

## PARECER SOBRE

### **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL ”**

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<sup>1</sup> (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>2</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 o documento contendo a " **Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho até dezembro de 2023 – Fixação excecional** ",<sup>3</sup> competindo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias, conforme ponto 6. do Artigo 218º do Regulamento Tarifário em vigor.

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

**“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho até dezembro de 2023 – Fixação excecional”**

I

## GENERALIDADE

### **A. Fundamentos para a revisão extraordinária**

De acordo com o disposto no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de Agosto, doravante designado por Regulamento Tarifário (RT) a “ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente”.

Por seu turno, o n.º 2 do Art.º 217º do RT refere que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>3</sup> Comunicação PCA da ERSE, de 28 abril 2023, E-Tecnicos/20223/686/IA/Msb

Assim, ao abrigo destas disposições legais e do artigo 218º n.º 4 do referido diploma, a ERSE apresentou ao CT, para emissão de parecer, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”, em análise.

No documento de tarifas para 2023, de 15 de dezembro 2022, a ERSE comprometeu-se a acompanhar de perto as alterações das circunstâncias em que assentam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, reconhecendo que as mesmas poderiam justificar uma revisão excecional das tarifas à semelhança do ocorrido em julho de 2022. Com efeito, na persistência do atual contexto de incerteza, mantém-se a dificuldade de previsão da evolução dos preços nos mercados grossistas, em particular o das *commodities*.

O CT constata que as tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas tendo em conta a informação recolhida até ao final do mês de novembro de 2022, considerando um preço estimado de energia elétrica de cerca de 213 EUR/MWh, que se tem revelado acima do real verificado no primeiro trimestre de 2023 e do que se perspectiva, à data, para o resto do ano.

A forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2023 justifica, assim, a proposta de fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas, apresentada pela ERSE para o período de julho a dezembro de 2023, e que se afigura necessária para assegurar estabilidade tarifária na evolução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural.

Por outro lado, esta proposta de revisão excecional das tarifas contribui para o equilíbrio financeiro das atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade, contribuindo para diminuir os desvios nos níveis de proveitos dessas atividades que resultariam da repercussão dos ajustamentos calculados em base anual neste contexto de volatilidade de preços de energia.

A ERSE alerta para o facto de que, não obstante esta revisão ser efetuada em sentido oposto à revisão excecional de julho de 2022, o regresso à normalização tarifária a níveis verificados no passado não está assegurado, já que subsistem vários fatores de incerteza, a saber:

- (i)** a invasão da Ucrânia pela Federação Russa, com potenciais impactes não apenas na área da energia, mas igualmente de forma transversal na economia global;
- (ii)** a evolução económica na União Europeia, em resultado da sua atuação em várias frentes, como seja no conflito da Ucrânia, na contenção dos preços da energia e no controlo da crise inflacionista; ou
- (iii)** as medidas específicas adotadas a nível europeu e nacional para acelerar a transição energética e reduzir a dependência de fontes de energia fósseis.

A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE, sendo este o principal fator determinante desta proposta de revisão excecional de proveitos permitidos. A dependência entre o preço grossista de eletricidade e os preços de outras *commodities*, designadamente o petróleo, as

licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e, principalmente, o gás natural, reforçada com o mecanismo ibérico de controlo de preços, justifica esta revisão excecional no sentido de refletir a atualização desses preços.

A revisão excecional dos proveitos permitidos abrange as seguintes atividades:

- i) Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
- ii) Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR (SU Eletricidade), quer para a função de Compra e Venda da PRE com remuneração garantida, quer para a função de Compra e Venda para fornecimento a clientes;

e, finalmente,

- iii) Aquisição de Energia elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (desenvolvidas pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM)).

Nas restantes atividades reguladas os proveitos permitidos mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

É de assinalar a alteração do mecanismo de controlo de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, que prorrogou a aplicação do mecanismo até dezembro de 2023 e procedeu à revisão de algumas regras para a sua aplicação, em particular, dos preços de referência do gás natural usados para o cálculo das compensações aos produtores.

Após análise dos efeitos desta alteração legal e da evolução dos preços do gás natural no MIBGAS no montante de compensações previstas para a central com CAE (Turbogás), que está incorporado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, a ERSE concluiu que, por força da diminuição do preço do gás natural, os valores de compensações deverão ser muito inferiores aos montantes subjacentes às tarifas em vigor e, no que respeita à prorrogação do mecanismo até ao final de 2023, o impacto deverá ser limitado, uma vez que os preços futuros do MIBGAS se situam abaixo dos preços de referência usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

No que respeita às medidas de contenção tarifária, nomeadamente as transferências de receitas geradas com os leilões de CO<sub>2</sub> para o setor elétrico nacional (SEN) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, o montante considerado nas tarifas de 2023 em vigor foi fixado pelo Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022 em 363,7 milhões de euros.

Na ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental ao SEN no ano de 2023, este montante manteve-se inalterado na presente proposta de revisão tarifária excecional, pelo que o aumento dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, resultante da atualização de dados até 31 de março, não tem qualquer impacto nas medidas de contenção tarifária.

Em síntese, a presente proposta de revisão tarifária excecional decorre principalmente da revisão dos preços do mercado grossista de eletricidade, que afetam os diferenciais de custos da produção com remuneração garantida e com os CAE, que correspondem a Custos de Política Energética Ambiental ou de Interesse Económico Geral (CIEG).

O Quadro seguinte compara os valores das parcelas de custos que compõem os CIEG, adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, que são considerados na revisão tarifária para o ano de 2023, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2023, traduzindo-se numa revisão em alta do montante superior a 2 mil milhões de euros.

**Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023**  
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	<b>T2023 (Dez 2022)</b>	<b>T2023 (Jun 2023)</b>	<b>Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-4 635 295</b>	<b>-2 521 621</b>	<b>2 113 674</b>
Diferencial de custo da PRE	-4 270 402	-2 609 726	1 660 676
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	87 053	87 053	0
Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-440 556	437 413
Rendas de concessão da distribuição em BT	276 051	276 051	0
Sobrecusto da RAA e da RAM	246 909	258 949	12 040
Terrenos das centrais	12 220	12 220	0
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0
ERSE	7 354	7 354	0
Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	0
Autoridade da Concorrência	447	447	0
Tarifa Social	-122 532	-118 986	3 546
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>709 123</b>	<b>709 123</b>	<b>0</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>-3 926 172</b>	<b>-1 812 498</b>	<b>2 113 674</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	0
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 811	34 811	0
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 501	99 501	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-20 569
Diferencial extinção TVCF	-559	-559	0
Sobreproveito	0	0	0
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>356 994</b>	<b>336 425</b>	<b>-20 569</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>-3 569 178</b>	<b>-1 476 072</b>	<b>2 093 105</b>

- Notas: 1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.
- 3) O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida inclui medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor.

Apesar do benefício proveniente dos CIEG ser inferior face ao expectável no início do ano corrente, as tarifas de Acesso às Redes, entre 2022 e 2023, continuam a observar reduções muito significativas em todos os níveis de tensão:

- MAT: -354,1%
- AT: -300,3%
- MT: -226,2%
- BTE: -104,6%
- BTN: -204,6%

## **B. Comunicação dos Impactos Tarifários**

O comunicado e dossier de imprensa divulgado pela ERSE tem sido omissivo ou incompleto no que respeita às Tarifas de Venda a Clientes Finais fixadas para a região autónoma dos Açores e região autónoma da Madeira (RA). O CT tem, de forma sistemática, alertado nos seus pareceres para a importância da inclusão das variações tarifárias nessas regiões na comunicação à imprensa.

Na resposta ao Parecer do CT à revisão extraordinária de Tarifas para 2022, em junho desse ano, a omissão, segundo a ERSE, deveu-se ao *“propósito e critérios de simplicidade e clareza que se pretendem no comunicado da proposta tarifária”*.

Em dezembro de 2022, na resposta ao Parecer do CT à proposta de Tarifas para 2023, a ERSE refere que *“procura-se ter um equilíbrio entre a informação que se divulga relativa a Portugal continental e às Regiões Autónomas. Assim, uma vez que o mercado regulado está limitado à Baixa Tensão Normal em Portugal continental, apenas se divulgam as respetivas variações tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas”*.

Tendo em conta que nas RA só existem tarifas reguladas, considera o CT que a comunicação das variações das tarifas de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão contribui para a:

- a) clareza da informação a comunicar, evitando erros de interpretação quanto às variações tarifárias nas RA;
- b) eliminação de assimetrias de informação entre consumidores.

Assim, o CT insiste na recomendação de que as variações das tarifas de venda a clientes finais das RA devem ser incluídas na comunicação à imprensa pela ERSE.

## II

### ESPECIALIDADE

#### A. Enquadramento para a fixação excecional

A competência para o início de um processo de revisão excecional de tarifas encontra-se estabelecida no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, doravante designado Regulamento Tarifário (RT).

Por seu turno, o n.º 2 do Art.º 217º do RT refere possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Desta forma, ao abrigo destas disposições legais e bem assim do n.º 4 do artigo 218º do referido diploma legal, a ERSE apresentou ao CT, para emissão de parecer, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”, agora em apreço.

Em 2022, a revisão excecional de tarifas do setor elétrico foi determinada essencialmente pela subida acentuada do preço de eletricidade nos mercados grossistas e justificada pelo contexto de volatilidade e incerteza dos mercados de energia, que se verificou desde o final de 2021 e que se intensificou a partir de março de 2022, com o início da guerra na Ucrânia.

Em sentido oposto, em 2023 observa-se uma redução expressiva dos preços grossistas de eletricidade, que se desviam de modo significativo das previsões subjacentes às tarifas de 2023 em vigor, o que tem forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e que provocará desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023 (aprovada pela Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro) e na decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2023 (aprovada pela Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril).

A ERSE refere que a presente proposta tarifária, com efeitos a partir de 1 de julho de 2023, foi elaborada de acordo com o disposto no RT em vigor, salientando que, para além de uma segunda atualização da tarifa de Energia, propõe também uma fixação excecional das Tarifas de Acesso às Redes.

A abrangência desta proposta está limitada às atividades impactadas pela alteração dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços do petróleo, do gás natural e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, nomeadamente:

- compra e venda de energia elétrica do agente comercial (REN Trading);
- compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (PRE) e para fornecimento a clientes, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade);
- aquisição de energia elétrica e gestão do sistema, desenvolvida pela EDA e EEM.

Nas restantes atividades reguladas, os proveitos permitidos e as tarifas que os recuperam mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Contudo, em atividades que recuperam os proveitos permitidos de atividades impactadas pelo preço grossista de eletricidade, os correspondentes proveitos permitidos foram revistos em conformidade na presente proposta de revisão tarifária, nomeadamente nas atividades de:

- Gestão Global do Sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (REN), que recupera os proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT (E-REDES), que recupera o diferencial de custo da Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida;
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

Esta revisão permite adequar as tarifas de Acesso às Redes (TAR) às atuais condições de mercado, evitando a distorção dos sinais de preço, nomeadamente através da atualização dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) associados à produção de eletricidade, que são recuperados através destas tarifas.

A diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas tem um efeito em sentido contrário nos montantes destes CIEG e, conseqüentemente, nas TAR, dada a semelhança entre estes mecanismos e os contratos por diferença.

Considerando que entre 40% e 50% da energia elétrica consumida em Portugal ainda tem origem nestes produtores com remuneração garantida (PRE, incluindo produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída em leilão, e produtores com CAE), estes mecanismos têm impactes nas variações dos preços de energia elétrica na fatura dos consumidores.

Contudo, intrinsecamente, estes mecanismos têm um desfazamento temporal devido à periodicidade anual de fixação das TAR. Na ausência desta revisão excecional dos proveitos a recuperar pelas TAR em 2023, a redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas que se observa atualmente provocaria ajustamentos muito avultados nos proveitos permitidos das atividades que suportam os diferenciais de custo da PRE e dos CAE, a devolver às empresas, com o conseqüente acréscimo dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes em 2024.

O CT regista que esta proposta de revisão excecional das tarifas contribui para melhorar a situação financeira das empresas com atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade, mitigando parcialmente as oscilações dos níveis de proveitos dessas atividades resultantes da volatilidade nos preços de energia, ajustando-se, antecipadamente, os fluxos financeiros entre as atividades *pass-through* e os proveitos que integram as tarifas em vigor.

**B. Alterações nos pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas do continente e das regiões autónomas dos açores e da madeira para 2023**

1. Na presente proposta a ERSE justifica a revisão extraordinária das tarifas para o segundo semestre de 2023, tendo por base a alteração nos pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas do Continente e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA) para 2023, em particular a redução dos preços nos mercados grossistas da energia elétrica e de outras *commodities*, face ao nível de preços projetado em 2022, para tarifas de 2023.



2. Os dados relativos à evolução do consumo e à evolução da produção com remuneração garantida (PRE e CAE), não foram considerados nesta revisão excecional com fundamento no reduzido impacto face aos decorrentes da redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços das outras *commodities* referidos no ponto anterior.
3. A ERSE sublinha ainda a alteração do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, cuja prorrogação, segundo o Regulador, não deverá ter impacto nos proveitos permitidos desta atividade, uma vez que os preços futuros do MIBGAS se situam abaixo dos preços de referência do gás natural usados no mecanismo.
4. Por outro lado, este diploma procedeu à revisão de regras de cálculo, ajuste e liquidação dos custos de produção de energia elétrica no respetivo mercado grossista tendo sido atualizados os preços de referência do gás natural usados no mecanismo para o cálculo das compensações aos produtores.
5. Segundo a ERSE, *“na preparação desta proposta de revisão tarifária, esta alteração foi analisada conjuntamente com a atualização dos preços do gás natural no MIBGAS, que é o fator determinante para a alteração do montante de compensações relativas a este mecanismo para a central com CAE (Turbogás) no 1.º semestre de 2023 e cujo montante está integrado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial subjacentes às tarifas em vigor”*.
6. No que tange às medidas de contenção tarifária, em particular as que dizem respeito às transferências de receitas geradas com os leilões de CO<sub>2</sub> para o SEN, o montante considerado nas tarifas de 2023 em vigor foi fixado no Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022 (363,7 milhões de euros) - cuja publicação se continua a aguardar – e que se mantém na presente proposta de revisão tarifária excecional, face à ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental.
7. Adicionalmente, todos os pressupostos macroeconómicos que sustentaram a definição das tarifas para 2023 não foram revistos.
8. A ERSE ressalva que *“entre o envio da presente proposta ao Conselho Tarifário e a publicação das tarifas excecionais a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, a ERSE continuará a monitorização dos mercados de energia, em particular dos preços grossistas de eletricidade e de gás na Península Ibérica, quer os ocorridos, quer os futuros, não se pondo de parte a necessidade de alterar as previsões agora apresentadas, dada a volatilidade e incerteza que ainda são patentes nestes mercados.”*



### **B.1. Evolução dos preços das *commodities***

Desde meados de 2021 tem ocorrido, a nível europeu, um aumento substancial da volatilidade dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos.

Paralelamente, numa altura em que o *mix* energético está a evoluir gradualmente de uma base fóssil para uma base renovável, é expectável uma cada vez maior volatilidade dos preços nos mercados.

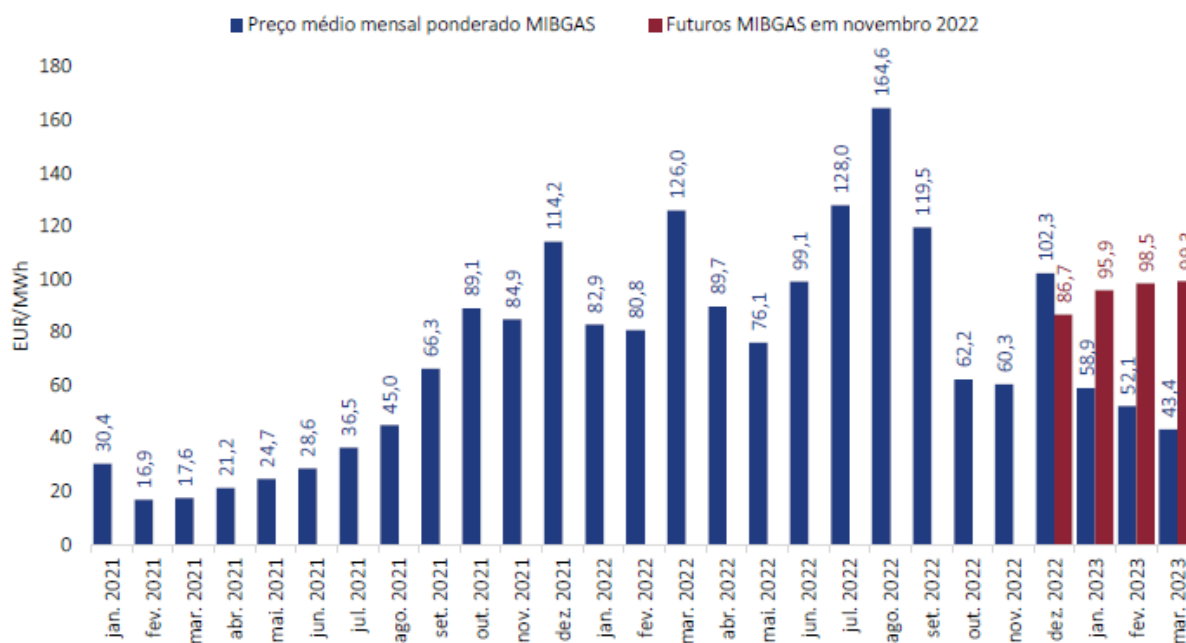
Nesta conjuntura, e desde o início do ano de 2023, tem-se observado uma redução significativa dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, para o qual muito têm contribuído fatores não controláveis, como o volume de produção de origem renovável (hídrica, eólica e fotovoltaica) e a redução do preço do gás natural nos mercados internacionais.

No caso do Brent, após o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, a sua cotação registou um aumento acentuado, tendo atingido os 135 USD/bbl no início de março de 2022. Em 2023, e com os dados indicados na proposta da ERSE, até final de março, o Brent tem registado desde o final do ano de 2022 uma redução na sua cotação média, apresentando em março um valor médio de 78 USD/bbl.

No caso do gás natural, observa-se igualmente uma redução significativa de preço nos mercados internacionais desde dezembro de 2022. O preço do gás natural nos mercados internacionais no mês de março de 2023, apesar de ainda apresentar valores elevados face ao passado, registou um valor médio de 47 USD/MWh, o que representa uma redução de 60% face aos valores verificados em dezembro de 2022 (117 USD/MWh).

A figura seguinte evidencia essa mesma realidade, comparando os dados de mercado disponíveis a 30 de novembro de 2022, que suportaram a definição das tarifas para 2023 publicadas em dezembro 2022, e os recolhidos até 31 de março de 2023, em que se baseia a atual proposta de revisão excecional das tarifas, no que ao preço mensal do MIBGAS diz respeito.

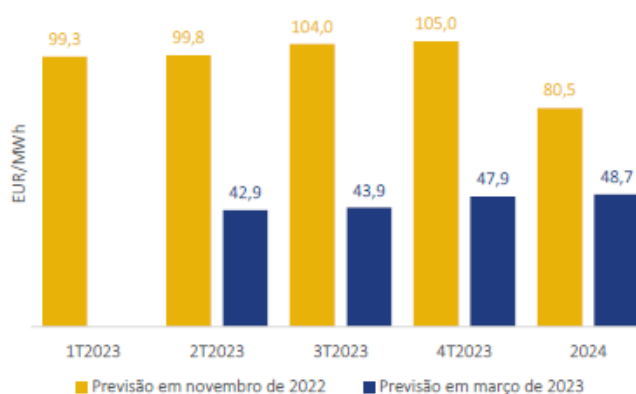
**Figura 2-5 Preço mensal MIBGAS**



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

A mesma situação ocorre para a evolução dos preços dos futuros dos produtos trimestrais e anuais no MIBGAS a 30 de novembro de 2022 e os preços para os mesmos produtos atualizados em março de 2023, conforme figura seguinte:

**Figura 2-6 - Evolução dos preços futuros do MIBGAS**

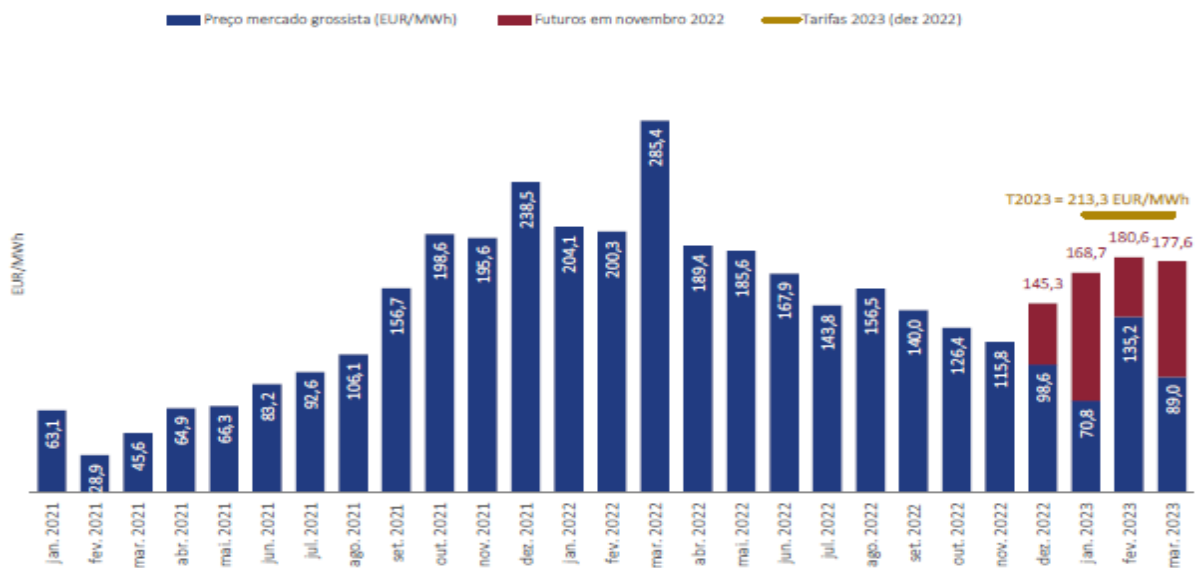


Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

Observa-se uma tendência decrescente dos preços das principais *commodities* utilizadas pela ERSE e que são determinantes para a estimativa do preço da energia elétrica incluído na construção tarifária.

Na figura seguinte observa-se a evolução real do preço mensal de energia elétrica no mercado grossista comparado com o valor considerado nas tarifas de 2023, que teve por base os futuros em novembro de 2022.

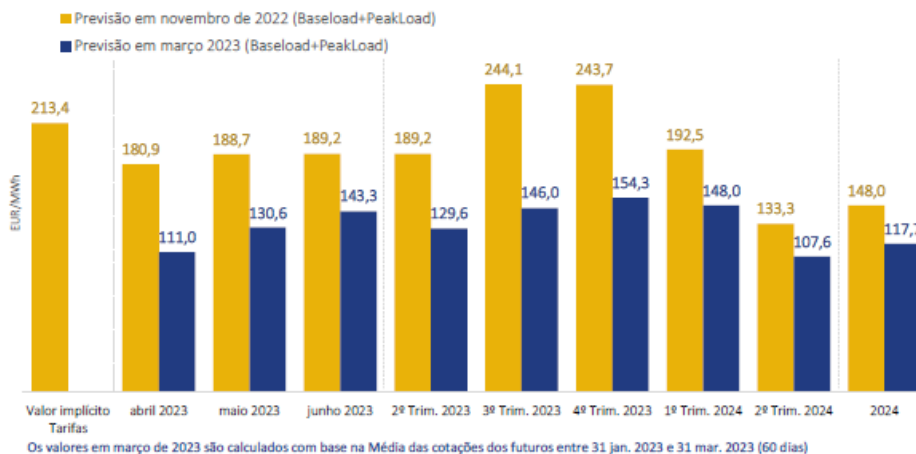
**Figura 2-9 - Evolução preço energia elétrica**



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

Já no que à evolução da cotação dos futuros de energia elétrica diz respeito, podemos observar na figura seguinte a comparação entre as previsões de novembro de 2022 e as previsões de março de 2023.

**Figura 2-10 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica**



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

O CT constata que os preços de eletricidade ocorridos nos mercados grossistas em 2023 situam-se consideravelmente abaixo do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, que fixou as tarifas de acesso às redes atualmente em vigor.

Conforme realçado pelo CT no seu Parecer relativo à Proposta de Tarifas e Preços de energia elétrica a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023, num atual contexto de enorme volatilidade dos preços das *commodities* é particularmente preocupante o elevado impacto que as variações de preços dos mercados de eletricidade e de gás acarretam no estabelecimento dos CIEG e, por conseguinte, nas TAR.

Face à relevância das previsões e da elevada volatilidade do custo de energia que se tem verificado, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização destes parâmetros com a finalidade de assegurar o equilíbrio do SEN.

Como se verificou entre a proposta de tarifas em outubro de 2022 apresentada ao CT e a decisão final de dezembro de 2022, também agora, com a volatilidade de preços entre o momento da elaboração desta proposta (março de 2023) e a decisão final, a ERSE poderá ter a necessidade de atualizar esta proposta.

A ERSE explica que a prorrogação do mecanismo ibérico para o 2.º semestre de 2023 não tem impacto nos proveitos permitidos desta atividade, uma vez que os preços futuros do MIBGAS para esse período se situam, com os dados mais atuais, abaixo dos mencionados preços de referência do gás natural usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

O CT compreende o racional da decisão, mas alerta que a significativa volatilidade dos preços dos mercados de futuros TTF/MIBGAS, associada a um eventual verão seco e o aproximar do Outono/Inverno, poderá levar a que os preços *spot* do último trimestre de 2023 ultrapassem esse limiar e assim ativem o mecanismo ibérico.

## B.2. Previsões para 2023

Conforme referido anteriormente, as tarifas de 2023 em vigor têm implícito um preço estimado da energia elétrica para 2023 de cerca de 213,3 €/MWh, valor substancialmente acima do real verificado no primeiro trimestre e do que se perspectiva para o resto do ano.

Assim sendo, tendo por base os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de março de 2023 e as cotações recentes dos contratos futuros para os restantes trimestres do ano, a ERSE propõe diminuir o preço médio da energia elétrica do ano 2023 para 128,09 €/MWh, a aplicar nas tarifas a partir de 1 de julho:

**Quadro 2-1 –Previsões para a energia elétrica para o 2.º semestre de 2023**

	T2023 (Dez.2022)	1 Trim. (Real)	2 Trim. (Futuros)	2 Sem. (Futuros)	T2023 (Jun.2023)	Variação (%) Jun.2023/Dez.2022	Variação (abs.) Jun.2023/Dez.2022
Eletricidade (EUR/MWh)	213,28	96,22	128,95	143,60	128,09	-39,9%	-85,2

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

A ERSE ajusta igualmente a sua previsão dos preços das restantes *commodities* energéticas com dados reais e preços futuros mais atuais:

**Quadro 2-2 –Previsões de CO<sub>2</sub>, Brent e MIBGAS para o 2.º semestre de 2023**

	T2023 (Dez.2022)	1 Trim. (Real)	2 Trim. (Futuros)	2 Sem. (Futuros)	T2023 (Jun.2023)	Variação (%) Jun.2023/Dez.2022	Variação (abs.) Jun.2023/Dez.2022
CO2 (EUR/ton)	77,84	87,41	87,41	93,43	90,42	16,2%	12,6
Brent (USD/bbl)	86,54	81,05	80,94	79,85	80,42	-7,1%	-6,1
MIBGAS (EUR/MWh)	108,49	50,88	46,47	49,57	49,12	-54,7%	-59,4

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

Nota-se que a diminuição do preço da energia elétrica estimado para 2023 determina, por sua vez, a revisão em baixa do custo de aquisição do CUR para 161,0 €/MWh e do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida para 125,4 €/MWh. O recálculo do custo de aquisição do CUR para 2023 inclui ainda o resultado do leilão de aprovisionamento do CUR realizado em dezembro de 2022.

	T2023		Jun 2023 / Dez 2022	
	Dez 2022	Jun 2023	Δ%	Δ
Custo de aquisição do CUR (€/MWh)	223,4	161,0	-27,9%	-62,4
% de energia colocada em leilão	14,3%	28,7%		

	T2023		Jun 2023 / Dez 2022	
	Dez 2022	Jun 2023	Δ%	Δ
Preço de colocação da PRE em mercado	210,5	125,4	-40,4%	-85,1
% de energia colocada em leilão	0,0%	0,0%		

O CT constata que, após um período de interregno, em novembro de 2022, a ERSE retomou os leilões de aprovisionamento a prazo do CUR, mantendo os leilões de colocação da PRE suspensos desde dezembro de 2021. De relevar que os leilões extraordinários destinados apenas a pequenos comercializadores, que ocorreram entre novembro de 2021 e abril de 2022, não conferiram firmeza aos exercícios tarifários, dado que se configuraram como uma opção de compra e foram realizados já depois da fixação de tarifas para 2022, para coberturas de curto prazo.

Em resultado da interrupção da realização dos leilões do CUR e da PRE, na construção das tarifas para 2023, 85,7% das necessidades de consumo do MR e 100% da produção da PRE encontravam-se a descoberto e expostos à volatilidade dos preços no mercado grossista de eletricidade, originando desvios consideráveis face à estimativa incorporada no exercício tarifário, que tornaram necessária a presente revisão excecional.

Atendendo à programação anual de leilões para o período 2023/2024, comunicada pela ERSE em novembro de 2022, aquando da publicação da Proposta de Tarifas para 2024, a 15 de outubro de 2023, a situação não será muito diferente, com 70,1% da carteira de consumo do CUR<sup>4</sup> e 100% da produção da PRE sujeitas ao risco de preço de mercado.

O CT relembra que os leilões do CUR e da PRE foram introduzidos, designadamente, para permitir estabilizar as condições de compra do CUR e de venda da PRE em mercado, permitindo melhorar a estimativa tarifária do custo de aquisição do CUR e do diferencial de custo da PRE e, assim, reduzir os valores dos desvios de energia a repercutir nas tarifas dos anos seguintes.

<sup>4</sup> Assumindo a estimativa de procura anual para o CUR considerada nas Tarifas de 2023 (3.055 GWh).

Tendo em conta a necessidade de melhorar a estimativa da compra do CUR e da venda da PRE incluída nas tarifas e de reduzir os valores dos desvios associados, o CT não pode deixar de evidenciar a importância de a ERSE promover, de forma atempada e em volumes adequados, os leilões do CUR e de venda da PRE, de modo a cumprirem o seu objetivo de conferir maior previsibilidade e estabilidade ao processo tarifário.

### C. Proveitos Permitidos

As tabelas abaixo mostram, de forma resumida, os proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que resultam desta proposta de fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

#### Proveitos por atividade no Continente

	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em Jun de 2023 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	T2023 (Jun 2023) (6) = (3) - (4) + (5)	T2023 (Dez 2022) (7)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) (8) = (6) - (7)
<b>REN Trading</b>	<b>-440 556</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-440 556	440 556 (GGS)	0			0	0	0
<b>ADENE</b>	<b>1 145</b>		<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 145	-1 145 (CVAT)	0			0	0	0
<b>REN</b>	<b>650 464</b>		<b>209 907</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>209 907</b>	<b>-239 545</b>	<b>449 452</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	338 371	-440 556 (CVEEAC)	-102 185			-102 185	-551 637	449 452
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	312 092		312 092			312 092	312 092	0
<b>E-Redes</b>	<b>-404 941</b>	<b>-208 763</b>	<b>-613 703</b>	<b>-202 114</b>		<b>-530 576</b>	<b>-2 174 229</b>	<b>1 643 653</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 047 663		1 047 663			1 047 663	1 047 663	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-1 452 603	-208 763 (OLMC + GGS + TEE)	-1 661 366	-202 114		-1 459 252	-3 099 360	1 640 107
Tarifa Social					-118 986	-118 986	-122 532	3 546
<b>SU Eleticidade</b>	<b>-1 198 403</b>	<b>1 916 638</b>	<b>718 235</b>	<b>202 114</b>	<b>0</b>	<b>516 121</b>	<b>706 714</b>	<b>-190 592</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	-1 203 562	1 900 603	697 040	202 672		494 368	684 960	-190 592
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	-1 900 603	1 900 603 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0	0	0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	697 040		697 040	202 672		494 368	684 960	-190 592
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	-16 035	16 035 (DEE + CVAT)	0			0	0	0
Comercialização (C)	21 195		21 195	-559		21 753	21 753	0
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória						0	0	0
			<b>314 439</b>	<b>0</b>	<b>-118 986</b>	<b>195 453</b>	<b>-1 707 061</b>	<b>1 902 513</b>

Fonte: Quadro 3-1 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

#### Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas

	Proveitos permitidos por atividade (Dez 2022) (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2022) (2)	T2023 (Dez 2022) (3) = (1) - (2)	Proveitos permitidos por atividade (Jun 2023) (4)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Jun 2023) (5)	T2023 (Jun 2023) (6) = (4) - (5)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) (7) = (6) - (3)
<b>EDA</b>	<b>276 203</b>	<b>117 396</b>	<b>158 807</b>	<b>268 182</b>	<b>124 727</b>	<b>143 455</b>	<b>-15 353</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	91 682	132 402	216 063	99 014	117 049	-15 353
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 950	22 431	22 519	44 950	22 431	22 519	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 169	3 282	3 886	7 169	3 282	3 886	0
<b>EEM</b>	<b>304 327</b>	<b>129 513</b>	<b>174 813</b>	<b>292 394</b>	<b>134 222</b>	<b>158 173</b>	<b>-16 641</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	105 854	144 144	238 065	110 562	127 503	-16 641
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	22 732	26 410	49 142	22 732	26 410	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	927	4 260	5 188	927	4 260	0
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>580 530</b>	<b>246 909</b>	<b>333 621</b>	<b>560 576</b>	<b>258 949</b>	<b>301 627</b>	<b>-31 994</b>
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			3 302			3 203	-99
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 530			3 431	-99
<b>Tarifa Social nas Regiões Autónomas</b>			<b>6 832</b>			<b>6 634</b>	<b>-197</b>

Fonte: Quadro 3-2 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

Por seu lado, a tabela seguinte apresenta o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental considerado nesta proposta de fixação excecional de tarifas e na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Unidade: Milhares de euros

	<b>T2023 (Dez 2022)</b>	<b>T2023 (Jun 2023)</b>	<b>Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)</b>
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos permitidos do ORT	-551 637	-102 185	449 452
Custos gestão do sistema	41 411	41 411	0
Custos de interesse geral	-593 048	-143 596	449 452
Custos com garantia de potência	0	0	0
Custos a recuperar pelo ORD	-3 331 882	-1 671 206	1 660 676
Sustentabilidade de mercados e coexistência	223 241	202 672	-20 569
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-559	-559	0
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>-3 660 837</b>	<b>-1 571 278</b>	<b>2 089 559</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>			
OLMC	1 145	1 145	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	-43	-43	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 145</b>	<b>1 145</b>	<b>0</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	312 092	312 092	0
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	8 738	8 738	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>320 831</b>	<b>320 831</b>	<b>0</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	399 519	399 519	0
Total dos proveitos em BT	648 144	648 144	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 047 663</b>	<b>1 047 663</b>	<b>0</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	380	380	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	124	124	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 249	21 249	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>21 753</b>	<b>21 753</b>	<b>0</b>
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-3 140 076	-2 280 306	859 770
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	3 822 634	2 772 271	-1 050 362
Custos de funcionamento	2 402	2 402	0
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>684 960</b>	<b>494 368</b>	<b>-190 592</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>-1 584 486</b>	<b>314 482</b>	<b>1 898 967</b>
<b>Tarifa Social</b>	<b>-122 532</b>	<b>-118 986</b>	<b>3 546</b>
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>-1 707 018</b>	<b>195 495</b>	<b>1 902 513</b>

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das TVCF recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema tarifário.

Fonte: Quadro 3-3 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

### C.1. Ajustamento provisório de 2022

No documento de suporte à proposta de revisão excecional de tarifas, a ERSE refere que “os futuros em novembro de 2022 para o período compreendido de dezembro a março eram substancialmente superiores



aos valores que se verificaram de facto nesse período”, facto que motivou a revisão do cálculo do ajustamento provisório de 2022 para todas as atividades nas quais o preço da eletricidade no mercado grossista é uma variável relevante, a saber:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial do CAE (CVEE AC)
- Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (CVEE PRE)
- Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC)

Desta forma, o ajustamento provisório de 2022 das várias atividades de CVEE foram atualizados tendo em conta os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de dezembro de 2022, sendo que no caso particular da CVEE AC foram igualmente revistos o preço do gás natural e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e a produção da central da Turbogás.

Para as restantes rubricas, segundo a ERSE, os valores estimados de 2022 não sofrem alterações face aos valores considerados nas tarifas de 2023 em vigor, abordagem que suscita dúvidas ao CT, pois também poderão existir desvios significativos nessas rubricas do ajustamento provisório de 2022.

O CT constata que, nos termos das obrigações de informação estabelecidas no RT, as empresas reguladas tinham até 1 de maio para enviar à ERSE as contas reguladas reais respeitantes a 2022, pelo que a ERSE já terá na sua posse informação auditada sobre o valor do ajustamento definitivo dos proveitos das atividades de CVEE para o ano 2022.

Assim sendo, uma vez que se está a corrigir o ajustamento provisório de 2022 nas tarifas a aplicar a partir de 1 de julho, o CT recomenda que se aproveite a oportunidade para integrar os valores definitivos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas reais.

Caso a ERSE não considere oportuno refletir nesta revisão excecional a atualização do ajustamento provisório de 2022 das atividades de CVEE, entende o CT que o deve quantificar e justificar no documento final.

Concretamente, é entendimento do CT que com base na informação real reportada pelas empresas, a ERSE deverá explicitar os valores do ajustamento das atividades de CVEE de 2022 que serão integrados no cálculo das tarifas de 2024, bem como o *spread* que lhe será aplicável, por forma a permitir que as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, nos casos em que constituam créditos tarifários, garantindo assim o equilíbrio económico-financeiro dessas empresas.

## **C.2. Proveitos permitidos do ano de 2023**

### **C.2.1. Agente Comercial da atividade de compra e venda de energia elétrica do CAE**

O sobrecusto do CAE da Turbogás, o único que atualmente se encontra em vigor, está diretamente relacionado com o preço no mercado de energia e com o mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade nos termos do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

De acordo com os novos pressupostos, a ERSE prevê uma redução do benefício deste CAE para cerca de metade do valor inicialmente previsto.

**Quadro 3-7 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica**  
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

Unidade 10<sup>6</sup> EUR

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A = 1 + 2 - 3		-425 896	24 830	450 726
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	544 047	546 688	2 641
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica	1 800	1 800	0
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	971 743	523 659	-448 084
B = 4 + 5 + 6 + 7		1 000	1 000	0
4	Custos de exploração da atividade de CVEE AC (valor líquido)	980	980	0
5	Amortizações do activo fixo afecto à atividade de CVEE AC	19	19	0
6	Valor médio do activo fixo afecto à atividade CVEE AC, líquido de amortizações e participações	25	25	0
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à atividade de CVEE AC	4,75%	4,75%	0,00%
C	Valor estimado para o ajustamento do ano t-1	373 330	386 643	13 313
D	Ajustamento do ano t-2	79 743	79 743	0
<b>F = A + B - C - D</b>		<b>-877 969</b>	<b>-440 556</b>	<b>437 413</b>

Fonte: Doc. "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023"

Para esta redução do benefício dos CAE contribuiu:

- a previsão em baixa das receitas unitárias incluindo os serviços de sistema para os 144,4€/MWh (- 95,8 €/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em baixa dos custos variáveis sem CO<sub>2</sub> para 77,3 €/MWh (-3,9 €/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em alta dos custos com as licenças de CO<sub>2</sub> para 33,7€/MWh (+4,7€/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em baixa da estimativa da receita com o mecanismo ibérico para 5,1 milhões de euros (-104 milhões de euros relativamente à previsão de dez/22).

**Quadro 3-6 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023**

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
<b>Turbogás</b>	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	213,3	128,1	-85,2
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>	240,2	144,4	-95,8
	<u>Custo variável sem CO<sub>2</sub></u>	81,2	77,3	-3,9
	<u>Custo com licenças CO<sub>2</sub></u>	29,0	33,7	4,7

EUR/MWh

Fonte: Doc. "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023"

Em contrapartida a ERSE estima um valor a devolver relativo a 2022, cerca de 13 M€ superior ao inicialmente previsto.

O CT considera que as novas previsões estão em linha com os valores de mercado, contudo e como acima referido, tendo a ERSE recebido valores definitivos do ano 2022 o CT recomenda que os mesmos sejam integrados na versão final destas tarifas.

### **C.2.2. Concessionária da RNT**

A REN, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades: Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica não sofrem alterações, não sendo, por isso, apresentados.

Sendo a atividade de Gestão Global do Sistema uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor, os seus proveitos permitidos são impactados devido a alterações nas rubricas referentes à convergência tarifária das Regiões Autónomas e na rubrica dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC).

A redução do benefício para o sistema com os proveitos da UGS2 aplicada pelo ORT foi de 449 M€, isto é, passou de (-)593 M€ para (-)144 M€. Esta redução é justificada pela alteração das seguintes rubricas, mantendo-se as demais inalteradas:

**a)** aumento de 7 M€ dos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (c.f. ponto C.2.4);

**b)** aumento de 5 M€ dos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (c.f. ponto C.2.4);

**c)** aumento de 437 M€ dos proveitos permitidos da atividade de CVEEAC (c.f. ponto C.2.1).

### **C.2.3. Concessionária da RND**

De acordo com a ERSE, na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) não sofrem alterações. Em sentido contrário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVART) são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global de Sistema.

Como recorda a ERSE, os proveitos da CVART correspondem à aquisição, ao operador da rede de transporte, dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte, para prestação destes serviços aos clientes, assim como à incorporação de outros custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica, dos quais sofrem alterações na presente revisão tarifária os seguintes:

- diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica da PRE com remuneração garantida;
- custos decorrentes da sustentabilidade de mercados;
- desconto respeitante à tarifa social.

A tabela abaixo mostra o detalhe do cálculo destes proveitos permitidos com desagregação por rubricas, tendo em conta os pressupostos da presente revisão tarifária excepcional, bem como a sua comparação com os valores publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

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

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-3 660 837</b>	<b>-1 571 278</b>	<b>2 089 559</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	-551 637	-102 185	449 452
(+)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-3 561 279	-1 900 603	1 660 676
	SPRE <sub>1</sub> <sup>1</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-3 466 743	-1 948 395	1 518 348
	SPRE <sub>1</sub> <sup>2</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-94 535	47 792	142 328
(+)	<b>CMEC</b>	<b>87 053</b>	<b>87 053</b>	<b>0</b>
	PF <sub>CMEC</sub> Parcela Fixa dos CMEC	66 027	66 027	0
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	0
	Ajustamentos	-1 504	-1 504	0
	PA <sub>CMEC</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	20 905	20 905	0
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	0
	Ajustamentos	1 956	1 956	0
	CP <sub>CMEC</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
	PA <sub>CMEC</sub> Componente de ajustamento dos CMEC	122	122	0
	Devios de faturação t-1 - parcela fixa	-99	-99	0
	Devios de faturação t-1 - parcela acerto	221	221	0
(-)	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-8 031	-8 031	0
(+)	EST <sub>RENT</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade dos mercados	357 553	336 984	-20 569
	CH <sub>RENT</sub> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-20 569
	EST <sub>1</sub> Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	34 811	34 811	0
	EST <sub>RENT</sub> Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	99 501	99 501	0
(+)	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	-559	-559	0
	em NT	-23	-23	0
	em BTE	-26	-26	0
	em DT	-510	-510	0
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>320 831</b>	<b>320 831</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	312 092	312 092	0
(-)	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-8 738	-8 738	0
<b>C</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 102</b>	<b>1 102</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 145	1 145	0
(-)	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	43	43	0
<b>D</b>	<b>A + B + C. Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>-3 338 904</b>	<b>-1 249 345</b>	<b>2 089 559</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental	-122 532	-118 986	3 546

Fonte: Quadro 3-14 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

#### C.2.4. Comercializador de Último Recurso

No que concerne ao CUR, são revistos os proveitos permitidos da atividade de CVEE nas suas duas funções, CVEE FC e CVEE PRE, refletindo a correção em baixa, respetivamente, do custo de aquisição do CUR e do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida, decorrente da atualização do preço de eletricidade no mercado grossista analisada no ponto II.B deste parecer.

Ainda que considere a alteração do proveito permitido da CVEE FC ajustada à correção efetuada ao custo de aquisição do CUR, a projeção do preço de colocação em mercado da PRE, do qual depende o cálculo do diferencial de custo de aquisição da PRE no proveito permitido da CVEE PRE, suscita dúvidas ao CT.

Segundo a ERSE, o preço de colocação em mercado da PRE é determinado corrigindo o preço médio de mercado do efeito dos perfis de aquisição da PRE e dos custos com desvios que lhe estão associados, o qual se traduz num decréscimo ao preço médio de mercado.

Assim sendo, verifica-se que a atualização do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida em 2023 para 125,4 €/MWh tem implícito um decréscimo relativamente ao preço médio de mercado de 2,7 €/MWh, em linha com o valor subjacente às tarifas em vigor, mas substancialmente abaixo do valor real de 2021, apurado a partir do ajustamento definitivo de 2021:

Unid.: €/MWh

		T2023 Dez 2022 2021R	T2023 Dez 2022 2023P	T2023 Jun 2023 2023P
(1)	Preço de colocação da PRE em mercado	96,2	210,5	125,4
(2)	Preço médio de mercado	112,0	213,3	128,1
(1)-(2)	Decréscimo ao preço de mercado	-15,8	-2,8	-2,7

O CT alerta para a possibilidade de a estimativa do decréscimo relativamente ao preço de mercado nas tarifas em vigor também poder estar a provocar desvios não negligenciáveis no proveito permitido da função de CVEE PRE do CUR, sendo aconselhável a sua reanálise tendo em conta o real de 2021 e de 2022, o qual poderá ser consultado na informação auditada reportada recentemente pelo CUR à ERSE.

Neste contexto, sendo detetadas diferenças relevantes, o CT recomenda a incorporação das melhores estimativas possíveis do decréscimo relativamente ao preço de mercado da PRE para o segundo semestre, de forma a minimizar os desvios daí resultantes.

#### **C.2.5. Concessionárias do transporte e distribuição das Regiões Autónomas**

Relativamente aos custos com aquisição de combustíveis nas regiões autónomas, a proposta de revisão tarifária excecional inclui uma revisão em baixa dos preços das *commodities*, particularmente do *Brent*, gás natural e licenças de CO<sub>2</sub>, com a qual o CT concorda, dada a sua recente evolução nos mercados *spot* e de futuros.

O CT não pode deixar de assinalar, no entanto, que na revisão excecional de Tarifas em julho de 2022, perante o cenário oposto, ou seja, uma subida acentuada dos preços destas *commodities*, a ERSE não aplicou o mesmo princípio.

De acordo com a ERSE, esta revisão excecional teve em consideração os dados reais verificados até 31 de março de 2023 e a média dos preços futuros verificados nos últimos 60 dias. Decorrente deste pressuposto, verifica-se uma redução das previsões do preço médio anual do *Brent* de 6 USD/bbl, do preço médio anual do Mercado Ibérico do Gás (MIBGAS) de 59 EUR/MWh e do preço médio anual do TTF (*Title Transfer Facility*) de 38 EUR/MWh, enquanto nas licenças de CO<sub>2</sub> se observa uma subida de cerca de 13 EUR/ton comparativamente ao preço médio considerado nas tarifas de 2023 em vigor.

Contudo, dada a volatilidade e incerteza que ainda são patentes nestes mercados, o CT salienta a importância de a ERSE continuar a monitorizar os mercados de energia, atualizando, em caso de necessidade, as previsões agora apresentadas por forma a minimizar desvios.

A revisão destes pressupostos tem como consequência uma diminuição dos proveitos permitidos da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema de 19.954 milhares de euros no conjunto das regiões autónomas (8.021 milhares de euros na RAA e 11.933 milhares de euros na RAM).

Conforme explicitado pela ERSE, este decréscimo resulta da diminuição dos custos com aquisição dos combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) que supera o acréscimo dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>, com a seguinte desagregação:

- a) Fuelóleo: -19.733 milhares de euros (-10.852 milhares de euros na RAA e -8.881 milhares de euros na RAM);

- b)** Gasóleo: -1.351 milhares de euros (-1.179 milhares de euros na RAA e -172 milhares de euros na RAM);
- c)** Gás natural: -7.751 milhares de euros (apenas na RAM);
- d)** Licenças de emissão CO<sub>2</sub>: +8.881 milhares de euros (+4.010 milhares de euros na RAA e +4.871 milhares de euros na RAM).

Não obstante o decréscimo dos proveitos permitidos, a alteração das tarifas de venda ao cliente final nas regiões autónomas resultante desta revisão tarifária excepcional impacta no montante de convergência tarifária observado, uma vez que a diminuição dos proveitos permitidos é menor do que a diminuição do montante de TVCF que se prevê faturar nessas regiões.

Desta forma, o CT constata que os custos com a convergência tarifária das regiões autónomas na proposta em apreço, suportados, quer pelos clientes do continente, quer pelos clientes das regiões autónomas, apresentam um acréscimo de 12.040 milhares de euros relativamente ao considerado nas tarifas de 2023 em vigor (7.331 milhares de euros na RAA e 4.708 milhares de euros na RAM).

#### **D. Tarifas para a energia elétrica a partir de 1 de julho de 2023**

De acordo com a ERSE, na presente proposta não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, sendo as restantes tarifas estabelecidas com base na nova estimativa de proveitos para o ano de 2023, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia.

Ainda segundo a ERSE, estas tarifas permitem recuperar, no segundo semestre, metade da nova estimativa de custos para 2023. De notar que os desvios que permaneçam do primeiro semestre, bem como eventuais desvios do segundo semestre, serão recuperados/devolvidos via ajustamentos tarifários nos exercícios dos próximos dois anos. O CT faz notar que o diferencial entre o preço de referência atualizado para o ano e o preço de mercado a ocorrer no segundo semestre afetará os desvios totais do ano a transportar para o ano seguinte, incluindo os relativos ao primeiro semestre.

##### **D.1. Tarifa de energia**

- 1.** A estrutura dos preços da tarifa de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurarem a recuperação dos proveitos permitidos em 2023 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.
- 2.** Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».
- 3.** Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são apresentados no quadro seguinte:

**Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Energia**

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1874
	Horas cheias	0,1770
	Horas de vazio normal	0,1531
	Horas de super vazio	0,1371
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1725
	Horas cheias	0,1685
	Horas de vazio normal	0,1491
	Horas de super vazio	0,1450

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 99

4. Os preços da tarifa de Energia convertidos por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN apresentam-se no Quadro 4-18:

**Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
BTN>	3	0,2143	0,2005	0,1652		0,2143	0,2005	0,1652	
BTN< tri-horárias	3	0,2141	0,2004	0,1653		0,2141	0,2004	0,1653	
BTN bi-horárias	2	0,2042		0,1653		0,2042		0,1653	
BTN simples	1	0,1904				0,1904			

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 99

- No que se refere aos parâmetros  $\beta t$  e  $\mu t$ , previstos no artigo 162.º do RT, mantêm-se os valores em vigor no 1º semestre de 2023:  $\beta t = 0,5$ ;  $\mu t = 0,01$  €/kWh.
- A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das TTVCF, da TS e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo.
- De igual modo, a referida atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das TVCF, incluindo a TS, e da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica.
- As tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas tendo em conta a informação recolhida até ao final do mês de novembro de 2022, considerando um preço estimado de energia elétrica de cerca de 213 EUR/MWh, que, de acordo com a ERSE, se tem revelado acima do verificado nos primeiros meses já fechados de 2023 e do que se perspetiva para o resto do ano.



9. No âmbito do mecanismo de adequação da tarifa de energia ao custo de aquisição de energia elétrica previsto para o comercializador de último recurso (CUR), a revisão da tarifa de Energia fixa-se em -5 EUR/MWh, a 1 de abril do corrente ano, o que, segundo o regulador, para além de ser insuficiente em termos de magnitude, também o é em termos de âmbito tarifário.
10. O CT reitera a necessidade da revisão do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor, para que deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.

## D.2. Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS)

A tarifa UGS é composta por duas parcelas: UGS I e UGS II.

As quantidades de energia consideradas na tarifa UGS a aplicar pelo ORT ao ORD em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT e as quantidades da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I da tarifa de UGS está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário. O CT constata que a atual revisão extraordinária não altera os valores atualmente em vigor desta tarifa, o que se justifica pela manutenção das condições que a afetam.

**Quadro 4-3 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0008
Horas cheias	0,0008
Horas de vazio normal	0,0008
Horas de super vazio	0,0008

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 88

Preços da parcela I da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023:

**Quadro 4-6 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0009
Horas cheias	0,0009
Horas de vazio normal	0,0009
Horas de super vazio	0,0009

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág.90

A tarifa UGS II é determinada de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes.

Esta portaria abrange os seguintes CIEG:

- o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos,
- o diferencial de custo com as centrais com CAE,
- os CMEC,
- os encargos com a garantia de potência,
- o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA),
- os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008,
- os custos de sustentabilidade,
- os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e,
- os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

O preço de referência de energia elétrica considerado tem um impacto direto nos diferenciais a estabelecer com a produção em regime especial (PRE) e com o diferencial de custo com as centrais com CAE. Assim, a evolução ao longo de 2023 dos preços de energia elétrica nos mercados, em relação aos estimados e considerados pela ERSE aquando da fixação de tarifas em dezembro de 2022, motiva uma redução significativa dos valores a devolver ao sistema, provenientes destas duas rubricas.

Nesta revisão excecional verifica-se um decréscimo do valor a devolver da tarifa UGS II a aplicar às entregas do ORT ao ORD em MT e AT, face aos valores em vigor de (-)0.0121 Eur/kWh, como indica a parcela II da tarifa UGS do quadro abaixo:

**Quadro 4-4 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	-0,0029
Horas cheias	-0,0029
Horas de vazio normal	-0,0029
Horas de super vazio	-0,0029

ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excecional”, Pág. 88

- **Medidas de contenção tarifária**

Na tarifa UGS II são incluídas as medidas de contenção tarifária e cuja repartição se encontra estabelecida através de despacho governamental. Para 2023, estas verbas foram consideradas na fixação de tarifas ocorrida em dezembro e não sofrem alteração na presente proposta de revisão.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, estabelece a afetação global de 493.493.000,00 euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2023.

Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022, estabelece a afetação de 500.000.000,00 euros adicionais, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2023.

Estes valores devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte:

**Quadro 4-8 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2023**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>
Deduções PRE Renovável <sub>j</sub>	7,81%	23,96%	51,47%	11,17%	5,59%

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 92

O CT verifica que esta alocação, considerada para a fixação de tarifas de dezembro, se mantém na presente revisão.

- **Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

Os fatores de modulação dos CIEG por período horário (ver quadro abaixo) revelam uma modulação constante por todos os períodos horários.

**Quadro 4-10 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$K_{p_i}^{CIEG}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$K_{c_j}^{CIEG}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 93

A ERSE justifica que a opção por uma modulação uniforme assegura a estabilidade tarifária e consistência dos preços das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia, tendo em conta também o pagamento pela potência média em horas de ponta, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

O CT concorda com o critério adotado, entendendo adequado que o sinal de modulação relativo à componente de CIEG seja neutro, garantindo que esse sinal decorra da modulação introduzida na tarifa de uso de rede.

- **Parâmetro  $\alpha$**

Para definição do parâmetro  $\alpha$ , previsto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, a ERSE propõe os seguintes valores:

Quadro 4-11 - Parâmetros  $\alpha$

	$\alpha$
CAE	0,323
PRE (não DL90/2006)	0,323
Outros CIEG	0,000

ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág.93

Este parâmetro tem a função de distribuir a imputação dos CAE e PRE (não DL 90/2006) a incluir na rubrica de potência contratada ( $\alpha$ ) e energia ativa ( $1- \alpha$ ). O CT constata que a ERSE propõe a alteração deste parâmetro (atualmente de 0.13) que, na prática, permitirá manter os valores de CIEG a incluir na potência contratada para todos os níveis de tensão, afetando apenas as tarifas de energia ativa.

O CT está de acordo com este racional.

- **Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

A repartição de CIEG proposta para o 2º semestre de 2023 é a que se apresenta no quadro seguinte:

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento <sup>25</sup>

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-77,6	-238,1	-515,2	-116,8	-65,8	-934,9	-1 948,4
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	1,8	5,4	12,5	3,0	1,9	23,3	47,8
Diferencial de custo dos CAE	-4,8	-12,9	-37,5	-11,9	-11,5	-362,0	-440,6
CMEC	1,2	2,6	11,1	3,9	4,2	64,0	87,1
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	12,8	39,1	84,2	18,3	9,2	95,3	258,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,6	20,3	43,7	9,5	4,8	49,4	134,3
Ajust. de aquisição de energia	10,0	30,6	65,9	14,3	7,2	74,6	202,7
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,6
Terrenos	0,6	1,8	4,0	0,9	0,4	4,5	12,2
PPEC	0,3	0,8	1,7	0,4	0,2	1,9	5,1
<b>TOTAL</b>	<b>-49,1</b>	<b>-150,4</b>	<b>-329,8</b>	<b>-78,4</b>	<b>-49,4</b>	<b>-984,2</b>	<b>-1 641,4</b>

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 94

O volume dos CIEG previsto inicialmente para 2023, a devolver às tarifas, representava um benefício líquido para o SEN, num total de 3 730.9 M€. A presente proposta atualiza este valor para 1 641.4 M€, o que corresponde a uma redução de 2 089.8 M€. A tabela seguinte estabelece a comparação desagregada de CIEG entre as tarifas em vigor e a atual proposta de revisão:

<b>CIEG, em milhões de Euros</b>	<b>1. Tarifas 2023</b>	<b>2. Revisão extraordinária</b>	<b>Diferença (2-1)</b>
Diferencial PRE (DL90/2006)	- 3 466.7	-1 948.4	1 518.3
Diferencial PRE (não DL90/2006)	-94.5	47.8	142.3
Diferencial custo CAE	-878.0	-440.6	437.4
CMEC	87.1	87.1	0.0
Garantia de potência	0.0	0.0	0.0
Diferencial custo das RA	246.9	258.9	12.0
Estabilidade (DL 165/2008)	134.3	134.3	0.0
Ajust. de aquisição de energia	223.2	202.7	-20.5
Diferencial extinção TVCF	-0.6	-0.6	0.0
Terrenos	12.2	12.2	0.0
PPEC	5.1	5.1	0.0
<b>Total</b>	<b>-3 730.9</b>	<b>-1 641.4</b>	<b>2 089.8</b>

**Tabela 1 Comparação CIEG entre tarifas em vigor e revisão extraordinária (elaboração do CT)**

O CT constata o impacto significativo desta redução, justificado pelas variações das rubricas relativas aos diferenciais PRE e CAE, que motivará uma diminuição dos valores a devolver ao conjunto dos clientes através das tarifas e, na mesma medida, um aumento do valor total em fatura a imputar ao conjunto dos clientes em mercado.

Relativamente às tarifas em vigor, a atual proposta altera os critérios de distribuição dos CIEG relativos ao diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e ao diferencial de custo com os CAE:

**Quadro 4-9 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE**

	<b>MAT</b>	<b>AT</b>	<b>MT</b>	<b>BTE</b>	<b>BTN&gt;</b>	<b>BTN&lt;</b>
$RA_j$	4,945%	15,105%	32,532%	7,079%	3,549%	36,790%
$CAE_j$	0,941%	2,874%	6,508%	1,840%	1,543%	86,295%

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excecional”, Pág. 92

A ERSE justifica que esta opção é a “que melhor promove a estabilidade tarifária, ao assegurar variações semelhantes nas tarifas finais dos clientes (designadas por tarifas aditivas) entre junho e julho de 2023 para a generalidade dos tipos de fornecimentos”.

O CT compreende este princípio, entendendo que as decisões de imputações de RA e CAE devem promover uma repartição total de CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à repartição total de CIEG determinada nas tarifas ainda em vigor.

Baseado neste quadro, bem como na caracterização da procura para 2023, foi possível construir o quadro infra que compara o diferencial de custos pelos diferentes níveis de tensão:

**Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema**

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN<		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-35,1	-35,1	-35,1	-35,3	-35,3	-35,3	-35,4	-35,4	-35,4	-36,9	-36,9	-36,9	-41,5	-41,5	-41,5	-56,9	-56,9	-56,9
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Diferencial de custo dos CAE	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,7	-1,7	-1,7	-2,9	-2,9	-2,9	-15,7	-15,7	-15,7
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Estabilidade (DL 165/2008)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Ajust. de aquisição de energia	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PPEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>-22,0</b>	<b>-22,0</b>	<b>-22,0</b>	<b>-22,1</b>	<b>-22,1</b>	<b>-22,1</b>	<b>-22,3</b>	<b>-22,3</b>	<b>-22,3</b>	<b>-24,2</b>	<b>-24,2</b>	<b>-24,2</b>	<b>-29,9</b>	<b>-29,9</b>	<b>-29,9</b>	<b>-58,1</b>	<b>-58,1</b>	<b>-58,1</b>

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
CMEC	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477
Diferencial de custo dos CAE	-0,00779	-0,00779	-0,00779	-0,00779	-0,00779	-0,00779
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	0,00082	0,00082	0,00082	0,00082	0,00082	0,00082
<b>Total</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 95

Para a energia ativa, os CIEG globais propostos na tarifa UGS são os seguintes, diferenciados por tipo de fornecimento: -22,0 Eur/MWh para MAT; -22,1 Eur/MWh para AT; -22,3 Eur/MWh para MT; -24,2 Eur/MWh para BTE; -29,9 Eur/MWh para BTN> e -58,1 Eur/MWh para BTN<.

Para a potência contratada, os CIEG imputados mantêm o valor atual, igual para todos os níveis de tensão: -0,0022 Eur/(kW.dia).

Relativamente às tarifas em vigor, o CT constata uma significativa redução de CIEG a devolver ao conjunto dos clientes.

Com base nos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento foi possível elaborar o quadro da parcela II da tarifa de UGS nos vários níveis de tensão e opções tarifárias a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023:

**Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0022	-0,0213	-0,0213	-0,0213	-0,0213
AT	4	-0,0022	-0,0215	-0,0215	-0,0216	-0,0216
MT	4	-0,0022	-0,0217	-0,0217	-0,0217	-0,0217
BTE	4	-0,0022	-0,0235	-0,0236	-0,0236	-0,0236
BTN>	3	-0,0022	-0,0292	-0,0293	-0,0292	
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,0574	-0,0574	-0,0574	
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,0574		-0,0574	
BTN simples	1	-0,0022	-0,0574			

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 96

Resulta do quadro acima a inexistência de um efeito de modulação de consumo, sendo a parcela II da tarifa UGS, praticamente constante para cada nível de tensão e período horário.

Os preços da tarifa de UGS aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0022	-0,0205	-0,0205	-0,0205	-0,0205
AT	4	-0,0022	-0,0206	-0,0206	-0,0207	-0,0207
MT	4	-0,0022	-0,0208	-0,0208	-0,0208	-0,0208
BTE	4	-0,0022	-0,0225	-0,0226	-0,0226	-0,0227
BTN>	3	-0,0022	-0,0282	-0,0283		-0,0283
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,0564	-0,0564		-0,0565
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,0564			-0,0565
BTN simples	1	-0,0022	-0,0564			

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 96

O CT regista a redução dos valores negativos das tarifas UGS propostos face aos atuais, e o seu efeito, que se refletirá expressivamente nos valores a faturar nos segmentos de consumo em mercado liberalizado.

### D.3. Evolução das tarifas de acesso às redes (TAR)

As TAR a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas aos seus clientes resultam da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD. A estrutura de preços das TAR a aplicar em 2023 é condicionada de forma significativa pela evolução da parcela II da tarifa de UGS, sendo apenas esta parcela que sofre atualização na presente revisão tarifária.

Com a atual revisão, continua a observar-se uma redução das TAR face a 2022, embora inferior à da decisão de dezembro de 2022.

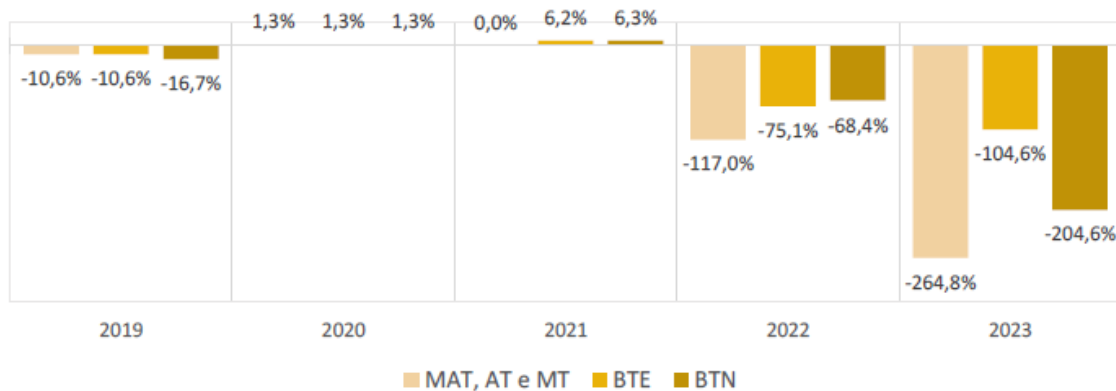
Uma vez que a tarifa UGS apenas é repercutida através da energia ativa e da potência contratada, esta não condiciona os preços de potência em horas de ponta nem os preços de energia reativa. Não sendo revistas as tarifas de uso da rede de transporte e da rede de distribuição, os preços de potência em horas de ponta e de energia reativa mantêm-se idênticos aos atualmente em vigor.

Nesta proposta são igualmente mantidos os preços de potência contratada, concentrando todo o aumento das TAR nos preços de energia. Para este resultado, o CT constata e subscreve que a ERSE tenha optado por incluir as variações de CIEG, que afetam a UGS II, nos preços de energia e manter os valores incorporados nos termos de potência contratada.

As variações médias anuais 2019-2023, impactadas pela atualização para o segundo semestre de 2023, encontram-se refletidas na tabela seguinte:



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



Fonte ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”,

A variação atualizada de TAR para 2023 face a 2022, por nível e de tensão e tipo de fornecimento é seguinte:

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-354,1%	-300,3%	-226,2%	-104,6%	-204,6%

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”

A comparação por atividade entre 2023 e 2022 é a seguinte:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023

	Variação 2023/2022
Tarifa de Energia	53,3%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-20,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-236,4%
Tarifas de Uso de Redes	2,0%
Uso da Rede de Transporte	7,6%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	1,1%
Tarifas de Comercialização	-13,5%

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”,

Para além das variações médias anuais, o CT releva as variações ocorridas entre primeiro e o segundo semestres de 2023:

Nível de tensão/tipo fornecimento	TAR 1º semestre 2023 Eur/MWh	TAR 2º semestre 2023 Eur/MWh	Varição Eur/MWh
MAT	-51.6	-17.9	33.7
AT	-47.3	-13.7	33.6
MT	-36.4	-2.5	33.9
BTE	-18.9	+16.8	35.7
BTN>	-17.1	+23.5	40.6
BTN<	-75.5	-7.6	67.9
<b>Média</b>	<b>-51.3</b>	<b>-4.5</b>	<b>46.8</b>

Varição de médias de TAR entre os 1º e 2º semestres 2023 (elaboração CT)

Estas variações decorrem apenas da alteração de CIEG/UGS II, uma vez que as restantes rúbricas não sofreram alterações. Apesar da UGS II contribuir com valores negativos para todos os segmentos, nos casos da BTE e BTN> o valor médio das TAR para o segundo semestre passa a tomar valores positivos, o que resulta da incorporação dos restantes termos (OLMC, URT, URD e UGS I).

Tendo presente as motivações desta revisão, o CT realça o impacto que as alterações poderão provocar no conjunto dos clientes em mercado.

Nos segmentos domésticos em mercado, a revisão de tarifas poderá resultar num aumento do esforço das famílias, já pressionadas pelos efeitos da inflação. No caso dos clientes empresariais, em particular da indústria, implicará a revisão dos pressupostos considerados para os seus custos de produção, com a inerente perda de competitividade. A possível alteração dos valores desta proposta, aquando da fixação definitiva de tarifas, é ainda um fator adicional de incerteza para os vários agentes do SEN.

O CT tem ainda presente a expectativa gerada aos vários segmentos de clientes decorrente dos anúncios governamentais realizados aquando da discussão da proposta de tarifas para 2023. De facto, dos valores anunciados resultaram medidas mitigadoras de 1057,9 milhões de Euros, sendo as restantes verbas fruto de estimativas de saldos gerados pelo próprio SEN e que se viram agora consideravelmente reduzidas em consequência da diminuição do preço da energia.

Este cenário confirma a preocupação manifestada pelo CT no Parecer emitido aquando da proposta de tarifas para 2023, no sentido de as variações que ocorressem nos mercados de eletricidade e de gás poderem motivar alterações significativas nos valores das TAR, colocando em causa as expectativas geradas aos vários segmentos de consumidores, decorrentes de anúncios governamentais realizados à data.

Caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais, a pressão gerada pelos desvios tarifários ocorridos em 2023, com impactes no exercício de 2024, será superior.

#### **D.4. Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis aos ORD/CUR BT**

1. As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte em AT (URT AT) e uso da rede de distribuição em AT (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em MT (URD MT), adicionada da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.
2. O CT destaca o facto de a ERSE com esta tarifa de Acesso às Redes implementar um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD em MT e AT. Igualmente entende o CT de relevar que os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir o diferencial de preços entre a tarifa UGS em BT, ajustada para perdas para a rede em MT, e a tarifa de UGS em MT.
3. O CT regista positivamente que a ERSE, na elaboração da atual proposta de tarifas e preços, tenha tido em consideração a minimização da possibilidade de ocorrência de margens operacionais negativas nas atividades exercidas pelos ORD BT.
4. Entende o CT que na elaboração das tarifas a ERSE deve atender à especificidade de um ORD BT não poder ser considerado um cliente final em MT, porquanto não controla diretamente o consumo dos seus consumidores.
5. Conforme o CT referiu no seu parecer de *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”* a garantia de uma margem operacional positiva, por si só, não é garante de um equilíbrio económico-financeiro das atividades, pelo que reitera a recomendação que seja efetuada pela ERSE uma monitorização efetiva que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT.

#### **D.5 Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis ao autoconsumo**

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as TAR. O 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.

Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao referido Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021, de 22 de outubro. Neste diploma, o Governo prorroga 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. Em tudo o demais, mantém em vigor o previsto no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho.

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão/tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN, pelo que as deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados assumem o valor zero.

Com exceção dos preços da potência em horas de ponta e dos preços de energia em horas de ponta na BTN, os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo têm preços negativos, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, calculadas a partir das primeiras, também têm preços negativos.

O CT regista que à semelhança do 1º semestre, as tarifas específicas do autoconsumo continuam a beneficiar da imputação dos valores dos CIEG aplicáveis ao consumo.

#### **D.6. Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento**

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a figura de «Instalação de armazenamento», que corresponde a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à rede elétrica de serviço público (RESP) e não esteja associada a centro electroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo (UPAC), excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação de utilização.

As TAR a aplicar às instalações autónomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) correspondem ao valor das TAR aplicáveis ao consumo deduzidas 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).

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, os CIEG têm sinal negativo, pelo que não acarretam encargos. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas.

O CT regista, assim, que as TAR a aplicar às instalações de armazenamento são idênticas, para todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento, às TAR aplicáveis ao consumo.

#### **D.7 – Tarifas clientes eletrointensivos**

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 ao comércio internacional, e que cumpram determinados requisitos e obrigações.

A obtenção desse estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no citado diploma legal, entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que veio regulamentar o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos e de obrigações onde se inclui, entre outros, a instalação de deslastre automático de consumos e implementação de sistemas de gestão de energia auditáveis e certificados.

Decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam as seguintes relativas às TAR:

- 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.

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 de CIEG estabelecida.

Na atual revisão tarifária, a aplicar no segundo semestre de 2023, para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), os CIEG têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidas no âmbito do ECE serão nulas.

**Quadro 4-31 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo**

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”

Nesse sentido, o CT constata que as TAR a aplicar aos ECE são iguais às aplicadas aos restantes clientes do mesmo nível de tensão.

#### **D.8. Tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica**

No que tange às tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica, a presente proposta de revisão tarifária impacta nas TAR aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos e nas tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

##### **D.8.1. Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica**

As TAR para a Mobilidade Elétrica propostas para o segundo semestre de 2023 contemplam a seguinte evolução face às tarifas em vigor:

Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica									
Energia ativa em BT			T2023 Dez 2022	T2023 Jun 2023		Energia ativa em MT			
Preço			(EUR/kWh)			Preço			
Preço			(EUR/kWh)			Preço			
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0189	0,0868	359,26%	Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0044	0,0576	1209,09%
	Horas cheias	-0,0862	-0,0182	78,89%		Horas cheias	-0,0999	-0,0466	53,35%
	Horas de vazio	-0,1125	-0,0446	60,36%		Horas de vazio	-0,1160	-0,0628	45,86%
Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	-0,0635	0,0045	107,09%	Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	-0,0772	-0,0239	69,04%
	Horas de vazio	-0,1125	-0,0446	60,36%		Horas de vazio	-0,1160	-0,0628	45,86%

Fonte: TeP2023, pág. 147, e Proposta TeP2023 Fixação Excepcional, pág. 126 e 127

O CT regista que as TAR aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam um aumento acentuado face às tarifas em vigor, o que se encontra em linha com as restantes tarifas de acesso.

#### D.8.2. Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM

As Tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, propostas para o segundo semestre de 2023, apresentam, face às tarifas em vigor, a evolução constante da tabela seguinte:

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA									
Energia ativa na RAM			T2023 Dez 2022	T2023 Jun 2023		Energia ativa na RAA			
Preço			(EUR/kWh)			Preço			
Preço			(EUR/kWh)			Preço			
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,3025	0,2200	-27,27%	Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,3025	0,2200	-27,27%
	Horas cheias	0,2835	0,2062	-27,27%		Horas cheias	0,2835	0,2062	-27,27%
	Horas de vazio	0,2348	0,1711	-27,13%		Horas de vazio	0,2348	0,1711	-27,13%
Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,2888	0,2100	-27,29%	Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,2888	0,2100	-27,29%
	Horas de vazio	0,2348	0,1711	-27,13%		Horas de vazio	0,2348	0,1711	-27,13%

Fonte: TeP2023, pág. 149 e 150, e Proposta TeP2023 Fixação Excepcional, pág. 129

O CT constata que a atualização em baixa da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas de Energia e Comercialização aplicadas à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

#### D.9. Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

O CUR aplica as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN), encontrando-se extintas as tarifas transitórias em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

Em janeiro de 2023, entraram em vigor as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, através da Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro. Recentemente, com a publicação da Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, foi efetuada uma atualização em baixa da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo CUR, com efeito nas TTVCF de BTN do mercado regulado a partir de 1 de abril de 2023.

A proposta excepcional de tarifas para o segundo semestre de 2023 encerra, por sua vez, nova revisão em baixa da TE do MR, a qual é anulada pela revisão em alta da Tarifa de UGS, com as TTVCF de BTN a manterem-se inalteradas de junho para julho de 2023.

O CT observa, contudo, que considerando os valores médios anuais das tarifas (que têm em conta as atualizações trimestrais ocorridas em 2022 e 2023, a revisão excepcional de julho de 2022 e a fixação

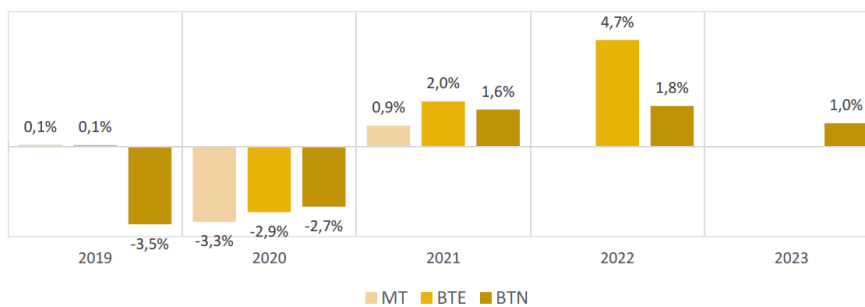
excecional proposta para julho de 2023), as TTVCF de BTN registam uma variação de 1,0% de 2022 para 2023:

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

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jul 2023/Jun 2023
<b>BTN</b>	1,0%	0,0%

Fonte: ERSE, pág.6 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, pág.7 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

#### D.10. Tarifas a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

Encontrando-se extintas as TTVCF de MAT, AT, MT e BTE, aos clientes destes níveis de tensão que continuem a ser fornecidos pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo é aplicada uma tarifa de venda a clientes finais que resulta da soma da TE, da tarifa de Comercialização e da TAR do respetivo nível de tensão.

Adicionalmente, às compras e vendas de energia entre o CUR e os CUR exclusivamente em BT é igualmente aplicada uma tarifa aditiva, resultante da soma das várias tarifas reguladas por atividade.

Em consequência da aditividade tarifária, a fixação excecional da TE e da tarifa de UGS proposta pela ERSE determina a revisão das tarifas a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, aos clientes de MAT, AT, MT e BTE, bem como aos CUR a atuar exclusivamente em BT.

### D.11. Tarifas de venda a clientes finais (TVCF) (Regiões Autónomas)

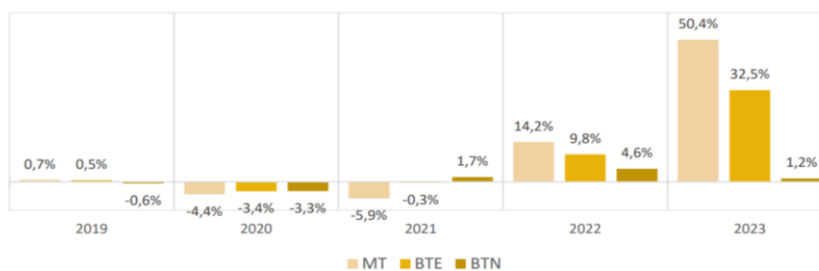
Na RAA, em termos médios entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 50,4%, 32,5% e 1,2% para os clientes em MT, BTE e BTN.

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

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jul 2023/Jun 2023
MT	50,4%	-14,1%
BTE	32,5%	-13,5%
BTN	1,2%	-1,3%

Fonte: ERSE, pág.8 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos

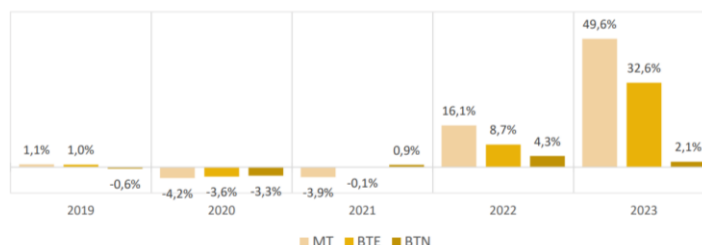


Fonte: ERSE, pág.9 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Na RAM, em termos médios entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 49,6%, 32,6% e 2,1% para os clientes em MT, BTE e BTN.

Fonte: ERSE, pág.9 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira  
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, pág.10 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2023, que apresentam um desconto de 33,8%, sendo os critérios



de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas idênticos aos aplicáveis em Portugal continental.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas RA os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente.

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. Ainda assim, a tarifa aditiva só se aplica diretamente caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE.

Perante as condições atípicas subjacentes à definição das Tarifas, nomeadamente das TAR, a ERSE opta por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários (nível de tensão e tipo de fornecimento) que, segundo o regulador, dá maiores garantias para se poder prosseguir o processo de convergência tarifária nos próximos anos. Os valores máximos definidos na proposta de Tarifas de julho a dezembro de 2023 constam no quadro seguinte:

Região	Nível	Variação tarifária média Jul 2023 / Jun 2023	Variação máxima por preço Jul 2023 / Jun 2023
Portugal continental	BTN	0,0%	0,0%
Região Autónoma dos Açores	MT	-14,1%	-14,1%
	BTE	-13,5%	-13,5%
	BTN	-1,3%	-1,3%
Região Autónoma da Madeira	MT	-14,1%	-14,1%
	BTE	-13,5%	-13,5%
	BTN	-1,5%	-1,5%

Fonte: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023, pág. 199

Em resultado das opções tomadas pelo Regulador, justificadas pela conjuntura, em 2023 a convergência tarifária em termos médios é apenas assegurada globalmente para cada Região Autónoma. Essa convergência não se verifica por nível de tensão (MT, BTE e BTN) nem preço-a-preço.

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

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 regiões autónomas.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas TVCF nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2023 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas 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 tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

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	113,1%	17,5%
Região Autónoma da Madeira	109,7%	16,2%

Fonte: ERSE, pág.11 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023

#### D.12. Tarifa Social

1. A tarifa social de energia é uma medida de apoio social que consiste na aplicação automática de um desconto na tarifa de acesso às redes de eletricidade em baixa tensão e/ou de gás natural em baixa pressão, refletido pelos comercializadores na fatura da eletricidade e/ou de gás natural, independentemente dos clientes 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.
2. O Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2023, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.
3. A ERSE apresenta a previsão do número de beneficiários com tarifa social em 2023 e o montante do desconto revisto a vigorar a partir de 1 de julho de 2023. O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2023, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

Quadro 4-45 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	811 929	118 986
RA Açores	19 587	3 203
RA Madeira	21 229	3 431

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 148

4. Na presente proposta, foi apresentada, além da previsão do número de beneficiários com tarifa social, a previsão dos custos com os descontos da tarifa social publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023.

5. O CT regista uma redução dos custos com tarifa social a financiar durante o ano 2023, devido à nova previsão que passa de 129,3M€ para 125,6M€. No quadro abaixo apresenta-se a atualização dos valores previsionais dos custos com a TS para cada região.

**Quadro 3-12 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**  
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

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

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
<b>Desconto previsto por aplicação da tarifa social</b>	<b>129 364</b>	<b>125 621</b>	<b>-3 743</b>
Portugal Continental	122 532	118 986	-3 546
Região Autónoma dos Açores	3 302	3 203	-99
Região Autónoma da Madeira	3 530	3 431	-99

FONTE: ERSE, “Proposta de tarifas e preços para energia elétrica de julho a dezembro de 2023” – Fixação excecional – Página 55

6. Para efeitos do financiamento e atendendo aos períodos em que as tarifas são aplicadas, o valor a considerar entre janeiro e junho de 2023 deverá ser metade do previsto na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, enquanto entre julho e dezembro de 2023 o valor a considerar deverá ser metade do previsto na presente proposta.
7. Atenta a importância e o impacto da tarifa social, nomeadamente no combate à pobreza energética, o CT insta a ERSE a manter e a reforçar o acompanhamento desta medida social.
8. Os ajustamentos de 2021 e 2022 do financiamento dos custos com a tarifa social, anteriormente determinados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, não sofrem alterações, encontrando-se os mesmos incorporados nos montantes a financiar de janeiro a dezembro de 2023 abaixo apresentados.

**Quadro 3-13 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 a financiar em 2023**

Unidade: 10<sup>5</sup> EUR

		Continente	RA Açores	RA Madeira	Total
(1a)	Custos previsionais tarifa social de Jan-Jun 2023 (Dez 2022)	61 266	1 651	1 765	64 682
(1b)	Custos previsionais tarifa social de Jul-Dez 2023 (Jun 2023)	59 493	1 602	1 716	62 810
(1) = (1a) + (1b)	<b>Custos previsionais tarifa social de 2023</b>	120 759	3 253	3 480	127 492
(2)	<b>Ajustamento custos tarifa social de 2021</b>	-7 409	556	51	-6 802
(3)	<b>Ajustamento custos tarifa social de 2022</b>	-2 846	207	-43	-2 681
(1) + (2) + (3)	<b>TOTAL custos com tarifa social a financiar em 2023</b>	<b>110 505</b>	<b>4 016</b>	<b>3 489</b>	<b>118 009</b>

FONTE: ERSE, “Proposta de tarifas e preços para energia elétrica de julho a dezembro de 2023” – Fixação excecional – Página 56

9. Esta proposta de revisão excecional das tarifas de 2023 não contempla a alocação dos valores do financiamento da tarifa social, nomeadamente os decorrentes da Consulta de Interessados n.º 9/2022, por este regime se encontrar em revisão, pelo que a ERSE aguarda pela definição do novo regime para poder, em definitivo, aprovar e publicar esses valores.
10. O CT relembra que se pronunciou sobre a referida Consulta, reforçando que o modelo de financiamento vigente em Portugal, assente nos titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e nos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, é único no plano europeu e não corresponde às orientações da Comissão Europeia, da Agência Internacional de Energia (IEA) e das posições da própria ERSE, as quais recomendam preferência pelo financiamento público deste mecanismo de apoio social.
11. Por este motivo e face às inúmeras recomendações a este respeito, o CT insta a ERSE a tomar medidas assertivas junto do Governo no sentido da revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia.

#### **E. Transferências entre agentes do SEN**

A presente revisão tarifária excecional implica alterações nos montantes a transferir entre os agentes do SEN no 2.º semestre de 2023, nomeadamente as referentes à Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial, aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, aos custos com a tarifa social, ao diferencial de custo da produção em regime especial e aos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.

Mantêm-se inalteradas as demais transferências publicadas na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, nomeadamente as referentes às titularizações de dívida tarifária, a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos diferentes créditos.

Com a atualização referida, o CT constata que os valores mensais a pagar ou receber pela REN de julho a dezembro de 2023 são os seguintes:

- Recebimento de 36.713.037 euros mensais da REN Trading referentes aos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial;
- Pagamento de 10.393.936 euros mensais à EDA e de 11.185.127 euros mensais à EEM referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira, respetivamente;
- Pagamento de 330.518 euros mensais à EDA e de 286.653 euros mensais à EEM relativos aos custos a suportar por estas empresas com o desconto da tarifa social em 2023 em cada uma das regiões. Incorpora os ajustamentos de 2022 e 2021, cujos montantes não sofreram alterações;
- Pagamento de 9.060.958 euros mensais à E-REDES relativos aos custos a suportar com o desconto da tarifa social em 2023 em Portugal continental. Incorpora os ajustamentos de 2022 e 2021, cujos montantes não sofreram alterações.

O CT constata que continua por publicar a identificação das entidades e respetivos valores que ao abrigo do Decreto-lei 15/2022, de 14 de janeiro, devem financiar a tarifa social, continuando a ERSE apenas a publicar as estimativas dos descontos a efetuar pelos operadores das redes de distribuição e as transferências do operador da rede de transporte para os ORDs, não estando a ser cumprido o estipulado no artigo 199.º do referido Decreto-lei segundo o qual *“os custos da tarifa social e o seu financiamento*

*incidem sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor, independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA.” e que “compete à ERSE garantir o cumprimento pelos centros eletroprodutores do pagamento dos custos da tarifa social”.*

O CT reforça que a ERSE deve fazer uso das competências que lhe foram atribuídas e proceder, quanto antes, à publicação da lista dos financiadores e respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo que permita o cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos.

Verifica também o CT que a ERSE atualizou os valores mensais a transferir de julho a dezembro de 2023 entre a E-REDES e a SU Eletricidade e que estão identificados no quadro seguinte:

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Julho	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005
Agosto	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005
Setembro	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005
Outubro	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005
Novembro	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005
Dezembro	-217 429 196	-46 558	16 889 359	-7 610	-200 594 005

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da SU Eletricidade para a E-REDES.

Fonte: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023, pág. 158

## F. ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

### F.1 – Generalidades

A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE, sendo este o principal fator determinante desta proposta de revisão excecional de proveitos permitidos. A dependência entre o preço grossista de eletricidade e os preços de outras *commodities*, designadamente o petróleo, as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e, principalmente, o gás natural, reforçada com o mecanismo ibérico de controlo de preços, justifica esta revisão excecional no sentido de refletir a atualização desses preços.

A diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas tem um efeito em sentido contrário nos montantes dos CIEG e, conseqüentemente, nas TAR.

Conforme referido anteriormente, as tarifas de 2023 em vigor têm implícito um preço estimado da energia elétrica para 2023 de cerca de 213,3 €/MWh, valor substancialmente acima do verificado no primeiro trimestre e do que se perspectiva para o resto do ano.

Por fim, na presente proposta não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, sendo as restantes tarifas estabelecidas com base na nova estimativa de proveitos para o ano de 2023, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia.

### G.2 – Impactos

1. A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das TTVCF, da TS de Venda a Clientes Finais e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo. De igual modo, a referida atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das tarifas de venda a clientes finais, incluindo a tarifa social, e da tarifa de energia e comercialização aplicável à mobilidade elétrica.
2. As tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas, considerando um preço estimado de energia de cerca de 213 EUR/MWh, acima do verificado nos primeiros meses já fechados de 2023 e do que se perspectiva para o resto do ano. O preço de referência de energia elétrica tem um impacto direto nos diferenciais a estabelecer com a produção em regime especial (PRE) e com o diferencial de custo com as centrais com CAE. Assim, a evolução ao longo de 2023 dos preços de energia elétrica nos mercados implica uma redução significativa dos valores a devolver ao sistema, provenientes destas duas rúbricas.
3. Com a atual revisão, continua a observar-se uma redução das TAR face a 2022, embora inferior à da decisão de dezembro de 2022.
4. Para além das variações médias anuais, as variações ocorridas entre o primeiro e o segundo semestres de 2023 serão as seguintes:

<b>Nível de tensão/tipo fornecimento</b>	<b>TAR 1º semestre 2023 Eur/MWh</b>	<b>TAR 2º semestre 2023 Eur/MWh</b>	<b>Varição Eur/MWh</b>
MAT	-51.6	-17.9	33.7
AT	-47.3	-13.7	33.6
MT	-36.4	-2.5	33.9
BTE	-18.9	+16.8	35.7
BTN>	-17.1	+23.5	40.6
BTN<	-75.5	-7.6	67.9

**Varição de médias de TAR entre os 1º e 2º semestres 2023 (elaboração CT)**

5. Nos segmentos domésticos em mercado, a revisão de tarifas poderá resultar num aumento do esforço das famílias. No caso dos clientes empresariais, em mercado, em particular da indústria, tal aumento implicará a revisão dos pressupostos considerados para os seus custos de produção, com a inerente perda de competitividade.
6. Caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais, a pressão gerada pelos desvios tarifários ocorridos em 2023, com impactes no exercício de 2024, será superior.
7. As TAR a aplicar aos clientes eletrointensivos manter-se-ão iguais às aplicadas aos restantes clientes do mesmo nível de tensão.

8. As tarifas de acesso aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam um aumento acentuado face às tarifas em vigor, o que se encontra em linha com as restantes tarifas de acesso.
9. A atualização em baixa da tarifa de energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas de energia e comercialização aplicadas à mobilidade elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
10. Considerando os valores médios anuais das tarifas (que têm em conta as atualizações trimestrais ocorridas em 2022 e 2023, a revisão excecional de julho de 2022 e a fixação excecional proposta para julho de 2023), as TTVCF de BTN observam uma variação de 1,0% de 2022 para 2023 e nula de junho para julho.
11. Na RAA, em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 50,4%, 32,5% e 1,2% para os clientes em MT, BTE e BTN. Considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -14,1% para os clientes em MT, de -13,5% para os clientes em BTE e de -1,3% para os clientes em BTN.
12. Na RAM, em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 49,6%, 32,6% e 2,1% para os clientes em MT, BTE e BTN. Considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -14,1% para os clientes em MT, de -13,5% para os clientes em BTE e de -1,5% para os clientes em BTN.

### III

### RECOMENDAÇÕES

Neste Parecer o CT entende serem de explicitar as seguintes recomendações:

- Que a ERSE promova os leilões do CUR e de venda da PRE, em tempo útil e em volumes adequados, de modo que estes possam cumprir o objetivo de conferir maior previsibilidade e estabilidade ao processo tarifário, com a redução de valores dos desvios associados.
- Que, estando a ERSE a corrigir o ajustamento provisório de 2022 das várias atividades de CVEE (CVEE AC, CVEE PRE, CVEE FC), aproveite a oportunidade para integrar os valores definitivos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas reais.
- Que, caso a ERSE considere não ser oportuno refletir nesta revisão excecional a atualização do ajustamento provisório de 2022 das atividades de CVEE, que o quantifique e justifique no documento final, explicitando os valores do ajustamento das atividades de CVEE de 2022 que serão integrados no cálculo das tarifas de 2024, bem como o *spread* que lhe será aplicável, de forma a que, nos casos em que estes constituam créditos tarifários, as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, garantindo assim o seu equilíbrio económico-financeiro.
- Que a ERSE, para o segundo semestre, em relação aos perfis de aquisição da PRE incorpore as melhores estimativas possíveis do decréscimo relativamente ao preço de mercado da PRE, de forma a minimizar os desvios daí resultantes no proveito permitido da função de CVEE PRE do CUR.
- Que a ERSE efetue uma monitorização efetiva tendo em vista o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT, uma vez que a garantia de uma margem operacional positiva não é, por si só, garante de um equilíbrio económico-financeiro destas empresas reguladas.

- Que a ERSE faça uso das suas competências e proceda, quanto antes, à publicação da lista dos agentes do SEN financiadores da tarifa social, e dos respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo adequado ao cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos.
- Que a ERSE tome medidas assertivas junto do Governo no sentido da revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, em cumprimento das diretrizes da legislação europeia.
- Que a ERSE, tendo em vista contribuir para o equilíbrio do mercado, considere a revisão do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor. Nesta monitorização o desvio de referência deverá ser definido como valor percentual, em vez de variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto.
- Que no Comunicado de Imprensa a ERSE inclua as variações das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas, tal como o CT tem reiteradamente expresso em outros pareceres.
- Que a ERSE prossiga o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF face à tarifa aditiva, procurando garantir uma trajetória expectável para o processo de convergência que vise atingir a aditividade plena.

#### **IV CONCLUSÕES**

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



**Em 29 de maio de 2023**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor na globalidade: 19 (dezanove);**

**Voto contra na globalidade: 0 (zero)**

tendo sido aprovado por **unanimidade**.

O parecer que antecede contém **48 (quarenta e oito)** páginas, sendo **2 (duas)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **18(dezoito)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **18 (dezoito)** contendo sentidos de voto;

o que perfaz um total de **66** folhas.

<b>NOME E ENTIDADE REPRESENTADA</b>	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>
<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	—	—
<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	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Ingride Pereira</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quinta Nova</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Mário Reis</b> Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	—	—	—
<b>Luís Plácido</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 5	—	—
<b>Ricardo Ferrão</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre	Anexo 6	—	—
<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 7	—	—
<b>Alexandre Rodrigues</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 8	—	—
<b>Rui Bernardo</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (E-Redes)	Anexo 9	—	—
<b>Sara Lobo</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 10	—	—
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 11	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 12	—	—
<b>Paula Almeida</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 13	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 14	—	—
<b>Luís Pisco</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 15	—	—
<b>Bruno Pais</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 16	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 17	—	—

	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 18	—	—	—

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

**Parecer sobre**  
**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 –**  
**FIXAÇÃO EXCECIONAL “**

**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 de julho a dezembro de 2023 – fixação excecional”, com a seguinte declaração de voto:

A revisão excecional de tarifas para o segundo semestre de 2023 decorre ainda num contexto de crise nos mercados de energia. De facto, os preços já verificados e previstos para 2023 apresentam-se ainda fortemente em alta, quando comparados com existentes antes da crise energética. Neste sentido, tendo presente as motivações da atual revisão, importa constatar o efeito negativo desta proposta para os consumidores de MAT, AT e MT, que para o segundo semestre terão um agravamento direto no seu custo, em média superior a 33 Eur/MWh.

No caso dos setores produtivos, as tarifas em vigor têm tido um efeito atenuante relativamente aos preços de mercado, pelo que a alteração agora proposta reduzirá fortemente esse efeito, em prejuízo da sua capacidade competitiva. Adicionalmente, a alteração em alta dos preços regulados, a meio do ano, afetarà negativamente os pressupostos tidos para cálculo dos custos de produção estabelecidos no início do ano. Neste aspeto, a publicação definitiva das tarifas pela ERSE é ainda um fator adicional de incerteza.

Salienta-se também o significativo valor de desvios gerados este ano, a suportar pelo sistema, que caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais externas ao SEN, transitará para o exercício tarifário de 2024.

Tendo presente a expectativa gerada, decorrente dos anúncios governamentais realizados aquando da discussão da proposta de tarifas para 2023, a atual revisão tarifária em alta e a possibilidade de transferência de encargos elevados para os próximos exercícios tarifários constituem fatores de apreensão que, face ao exposto, importa acautelar.

João Luís Coelho Marinho

Lisboa, 29 de maio de 2023

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

**Parecer sobre**  
**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 –**  
**FIXAÇÃO EXCECIONAL “**

**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 de julho a dezembro de 2023 – fixação excecional”, com a seguinte declaração de voto:

A revisão excecional de tarifas para o segundo semestre de 2023 decorre ainda num contexto de crise nos mercados de energia. De facto, os preços já verificados e previstos para 2023 apresentam-se ainda fortemente em alta, quando comparados com existentes antes da crise energética. Neste sentido, tendo presente as motivações da atual revisão, importa constatar o efeito negativo desta proposta para os consumidores de MAT, AT e MT, que para o segundo semestre terão um agravamento direto no seu custo, em média superior a 33 Eur/MWh.

No caso dos setores produtivos, as tarifas em vigor têm tido um efeito atenuante relativamente aos preços de mercado, pelo que a alteração agora proposta reduzirá fortemente esse efeito, em prejuízo da sua capacidade competitiva. Adicionalmente, a alteração em alta dos preços regulados, a meio do ano, afetarà negativamente os pressupostos tidos para cálculo dos custos de produção estabelecidos no início do ano. Neste aspeto, a publicação definitiva das tarifas pela ERSE é ainda um fator adicional de incerteza.

Salienta-se também o significativo valor de desvios gerados este ano, a suportar pelo sistema, que caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais **externas ao SEN**, transitarão para o exercício tarifário de 2024.

Tendo presente a expectativa gerada, decorrente dos anúncios governamentais realizados aquando da discussão da proposta de tarifas para 2023, a atual revisão tarifária em alta e a possibilidade de transferência de encargos elevados para os próximos exercícios tarifários constituem fatores de apreensão que, face ao exposto, importa acautelar.

Carlos Silva

Porto, 29 de maio de 2023



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE  
JULHO A DEZEMBRO DE 2023- FIXAÇÃO EXCECIONAL”**

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 de Julho a Dezembro de 2023 – Fixação Excecional”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 25 de Maio 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 do Conselho Tarifário relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”.

Lisboa, 29 de maio de 2023

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

Dados pessoais

(Ingride Pereira)

**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 DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCEPCIONAL”**

---

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 DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCEPCIONAL”**.

Ponta Delgada, 29 de maio de 2023

Assinado por: **LUÍS MIGUEL TAVARES PLÁCIDO**

Dados pessoais

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores



**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE EM  
REGIME LIVRE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE À  
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO  
A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”**

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação excecional”.

Lisboa, 29 de maio de 2023

Ricardo António Torcato Ferrão

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre



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 de julho a dezembro  
de 2023 – fixação excepcional”

\*\*\*\*\*

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 de julho a dezembro de  
2023 – fixação excepcional”.

Lisboa, 29 de maio de 2023

Dados pessoais

SANDRA ISABEL NETO PINTO FERREIRA

representante do comercializador de último recurso

Votação

ORDbt

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL

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 de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excecional.

Dados pessoais

Lisboa, 29 de maio de 2023

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 de Julho a Dezembro de 2023 – fixação  
excecional”**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

O representante da E-REDES - Distribuição de Electricidade S.A., entidade concessionária da RND, vota favoravelmente o parecer do CT sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de Julho a Dezembro de 2023 – fixação excecional”.

Lisboa, 29 de maio de 2023

O representante da entidade concessionária da RND

Dados pessoais

---

Rui Bernardo



Sara Clode Lima Moreira Ferreira Lobo, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota favoravelmente, e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”.

Funchal, 29 de maio de 2023

**Sara Lobo**

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico

**Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”**

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 de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”.

Lisboa, 29 de maio 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

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor da energia elétrica, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, indico por este meio o meu **voto favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a **“Proposta de fixação excecional de tarifas de eletricidade a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023”**.

Lisboa, 29 de maio 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 de julho a dezembro de 2023 - Fixação  
excepcional".***

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 de julho a dezembro de 2023 - Fixação excepcional**.

Lisboa, 29 de maio 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 relativa ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação excepcional”**

---

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 de julho a dezembro de 2023 – Fixação excepcional”*.

Funchal, 29 de maio de 2023

Rui Miguel Aveiro Vieira

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira



## DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico, vota favoravelmente e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”.

Lisboa, 29 de maio de 2023

O Representante da DECO

(Luis Salvador Pisco)

**ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR**

Rua de Artilharia Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: [decolx@deco.pt](mailto:decolx@deco.pt) - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>



**Parecer do Conselho Tarifário sobre “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”**

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 DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”.

Lisboa, 25 de Maio de 2023

O Representante dos pequenos comercializadores da energia,

Dados pessoais

Bruno Pais



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 a **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação excepcional”**.

Lisboa, 28 de maio de 2023

Dados pessoais

Rafaela de Saldanha Matos

### **DECLARAÇÃO DE VOTO**

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário, secção do Setor Elétrico, voto favoravelmente o parecer anexo referente à **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho até dezembro de 2023 – Fixação excepcional”**.

**Lisboa, 29 de maio de 2023**