelmente na Globalidade o parecer emitido por este Conselho à proposta de ***“Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024”***.

**Lisboa, 15 de novembro de 2023**