

**PARECER SOBRE**

**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 – 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.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da “*Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional*”, concretizado em 10 de maio de 2022.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a “ **Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional** ”<sup>3</sup> cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

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

**“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional”**

I

**GENERALIDADE**

De acordo com o disposto no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de Agosto, doravante designado 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 29 abril 2022, E-Tecnicos/2022/557/VM/ao

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 2022”, agora em apreço.

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 é justificada pelo atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preço anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade, que se tem verificado desde o final de 2021 e que se intensificou com o início da guerra na Ucrânia, afigurando-se, por isso, determinante para assegurar uma maior estabilidade tarifária.

Esta revisão excecional é efetuada num cenário de grande incerteza, desde logo por não se conhecerem ainda os efeitos das medidas anunciadas a nível europeu, ibérico e nacional para mitigar os impactos dos preços do gás elevados, o que determina o forte incremento do preço de energia elétrica que se verifica nos mercados grossistas europeus.

Efetivamente, a escalada dos preços grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas, sendo suscetível de provocar 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 2022 (Diretiva n.º 3/2022, de 7 de Janeiro) e da decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2022 (Diretiva n.º 8/2022, de 11 de Abril).

Estes devem-se, em grande parte, a motivos conjunturais, entre os quais se destacam a guerra na Ucrânia, a retoma económica decorrente da estabilização da situação pandémica e as intervenções para manutenção nas centrais nucleares em França, efeitos cuja intensidade e duração são, à data, dificilmente previsíveis.

Neste contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e com o objetivo de contribuir para uma maior estabilidade tarifária, a revisão excecional das tarifas em 2022 permite mitigar, no Continente, os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução adicional das tarifas de Acesso às Redes (TAR).

A presente proposta de revisão tarifária decorre da revisão dos diferenciais de custos com a PRE 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 estão a ser considerados nesta revisão tarifária para o ano de 2022, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2022, resultando o montante de 988M€ a devolver ao sistema.

**Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-1 333 145</b>	<b>-2 321 779</b>	<b>-988 634</b>
Diferencial de custo da PRE	-1 636 949	-2 412 909	-775 960
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	65 799	65 799	0
Diferencial de custo dos CAE	-77 659	-275 329	-197 670
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 559	262 559	0
Sobrecusto da RAA e da RAM	150 782	136 182	-14 600
Terrenos das centrais	12 273	12 273	0
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	0
ERSE	1 207	1 207	0
Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	0
Autoridade da Concorrência	423	423	0
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-404
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>937 700</b>	<b>937 700</b>	<b>0</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>-395 445</b>	<b>-1 384 079</b>	<b>-988 634</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 569	133 569	0
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 574	34 574	0
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	98 994	98 994	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	0
Diferencial extinção TVCF	-931	-931	0
Sobreproveito	-270	-87	183
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>207 969</b>	<b>208 152</b>	<b>183</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>-187 476</b>	<b>-1 175 927</b>	<b>-988 451</b>

Notas: 1) A rubrica de diferencial devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui os custos com a convergência tarifária e uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

FONTE: ERSE- “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de Julho a Dezembro de 2022 – Fixação Excecional” – Pag. 14

A ERSE refere ainda, como medida com impacto direto na redução dos preços, a alocação da verba de 150 milhões de euros às tarifas de Acesso às Redes do setor elétrico, conforme o anunciado na proposta do Orçamento de Estado para 2022.

A alocação de verbas das receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, que constituem receita do Fundo Ambiental para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) está legalmente prevista nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro, 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal constituem receitas a deduzir à tarifa de uso global do SEN, devendo ser transferidas pelo Fundo Ambiental, nos termos estabelecidos por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e do ambiente.

Adicionalmente, o diploma prevê que as receitas de leilões de licenças de emissão, em situações excecionais, devidamente justificadas e tendo em vista prosseguir os objetivos de descarbonização do SEN, possam ser afetadas ao diferencial de custo da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável em cada ano, incluindo o diferencial de custo da produção da cogeração renovável na sua fração renovável, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática.

É, assim, neste contexto que o membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, aprovou o Despacho n.º 1/MAAC/2022, de 29 de abril, que determina a alocação da verba de

150 milhões de euros, a deduzir à tarifa de uso global do Sistema, com efeitos nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

O referido despacho determina, igualmente, que essa verba seja distribuída proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com as seguintes percentagens:

- MAT: 10,17%;
- AT: 28,40%;
- MT: 61,43%.

O CT não pode deixar de notar que esta medida mitigadora não abrange os restantes níveis de tensão.

## II

### ESPECIALIDADE

#### A. ENQUADRAMENTO

O CT regista como positiva e oportuna a iniciativa da ERSE de fixação excecional de tarifas dado que, no atual contexto de inflação e de incerteza quanto ao futuro em termos de preços, particularmente os de energia, a mesma consubstancia, no horizonte próximo, no Continente, uma atenuação no valor da fatura de eletricidade das famílias e das empresas que não é despiciendo.

#### B. PROVEITOS A RECUPERAR E A TRANSFERIR

##### B.1. PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1. O aumento do custo do gás natural nos mercados grossistas internacionais, aliado às condições climáticas adversas à produção renovável (baixa hidraulicidade e eolicidade), levou ao incremento dos custos variáveis dos centros electroprodutores de ciclo combinado, originando um aumento dos preços de energia elétrica no mercado ibérico desde meados de 2021.
2. Com o término do CAE da central da Tejo Energia, a única central com CAE a atuar em Portugal é a Turbogás que, devido às suas especificidades na aquisição do gás natural definidas no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) e baseado em contrato de longo prazo indexado ao petróleo, passou a ter mais oportunidades de colocar a sua produção, uma vez que o seu custo variável é identificado na análise como inferior aos preços do mercado grossista de gás. Na presente proposta, a ERSE refere que incrementou a produção estimada de forma a corresponder ao máximo de gás natural previsto na QAC (Quantidade Anual Contratada), pressuposto com o qual o CT concorda.
3. Para além das quantidades, a ERSE reviu em alta a estimativa das receitas unitárias, incluindo os serviços de sistema, de 101,7 €/MWh para 147,6 €/MWh, o que origina um acréscimo de receita previsional na ordem dos 231 M€. A este montante há que deduzir o aumento de 23 M€ do encargo de energia e 10 M€ de custos com as licenças de CO<sub>2</sub>. No global a ERSE propõe uma redução do sobrecusto dos CAE relativamente aos valores subjacentes às tarifas em vigor, na ordem dos 198 M€. Como o impacte é apurado ao semestre, só se inclui o contributo de metade deste valor (99 M€).
4. A revisão em alta das tarifas de venda a clientes finais nas regiões autónomas proposta pela ERSE implica uma redução dos montantes da convergência tarifária na RAM e na RAA na ordem dos 7,5 € e 7,1 M€, respetivamente. Tal como no ponto anterior, sendo o impacte apurado ao semestre, só se inclui o contributo de metade deste valor (7,3 M€ na média das duas RA).

##### B.2. E- REDES

As atividades reguladas pela entidade concessionária da RND (E-REDES) são a Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVART).

De acordo com a proposta de revisão tarifária submetida à discussão, os proveitos permitidos pela atividade de DEE não sofrem alterações.

Por seu lado, os proveitos permitidos pela atividade de CVART são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos, designadamente:

CONSELHO TARIFÁRIO

- redução dos proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, em 212,3 milhões de euros;
- redução do diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida, em 776,0 milhões de euros;
- alteração da previsão dos custos totais com a tarifa social em Portugal Continental, em 404 mil euros.

A tabela abaixo resume as alterações nos proveitos permitidos pela atividade de CVART a recuperar pela E-REDES.

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 846</b>	<b>-988 047</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	157 769	-54 501	-212 270
(+)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-699 249	-1 475 209	-775 960
	SPRE <sup>1</sup> <sub>t</sub> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-614 854	-1 334 826	-719 972
	SPRE <sup>2</sup> <sub>t</sub> 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	-84 395	-140 383	-55 988
(+)	<b>CMEC</b>	<b>65 799</b>	<b>65 799</b>	<b>0</b>
	PF <sub>CMEC,t</sub> Parcela Fixa dos CMEC	60 987	60 987	0
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	0
	Ajustamentos	-6 545	-6 545	0
	PA <sub>CMEC,t</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	3 666	3 666	0
	Devolução de valores do passado	-21 871	-21 871	0
	Reversão serviços sistema	0	0	0
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	0
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	0
	Ajustamentos	6 589	6 589	0
	CP <sub>CMEC,t</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
	PA <sub>CMEC,t</sub> Componente de alinhamento dos CMEC	1 146	1 146	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-3 427	-3 427	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	4 573	4 573	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	-43 913	-43 913	0
(+)	EST <sub>pol,t</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	209 170	209 170	0
	C <sub>cust</sub> <sub>DEES,t</sub> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	0
	EST <sub>t</sub> Repercussão 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	34 574	34 574	0
	EST <sub>pol,t</sub> Repercussão 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	98 994	98 994	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	-931	-931	0
	em NT	10	10	0
	em BTE	-16	-16	0
	em BT	-926	-926	0
(+)	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	-270	-87	183
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	293 958	293 958	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	-6 625	-6 625	0
<b>C</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 360</b>	<b>1 360</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 309	1 309	0
(-)	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	-52	-52	0
<b>D</b>	<b>A + B + C</b>	<b>78 144</b>	<b>-909 903</b>	<b>-988 047</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental	-115 136	-115 540	-404

Fonte: ERSE (Quadro 3-10 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de Julho a Dezembro de 2022).

### B.3. SU ELETRICIDADE

1. A SU Eletricidade desenvolve a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE), que corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida, no mercado organizado, ou através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.
2. A atividade de CVEE é desagregada na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC) e na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da

Produção em Regime Especial (CVEE PRE), sendo que a presente revisão tarifária excecional impacta os proveitos destas duas funções, como consequência da atualização em alta do preço da energia elétrica.

3. No que diz respeito à função de CVEE FC verifica-se um acréscimo do proveito permitido anualizado, apresentado no quadro seguinte, no valor de 69,7 milhões de euros, motivado pela revisão do custo médio de aquisição de energia elétrica para 136,6 €/MWh. Face à incerteza do momento que se vive e à volatilidade dos mercados, a ERSE optou por considerar, na atualização da estimativa deste custo médio, apenas os valores reais já ocorridos e manter as previsões para o restante ano consideradas nas tarifas de 2022, publicadas em dezembro de 2021.

CVEE FC	Proveitos anualizados T2022 (10 <sup>3</sup> Eur)		
	Dez 2021	Jun 2022	Diferença
Custos permitidos com aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes	236.305	306.017	69.712
Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui desvios e serviços de sistema) (Eur/MWh)	105,50	136,62	31,12
Quantidade de energia elétrica para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2.240	2.240	0
Custos de funcionamento afetos à função de CVEE FC, previstos para o ano t	3.461	3.461	0
<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>239.766</b>	<b>309.478</b>	<b>69.712</b>

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág. 52

4. Relativamente à função de CVEE PRE o proveito permitido anualizado proposto nesta revisão excecional das tarifas apresenta um decréscimo de 776,0 milhões de euros, de acordo com o quadro seguinte. Na origem da redução do proveito está o efeito conjugado da atualização, em baixa, da estimativa da quantidade fornecida pelos PRE e o acréscimo do preço base no mercado, que provocou um aumento da receita unitária de venda desta produção. Constata-se ainda uma variação no preço médio de aquisição, embora apenas motivado pelo efeito da alteração das quantidades da PRE. Com efeito, os preços de aquisição aos PRE, por tecnologia, não sofreram qualquer atualização.
5. Por outro lado, verifica-se um acréscimo do valor das medidas mitigadoras com impacto na PRE FER, devido ao adicional de 150 milhões de euros que se prevê serem transferidos do Fundo Ambiental para o SEN.

CVEE PRE	Proveitos anualizados T2022 (10 <sup>3</sup> Eur)		
	Dez 2021	Jun 2022	Diferença
<b>Diferencial de custo PRE FER ano t [1] = [2]*([3]-[4])</b>	<b>110.901</b>	<b>-459.071</b>	<b>-569.972</b>
Quantidade (GWh) [2]	16.052	15.685	-367
Preço médio de aquisição (€/MWh) [3]	94,3	94,4	0,1
Preço de referência para cálculo do diferencial de custo PRE (€/MWh) [4]	87,4	123,7	36,3
<b>Medidas mitigadoras do diferencial de custos da PRE FER [5]</b>	<b>-554.854</b>	<b>-704.854</b>	<b>-150.000</b>
<b>Diferencial de custo PRE NFER ano t [6] = [7]*([8]-[9])</b>	<b>-26.213</b>	<b>-82.201</b>	<b>-55.988</b>
Quantidade (GWh) [7]	6.521	1.809	-4.712
Preço médio de aquisição (€/MWh) [8]	83,4	78,2	-5,2
Preço de referência para cálculo do diferencial de custo PRE (€/MWh) [9]	87,4	123,7	36,3
<b>Total do diferencial de custos da PRE e medidas mitigadoras [1]+[5]+[6]</b>	<b>-470.166</b>	<b>-1.246.126</b>	<b>-775.960</b>

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, págs. 31 e 48

6. O CT considera ajustada esta atualização do proveito permitido da SU Eletricidade, motivada pela revisão de pressupostos como o custo de aquisição de energia e a quantidade fornecida pela PRE, que teve por base a realidade do primeiro trimestre do ano.

#### **B.4. ORD BT**

1. O CT tem alertado, em alguns dos seus Pareceres, para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades dos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT.
2. Entende o CT que aquele quadro deverá abordar, nomeadamente, a exploração de redes exclusivamente em BT, a escala desta operação, a separação de atividades, bem como definir os valores das tarifas de acesso às redes e da aquisição de energia.
3. Um exercício de avaliação da margem bruta da atividade de operação de rede de um dos ORDbt, permite verificar que a margem entre a compra e a venda de tarifas de acesso vai ter, com a atual proposta, uma redução de cerca de 42% (decrece de 0,0374€/kWh para 0,0217€/kWh)<sup>4</sup>.
4. Um exercício de avaliação do diferencial das tarifas de Uso Global do Sistema entre a compra e a venda, permite verificar que o mesmo se torna negativo, o que determinará estar o ORDbt a financiar esta tarifa em 0,0060€/kWh com a atual proposta.
5. No contexto da atual crise energética, conforme o CT referiu no Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para 2022, é inquestionável que um quadro regulatório específico para a atividade destes agentes do SEN, facilitaria a determinação dos proveitos permitidos a recuperar pelos mesmos.
6. Reitera igualmente o CT, que deverá ser efetuada com urgência uma avaliação sobre o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.

#### **C. TARIFAS**

A proposta de fixação excecional de tarifas resulta do acentuado aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, não previsto na sua totalidade nos proveitos a recuperar pelas tarifas em vigor. Este acréscimo do preço de energia elétrica tem impactes nos diferenciais de custo da PRE e do CAE, sendo este o principal fator determinante da corrente revisão de proveitos e de tarifas.

Paralelamente, foram atualizadas as estimativas da energia produzida pela PRE e pelo produtor com CAE. Finalmente, foi também considerada a afetação, ao setor elétrico nacional, de 150 milhões de euros do Fundo Ambiental.

A atualização dos proveitos das rúbricas mencionadas implica a revisão da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema, assim como das restantes tarifas que incorporam estas duas, não sendo alteradas apenas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

As tarifas são estabelecidas tendo como base a nova estimativa de proveitos para o ano de 2022. O facto das novas tarifas serem aplicadas por um período de 6 meses tem como resultado uma recuperação parcial da nova estimativa de proveitos totais do ano. Desta forma, estas tarifas permitem recuperar no 2.º semestre metade da nova estimativa de custos para 2022, deduzidos da medida mitigadora de 150 milhões de euros. Os desvios decorrentes da aplicação de tarifas distintas no 1.º semestre serão recuperados posteriormente, através do mecanismo dos ajustamentos tarifários, previsto no Regulamento Tarifário.

---

<sup>4</sup>Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kWh tendo em consideração o perfil de consumo fornecido por um dos 10 ORDbt



Considerando o disposto na Portaria nº 359/2015 de 14 de outubro, que efetua a terceira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, refere a ERSE “[...] estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária [...]”.

Atento o enquadramento legal as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RAj) e do diferencial de custo com os CAE (CAEj), são as que constam do quadro seguinte.

Quadro 4-10 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA <sub>j</sub>	-0,860%	8,202%	7,387%	119,613%	79,762%	-114,104%
CAE <sub>j</sub>	-0,860%	8,202%	7,387%	119,613%	79,762%	-114,104%

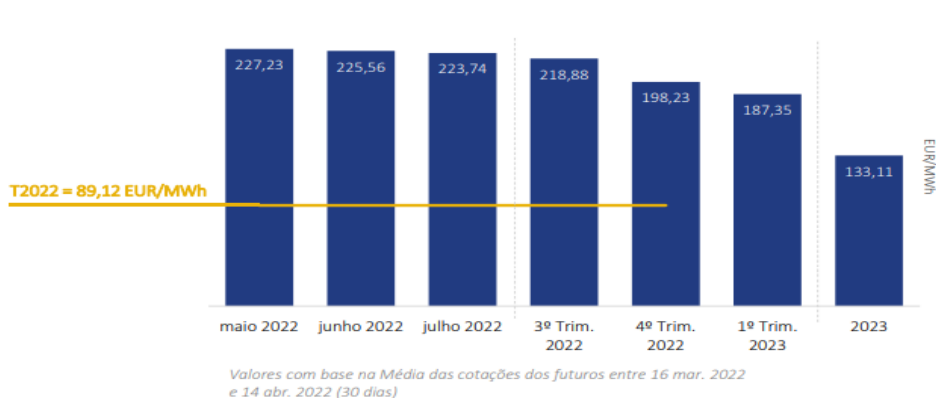
Fonte: ERSE Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro 2022

Neste contexto, entende o CT que os critérios de repartição definidos pela ERSE agora apresentados, são os adequados para mitigar o impacto do diferencial de custos decorrente da alta dos preços da energia sentido por cada grupo de consumidores.

### C.1. ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

1. No último semestre de 2021, observou-se uma forte subida dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, devido à escalada dos preços do gás natural, que se reflete diretamente no preço de mercado.
2. Este contexto adverso agravou-se com o conflito na Ucrânia, que aumentou significativamente a volatilidade dos mercados de energia e a incerteza sobre o futuro do setor energético.
3. Em consequência, os preços de eletricidade nos mercados grossistas em 2022 têm-se situado consideravelmente acima do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, que fixaram as tarifas para 2022, entretanto corrigidas pela diretiva nº 8/2022 da ERSE, de 11 de abril.
4. A Figura seguinte apresenta a evolução das cotações dos futuros da energia elétrica para os próximos meses, para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2023. De acordo com a proposta da ERSE, os futuros registavam uma cotação média de 209 EUR/MWh para o segundo semestre de 2022.

**Figura 2-7 – Evolução da cotação de futuros de energia elétrica**



Fonte: ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág. 27.

5. O CT salienta que, apesar destas cotações estarem acima do considerado nas tarifas em vigor, a ERSE optou por considerar nesta proposta os valores reais já ocorridos e manter as previsões para o restante ano consideradas nas tarifas de 2022, publicadas em dezembro de 2021.
6. A ERSE justifica esta opção com base nas incertezas sobre o mercado de futuros, tendo em atenção a evolução dos fatores conjunturais que os justificam e a eventual entrada em vigor das medidas mitigadoras anunciadas a nível europeu, ibérico e nacional.
7. O CT compreende as motivações da ERSE, mas faz notar que a manutenção das previsões consideradas nas tarifas de 2022 poderá originar no segundo semestre um desvio, tal como o ocorrido no primeiro semestre.
8. Considerando os valores reais disponíveis, os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR e as previsões consideradas nas tarifas de 2022 publicadas em dezembro de 2021, o custo médio de aquisição definido para o segundo semestre de 2022 é de 136,62 EUR/MWh, superior ao previsto inicialmente para 2022 (105,50 EUR/MWh), como se constata no quadro seguinte.

**Quadro 2-1 – Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>13</sup> para fornecimento dos clientes  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	105,50	136,62	31,12
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	89,11	127,15	38,04
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	21,5%	44,2%	22,7 p.p

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

Fonte: ERSE Quadro 2-1 da Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022

9. No âmbito do mecanismo de adequação da tarifa de Energia, estabelecido regulamentarmente, a ERSE continuará a monitorizar trimestralmente a evolução do preço de energia no mercado organizado, atualizando a tarifa de Energia do mercado regulado, sempre que existam desvios significativos no preço médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas.
10. O CT reitera a recomendação constante do seu Parecer à Proposta de Tarifas para 2022 que o "mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização", previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor 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.

## C.2. EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

### C.2.1. UGS

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está *“associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário”* e resulta inalterada relativamente à que está em vigor para o corrente ano, assumindo os valores discriminados no quadro infra, relativo 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	0,0012
Horas cheias	0,0012
Horas de vazio normal	0,0012
Horas de super vazio	0,0012

Fonte: ERSE (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), pág. 66.

Já a parcela II da tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT recupera, entre outros, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG), onde se reflete um maior diferencial dos CAE, bem como uma diminuição do sobrecusto das regiões autónomas. A conjugação destes fatores permite, nesta revisão extraordinária, um decréscimo importante da parcela II da tarifa UGS, segundo o quadro:

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	-0,0023
Horas cheias	-0,0023
Horas de vazio normal	-0,0023
Horas de super vazio	-0,0023

Fonte: ERSE (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), pág. 66.

Relativamente à parcela II em vigor, verificou-se um decréscimo de 0,0043 €/kWh (4,3 €/MWh) em todos os períodos tarifários<sup>5</sup>, resultante dos principais fatores elencados.

O CT considera positivo este decréscimo expressivo da parcela II que se irá refletir, favoravelmente, nas tarifas de acesso às redes.

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é também composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, aplicando-se, *mutatis mutandis*, o referido anteriormente.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos com a gestão do sistema, refletindo-se integralmente junto dos clientes nos mesmos montantes que estão atualmente em vigor e apresentados no quadro seguinte:

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
AT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
MT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
BTE	4	0,0014	0,0013	0,0013	0,0013
BTN>	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN< tri-horárias	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN bi-horárias	2	0,0013		0,0013	
BTN simples	1	0,0013			

Fonte: ERSE (Quadro 4-7 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 69.

**• Imputação de 150 milhões de euros adicionais, provenientes do Fundo Ambiental, para a redução das tarifas de Acesso às Redes no 2.º semestre de 2022**

O CT releva que a distribuição proposta dos 150 M€ adicionais para a redução das tarifas de acesso às redes se realizou segundo as percentagens anteriormente referidas (MAT - 10,17%, AT – 28,40% e MT – 61,43%) o que corresponde a uma distribuição proporcional aos consumos considerados pela ERSE na sua caracterização do consumo para 2022 em MAT (2.468 GWh), AT (6.893 GWh) e MT (14.907 GWh).

Esta distribuição proporcional contrasta com a que foi assegurada para os 508 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, resultante de receitas com o ISP, leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com a CESE, num total 382,65 M€, assim como da afetação dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, nos termos do Despacho n.º 1213/2021/SEO, de 9 de

<sup>5</sup> A parcela II em vigor é de 0,0020 €/kWh em todos os períodos tarifários.

junho no valor de 125,78 M€. Neste caso, o montante referido foi distribuído segundo as seguintes percentagens:

MAT – 5,80%; AT – 20% e MT – 74,20%

O CT regista a diferença de pesos na distribuição destes montantes nos dois despachos referidos anteriormente.

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

Os fatores de modulação dos CIEG por período horário (ver quadro infra) revelam uma modulação constante por todos os períodos horários ao contrário do que está em vigor. Atualmente, existe um maior desagravamento dos CIEG nos períodos de ponta relativamente a períodos de cheias e de vazio, o que não acontece na atual proposta, em que a modulação é uniforme em todos os períodos horários.

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$Kp_i^{CIEG}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$Kc_j^{CIEG}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: ERSE (Quadro 4-11 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário), pág. 71.

Não obstante o facto dos CIEG serem negativos em todos os níveis de tensão, a modulação uniforme e igual à unidade (ausência de modulação) altera a ponderação dos fatores de imputação dos CIEG aos consumos em horas de ponta<sup>6</sup>, face ao que se verificava até aqui.

O CT questiona sobre a razão desta alteração.

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

A repartição de CIEG proposta para o 2º semestre de 2022 é a que se apresenta no quadro seguinte:

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-30,0	-93,5	-282,1	-2,0	-3,6	-331,2	-742,4
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-3,2	-8,6	-19,8	-4,5	-2,8	-31,3	-70,2
Diferencial de custo dos CAE	0,4	-9,6	-12,0	-127,6	-85,7	96,8	-137,7
CMEC	0,5	1,0	4,3	1,5	1,6	24,0	32,9
Garantia de potência	0,1	0,2	0,5	0,1	0,1	0,6	1,6
Diferencial de custo das RA	-0,6	5,6	5,0	81,4	54,3	-77,7	68,1
Estabilidade (DL 165/2008)	3,6	10,1	21,9	4,7	2,5	24,0	66,8
Ajust. de aquisição de energia	2,0	5,7	12,4	2,7	1,4	13,6	37,8
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,5
Sobreprovento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,3	0,9	2,0	0,4	0,2	2,2	6,1
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>-26,8</b>	<b>-88,2</b>	<b>-267,9</b>	<b>-43,4</b>	<b>-32,0</b>	<b>-279,2</b>	<b>-737,5</b>

Fonte: ERSE (Quadro 4-13 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento), pág. 72.

<sup>6</sup> Relembramos que os fatores de modulação de CIEG podem tomar valores positivos inferiores a 1.

CONSELHO TARIFÁRIO

Baseado neste quadro e no quadro homólogo referente à repartição de CIEG em vigor, bem como na caracterização da procura para 2022, foi possível construir o quadro infra que compara o diferencial de custos pelos diferentes níveis de tensão.

Ano	MAT				AT				MT				BTE				BTN > 20,7 kVA				BTN ≤ 20,7 kVA											
	2022								2022								2022								2022							
	Tarif. em vigor		Prop.(2º sem.)		Tarif. em vigor		Prop. (2º sem.)		Tarif. em vigor		Prop. (2º sem.)		Tarif. em vigor		Prop. (2º sem.)		Tarif. em		Prop. (2º sem.)		Tarif. em vigor		Prop. (2º sem.)									
Consumo previsto (CUR + ML) (GWh)	2 468		1 234		6 893		3 447		15 907		7 954		3 407		1 704		1 799		900		17 078		8 539									
	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh								
Diferencial de custo PRE (DL 90/2016)	-29,5	-11,95	-30,0	-24,31	-101,7	-14,75	-93,5	-27,13	-377,7	-23,74	-282,1	-35,47	-0,6	-0,18	-2,0	-1,17	-1,1	-0,61	-3,6	-4,00	-104,2	-6,10	-331,2	-38,79								
Diferencial de custo PRE (não DL 90/2016)	-2,6	-1,05	-3,2	-2,59	-6,7	-0,97	-8,6	-2,50	-17,7	-1,11	-19,8	-2,49	-4,7	-1,38	-4,5	-2,64	-3,7	-2,06	-2,8	-3,11	-49,1	-2,88	-31,3	-3,67								
Diferencial de custo dos CAE	-3,6	-1,46	0,4	0,32	-7,5	-1,09	-9,6	-2,79	-21,0	-1,32	-12,0	-1,51	10,0	2,94	-127,6	-74,90	1,3	0,72	-85,7	-95,28	-56,8	-3,33	96,8	11,34								
CMEC	1,0	0,41	0,5	0,41	2,0	0,29	1,0	0,29	8,6	0,54	4,3	0,54	3,0	0,88	1,5	0,88	3,2	1,78	1,6	1,78	48,0	2,81	24,0	2,81								
Garantia de potência	0,2	0,08	0,1	0,08	0,5	0,07	0,2	0,06	1,0	0,06	0,5	0,06	0,2	0,06	0,1	0,06	0,1	0,06	0,1	0,11	1,1	0,06	0,6	0,07								
Diferencial de custo das Regiões Autónomas	14,2	5,75	-0,6	-0,49	29,5	4,28	5,6	1,62	72,5	4,56	5,0	0,63	-58,7	-17,23	81,4	47,78	-17,2	-9,56	54,3	60,37	110,5	6,47	-77,7	-9,10								
Estabilidade (DL 165/2008)	7,2	2,92	3,6	2,92	20,2	2,93	10,1	2,93	43,7	2,75	21,9	2,75	9,4	2,76	4,7	2,76	5,0	2,78	2,5	2,78	48,0	2,81	24,0	2,81								
Ajustamento de Aquisição de Energia	4,1	1,66	2,0	1,62	11,4	1,65	5,7	1,65	24,8	1,56	12,4	1,56	5,3	1,56	2,7	1,58	2,8	1,56	1,4	1,56	27,1	1,59	13,6	1,59								
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,04	0,0	0,00	-0,1	-0,01	-0,1	-0,03	-0,3	-0,02	-0,2	-0,03	-0,1	-0,03	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	-0,3	-0,02	-0,2	-0,02								
Sobreproveito	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	-0,1	-0,01	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	-0,1	-0,01	0,0	0,00								
Terrenos	0,7	0,28	0,3	0,24	1,9	0,28	0,9	0,26	4,0	0,25	2,0	0,25	0,9	0,26	0,4	0,23	0,5	0,28	0,2	0,22	4,4	0,26	2,2	0,26								
PPEC	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00								
<b>Total</b>	<b>-8,4</b>	<b>-3,40</b>	<b>-26,9</b>	<b>-21,80</b>	<b>-50,5</b>	<b>-7,33</b>	<b>-88,3</b>	<b>-25,62</b>	<b>-262,2</b>	<b>-16,48</b>	<b>-268,0</b>	<b>-33,70</b>	<b>-35,3</b>	<b>-10,36</b>	<b>-43,3</b>	<b>-25,42</b>	<b>-9,1</b>	<b>-5,06</b>	<b>-32,0</b>	<b>-35,58</b>	<b>28,6</b>	<b>1,67</b>	<b>-279,2</b>	<b>-32,70</b>								
<b>Redução (€/MWh)</b>	<b>18,4</b>				<b>18,3</b>				<b>17,2</b>				<b>15,1</b>				<b>30,5</b>				<b>34,4</b>											
<b>Redução (%)</b>	<b>540%</b>				<b>250%</b>				<b>104%</b>				<b>145%</b>				<b>603%</b>				<b>2052%</b>											

CONSELHO TARIFÁRIO

O CT destaca que, na atual proposta de tarifário, as maiores reduções de CIEG, em termos absolutos e percentuais, ocorrem nos níveis de tensão BTN  $\leq$  20,7 kVA (- 34,4 €/MWh; - 2052%), BTN > 20,7 kVA (- 30,5 €/MWh; - 603%).

Nesta proposta excecional de tarifas, verifica-se uma significativa alteração na redistribuição dos CIEG nos diferentes níveis de tensão face às atuais Tarifas, questionando o CT a razão desta alteração.

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 Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias que se apresenta de seguida:

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	-0,0017	-0,0204	-0,0204	-0,0204	-0,0204
AT	4	-0,0017	-0,0243	-0,0243	-0,0244	-0,0244
MT	4	-0,0017	-0,0344	-0,0344	-0,0345	-0,0345
BTE	4	-0,0017	-0,0253	-0,0253	-0,0254	-0,0254
BTN>	3	-0,0017	-0,0354	-0,0354	-0,0355	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	-0,0315	-0,0314	-0,0315	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	-0,0314		-0,0315	
BTN simples	1	-0,0017	-0,0314			

Fonte: ERSE (Quadro 4-15 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 74.

Como se depreende do quadro supra deixa de ser imposto 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 Uso Global do Sistema 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 resulta no quadro infra:

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	-0,0017	-0,0192	-0,0192	-0,0192	-0,0192
AT	4	-0,0017	-0,0231	-0,0231	-0,0232	-0,0232
MT	4	-0,0017	-0,0332	-0,0332	-0,0333	-0,0333
BTE	4	-0,0017	-0,0239	-0,0240	-0,0241	-0,0241
BTN>	3	-0,0017	-0,0340	-0,0341	-0,0342	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	-0,0301	-0,0301	-0,0302	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	-0,0301		-0,0302	
BTN simples	1	-0,0017	-0,0301			

Fonte: ERSE (Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 74.

O CT releva a redução da tarifa UGS aqui proposta.

## **C.2.2. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

### **C.2.2.1. DEVOLUÇÃO ANTECIPADA DE BENEFÍCIOS**

O CT considera esta revisão excecional das tarifas em 2022 fundamental para assegurar uma maior estabilidade tarifária face ao atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade, permitindo mitigar, no Continente, os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução das tarifas de Acesso às Redes.

A redução proposta resulta da devolução antecipada aos consumidores de benefícios superiores aos inicialmente previstos decorrentes do diferencial de preço médio de mercado, dos custos com a produção em regime especial (PRE) e com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), bem como de receitas adicionais dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.

### **C.2.2.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

A variação das tarifas de Acesso às Redes, entre 2022 e 2021, integrando em 2022 o valor das tarifas resultantes da fixação excecional prevista e com efeitos a partir de 1 de julho de 2022, apresenta reduções muito significativas em todos os níveis de tensão, como documentado no quadro infra constante da proposta em análise.

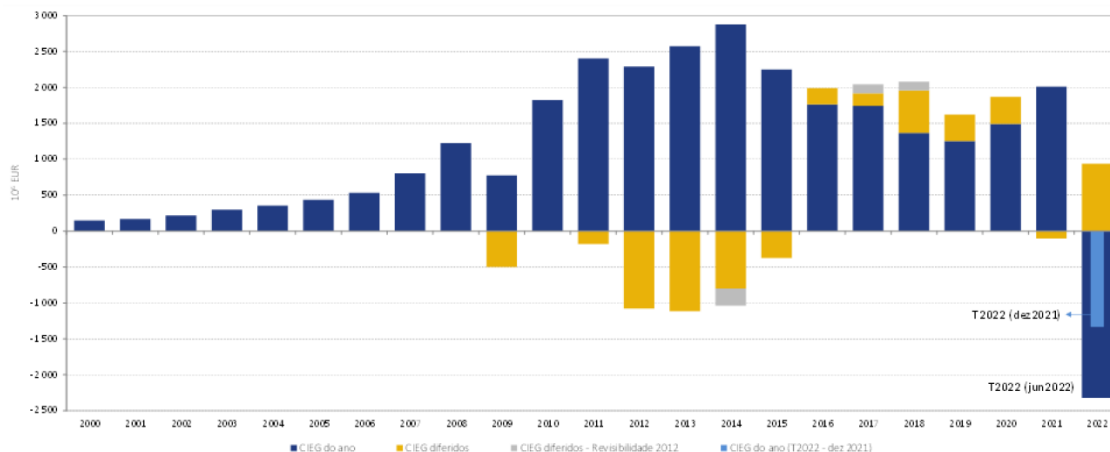
	Varição 2021 / 2022
Tarifas de Acesso às Redes em MAT	-134,4%
Tarifas de Acesso às Redes em AT	-126,5%
Tarifas de Acesso às Redes em MT	-113,0%
Tarifas de Acesso às Redes em BTE	-75,1%
Tarifas de Acesso às Redes em BTN	-68,4%

Fonte: Comunicado da ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág.2.

A redução das tarifas de Acesso às Redes é o resultado de um decréscimo acentuado na tarifa de Uso Global do Sistema, resultado da diminuição dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), que se traduzem num benefício para o sistema, superior ao estimado no exercício tarifário de dezembro de 2021, conforme ilustrado na figura seguinte.



Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Fonte: Comunicado da ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág.3.

**C.2.2.3. CONCLUSÕES FINAIS**

1. O CT alerta para o facto de que, embora se confirmem os valores médios da ERSE, os valores reais efetivos para cada grupo de consumo poderem ser consideravelmente diferentes, para mais ou para menos. Contudo o CT não pode deixar de relevar o efeito positivo, no Continente, desta redução nas empresas e nas famílias.
2. A variação agora proposta para as TAR serão, em valor absoluto, as apresentadas no quadro seguinte, onde se verifica que não há alteração no termo de potência:

	Variação das TAR (EUR/kWh)				Variação das potências EUR/kW.dia	
	ponta	cheia	vazio	s.vazio	Pot. Contr.	Pot. H. de Ponta
<b>BTE</b>						
1º semestre 2022 =	-0,0182	0,0047	0,0037	0,0022	0,0197	0,4736
2º semestre 2022 =	-0,0135	-0,0150	-0,0178	-0,0193	0,0197	0,4736
Variação 1º/2º semestre 2022	0,0047	-0,0197	-0,0215	-0,0215	0	0
<b>MT</b>						
1º semestre 2022 =	-0,0799	0,0000	0,0000	0,0000	0,0161	0,2198
2º semestre 2022 =	-0,0287	-0,0293	-0,0308	-0,0308	0,0161	0,2198
Variação 1º/2º semestre 2022	0,0512	-0,0293	-0,0308	-0,0308	0	0
<b>AT</b>						
1º semestre 2022 =	-0,0320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0005	0,1241
2º semestre 2022 =	-0,0213	-0,0215	-0,0220	-0,0220	0,0005	0,1241
Variação 1º/2º semestre 2022	0,0107	-0,0215	-0,0220	-0,0220	0	0
<b>MAT</b>						
1º semestre 2022 =	-0,0054	0,0000	0,0000	0,0000	0,0026	0,0551

	Variação das TAR (EUR/kWh)				Variação das potências EUR/kW.dia	
	ponta	cheia	vazio	s.vazio	Pot. Contr.	Pot. H. de Ponta
2º semestre 2022 =	-0,0185	-0,0186	-0,0187	-0,0187	0,0026	0,0551
Variação 1º/2º semestre 2022	-0,0131	-0,0186	-0,0187	-0,0187	0	0

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		jul/22	jan/22	Var.	Var. %
<b>Potência contratada</b>		<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>
Tarifa tri-horária	27,6	0,7232	0,7232	0,0000	0,0%
	34,5	0,9040	0,9040	0,0000	0,0%
	41,4	1,0848	1,0848	0,0000	0,0%
<b>Energia ativa</b>		<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0919	0,1168	-0,0249	-21,3%
	Horas cheias	-0,0099	0,0223	-0,0322	-144,4%
	Horas de vazio	-0,0284	0,0080	-0,0364	-455,0%

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)		jul/22	jan/22	Var.	Var. %
<b>Potência contratada</b>		<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>	<b>EUR/dia</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301	0,0301	0,0000	0,0%
	2,3	0,0603	0,0603	0,0000	0,0%
	3,45	0,0904	0,0904	0,0000	0,0%
	4,6	0,1205	0,1205	0,0000	0,0%
	5,75	0,1507	0,1507	0,0000	0,0%
	6,9	0,1808	0,1808	0,0000	0,0%
	10,35	0,2712	0,2712	0,0000	0,0%
	13,8	0,3616	0,3616	0,0000	0,0%
	17,25	0,4520	0,4520	0,0000	0,0%
20,7	0,5424	0,5424	0,0000	0,0%	
<b>Energia ativa</b>		<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>
Tarifa simples		-0,0019	0,0340	-0,0359	-105,6%
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0090	0,0454	-0,0364	-80,2%
	Horas de vazio	-0,0244	0,0108	-0,0352	-325,9%
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0894	0,1267	-0,0373	-29,4%
	Horas cheias	-0,0121	0,0240	-0,0361	-150,4%
	Horas de vazio	-0,0244	0,0108	-0,0352	-325,9%

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		jul/22	jan/22	Var.	Var. %
<b>Potência</b>		<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>
	Contratada	0,0262	0,0262	0,0000	0,0%
<b>Energia ativa</b>		<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0919	0,1168	-0,0249	-21,3%
	Horas cheias	-0,0099	0,0223	-0,0322	-144,4%
	Horas de vazio	-0,0284	0,0080	-0,0364	-455,0%

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		jul/22	jan/22	Var.	Var. %
<b>Potência</b>		<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>	<b>EUR/(kW.dia)</b>
	Contratada	0,0262	0,0262	0,0000	0,0%
<b>Energia ativa</b>		<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>	<b>EUR/kWh</b>
Tarifa simples		-0,0019	0,0340	-0,0359	-105,6%
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0090	0,0454	-0,0364	-80,2%
	Horas de vazio	-0,0244	0,0108	-0,0352	-325,9%
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0894	0,1267	-0,0373	-29,4%
	Horas cheias	-0,0121	0,0240	-0,0361	-150,4%
	Horas de vazio	-0,0244	0,0108	-0,0352	-325,9%

3. De referir que o impacto total nos consumidores em mercado liberalizado depende não apenas das tarifas de Acesso às Redes, mas também da componente de energia adquirida por cada comercializador. Considerando a subida de preços registada no mercado grossista de eletricidade, será possível com a redução substancial das tarifas de Acesso às Redes minorar os efeitos adversos da subida de preços no mercado grossista de eletricidade.

### C.2.3. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

1. Em 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas em MAT, AT e MT. A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, estabeleceu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência desta Lei, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTE, para 31 de dezembro de 2022.
2. A revisão proposta da tarifa de energia e do uso global do sistema implica a atualização das tarifas transitórias em BTE e BTN, uma vez que estas são determinadas pela soma das tarifas de energia, das tarifas de comercialização e das tarifas de acesso às redes. Assim, as alterações resultantes das tarifas transitórias são indicadas no quadro seguinte.

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

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
<b>BTE</b>	4,9%	4,3%
<b>BTN</b>	1,1%	-2,6%

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág. 6

3. A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, considerando os preços em vigor em junho de 2022 corresponde a 4,3% e -2,6%, para BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios, entre o ano de 2022 e o ano de 2021, verifica-se uma variação de 4,9% para os clientes em BTE e de 1,1% para os clientes em BTN.
4. Salienta-se ainda que a evolução entre os anos de 2021 e 2022 tem em consideração a totalidade das atualizações tarifárias em cada um dos anos. A evolução entre junho e julho de 2022 considera, em junho de 2022, as tarifas atualmente em vigor com a atualização da tarifa de abril de 2022, e em julho de 2022 as tarifas em vigor a partir dessa data.
5. O CT anota a mitigação dos acréscimos na fatura dos consumidores em BTN, em Portugal Continental, num contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevados nos mercados grossistas de eletricidade.

**C.2.4. TARIFAS A APLICAR PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO**

1. Para os fornecimentos em MAT, AT e MT o CUR deverá aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, associadas a cada um destes níveis de tensão, facto que o CT regista positivamente, em respeito pelo princípio da aditividade tarifária.
2. Nesta proposta extraordinária de tarifas verifica-se a atualização da tarifa de energia e das tarifas de acesso, tendo-se mantido a tarifa de comercialização.

**C.2.5. TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

De acordo com a proposta de revisão excecional de tarifas do setor elétrico submetida à apreciação do CT, as tarifas de Venda a Clientes Finais propostas para as regiões autónomas apresentam as seguintes variações:

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

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
<b>MT</b>	10,1%	2,4%
<b>BTE</b>	6,1%	2,4%
<b>BTN</b>	5,4%	2,4%

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

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
MT	12,3%	2,3%
BTE	5,3%	2,3%
BTN	5,0%	2,3%

Fonte: ERSE Proposta de tarifas e preços para a anergia elétrica de julho a dezembro 2022

Como se observa, para os diferentes níveis de tensão, as variações propostas para as tarifas de Venda a Clientes Finais nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, considerando os preços em vigor em junho de 2022, correspondem a +2,4% e +2,3%, respetivamente.

Não obstante, na informação veiculada através do comunicado de imprensa emitido pela ERSE, o CT regista novamente uma total ausência de informação relativamente às tarifas reguladas das regiões autónomas, e destaca que o mesmo contempla a seguinte alusão:

*“Mercado Regulado*

*Tarifas transitórias de venda a clientes finais – para os consumidores que permaneçam no mercado regulado (921 mil clientes que representam 6% do consumo total) ou que, estando no mercado livre, tenham optado por tarifa equiparada, a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal (BTN) proposta corresponde a uma redução -2,6%, face aos valores atualmente em vigor.”*

O comunicado de imprensa emitido pela ERSE, sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em análise, constitui a única informação disponível para os consumidores até ao processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. Neste sentido, o CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que este documento, para além de refletir a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fosse complementado com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas.

Salienta-se que as tarifas das regiões autónomas são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões. Este facto, no entendimento do CT, deveria motivar o esclarecimento da evolução tarifária prevista que, em 2022, assume relevante importância quando se constata variações tarifárias muito distintas e em sentidos opostos entre as tarifas do CUR no continente (-2,6%) e as tarifas das regiões autónomas (+2,4% e +2,3% na Região Autónoma dos Açores e da Madeira, respetivamente).

Não deixando de registar a evolução positiva do teor e do âmbito dos comunicados da ERSE nos últimos anos, não pode o CT deixar de atender às implicações que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores, criando, inclusivamente, falsas expectativas junto dos consumidores das regiões autónomas.

Adicionalmente, no contexto macroeconómico atual, que se traduz num acréscimo de dificuldades quer para as famílias quer para as empresas, o CT constata que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas impactam de forma muito significativa nos consumidores dessas regiões.

Dos esclarecimentos prestados ao CT em 10 de maio de 2022, a ERSE explicitou que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas, decorrem do cenário tarifário assumido pela ERSE, designadamente da implementação de variações uniformes nos diferentes níveis de tensão e tipos de

fornecimento. Segundo refere a ERSE, num cenário em que se implementassem variações diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento, decorrentes da estrutura da tarifa aditiva em cada caso, os resultados seriam os seguidamente apresentados:

Quadro 1 - Variações tarifárias nas Regiões Autónomas entre junho e julho de 2022, por cenário tarifário

	Variações uniformes (Proposta de Tarifas)		Variações diferenciadas	
	RAA	RAM	RAA	RAM
MT	2,4%	2,3%	11,4%	10,9%
BTE	2,4%	2,3%	9,6%	9,6%
BTN	2,4%	2,3%	-2,4%	-2,4%
<b>TOTAL</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,3%</b>

Fonte: ERSE (resposta a questão colocada pelo CT recebida em 10 de maio)

Através do quadro anterior, o CT verifica que em ambas as regiões e no cenário tarifário adotado pela ERSE, a variação tarifária nos níveis de tensão superiores é significativamente mitigada pelo aumento das tarifas na BTN em +2,4% e em +2,3%, na RAA e na RAM, respetivamente. Ao contrário, no cenário tarifário de variações diferenciadas este grupo de consumidores teria uma diminuição das tarifas em -2,4%, evolução semelhante à verificada em Portugal continental.

Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta de revisão tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo, para que se possam aplicar variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional e se procure minimizar a subsídição cruzada entre grupos de consumidores.

O CT considera que deve ser possível acomodar esta opção à luz do regulamento tarifário existente e também reconhece que esta sua recomendação determinará impactes nos desvios tarifários, a recuperar posteriormente, mas entende que, no atual contexto, é relevante dar um sinal regulatório no mesmo sentido que no continente, atento inclusive à expectativa dos consumidores das Regiões Autónomas criada pelo comunicado de imprensa publicado pela ERSE.

#### D. ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

A ERSE finaliza a documentação sobre a sua “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022” com os habituais elementos analíticos que permitem observar os impactes das propostas apresentadas nas tarifas das atividades reguladas entre os anos 2021 <sup>(7)</sup> e 2022 <sup>(8)</sup>.

É possível aferir os impactes na perspetiva da evolução dos preços médios (proveitos em €/consumo de energia elétrica em kWh) ao nível

- a) das tarifas por atividade;
- b) das tarifas de Acesso às Redes;
- c) dos preços médios de referência de Venda a Clientes Finais;
- d) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso;
- e) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA;

<sup>7</sup> As «Tarifas 2021» consideram o impacte anualizado das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.

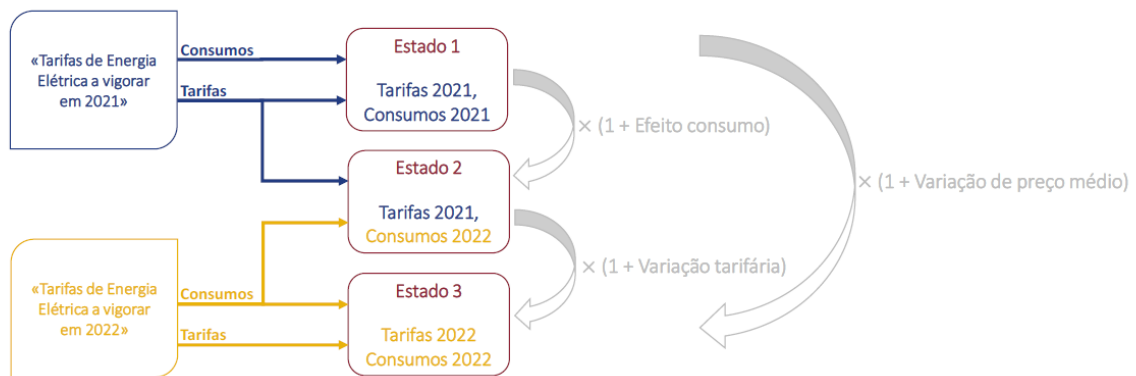
<sup>8</sup> As «Tarifas 2022» consideram o impacte anualizado da revisão trimestral a vigorar a partir de abril de 2022 e o efeito da atual revisão excecional de tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

f) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

Adicionalmente, são ainda apresentadas análises sobre a convergência para a tarifa aditiva e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.

A ERSE ventila a variação do preço médio, para cada impacte nas tarifas reguladas, no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas (variação tarifária) e, por outro lado, à variação que decorre da alteração da estrutura de consumo (efeito consumo). Em termos algébricos, como salienta o regulador, a variação do preço médio corresponde a:

$$(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$$



Fonte: ERSE (Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio), pág. 138.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre o ano 2021 e o ano 2022 traduz a alteração dos preços das tarifas (incluindo os efeitos das atualizações trimestrais da tarifa de energia, em 2021 e 2022, e a presente proposta de fixação excepcional de tarifas), assumindo a estrutura de consumos do ano 2022.

Dada a exaustividade desta análise, o CT aponta de seguida os elementos mais relevantes.

**D.1. TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA**

A tarifa de **Uso Global do Sistema** apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022 (-139,5%), com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022. A justificação reside, como já referido ao longo deste parecer, nos valores negativos do diferencial de custo CAE e dos diferenciais de custo da PRE repercutidos em 2022, incluindo o diferencial de custo da PRE renovável, bem como por transferência de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com o produto da CESE, assim como os saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

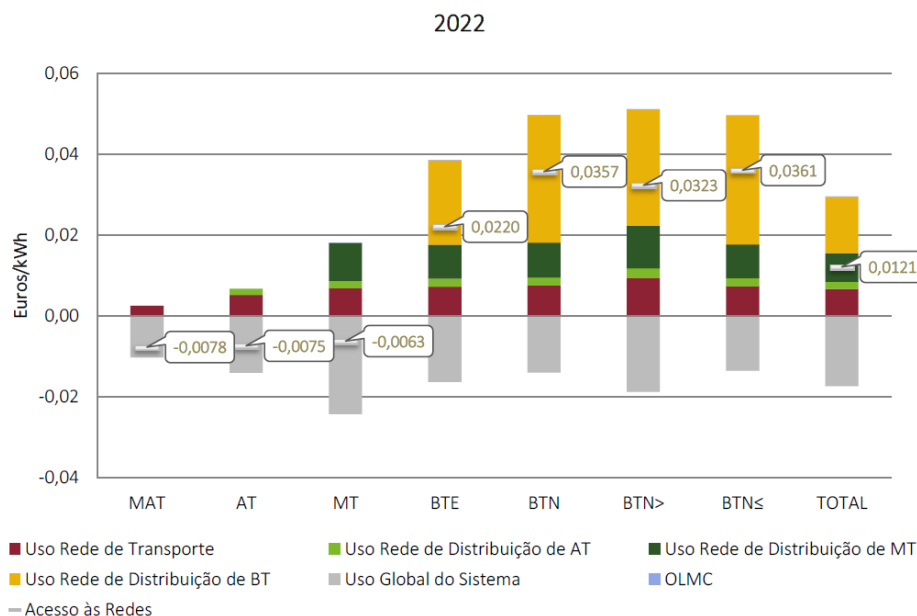
Consequentemente, verifica-se na **tarifa de acesso**, globalmente, um decréscimo significativo do seu preço médio, -83,2%, entre 2021 e 2022. Recorda o CT que a mesma já tinha conhecido uma redução de -66% no processo de fixação de tarifas a vigorar no início de 2022.

No caso da **tarifa de energia** assiste-se a um acréscimo significativo de +127,6% do preço médio, e no caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +10,3% no preço médio, em referência ao que vigorou em 2021.

## D.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE aponta as variações tarifárias, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão, com a respetiva discriminação por atividade. Todos os níveis de tensão conhecerão, em 2022, uma nova diminuição face ao ano anterior, com variações globais entre os -134,4% para a MAT e -68,4% para a BTN.

Tomando como referência o preço médio, assinala-se que a proposta em análise para o 2º semestre de 2022 conduz a preços médios negativos para as tarifas de acesso em MAT, AT e MT, como resultado da significativa redução dos CIEG embutidos na parcela II da tarifa de uso global do sistema. O gráfico abaixo apresentado evidencia o impacto no preço médio das tarifas de acesso por nível de tensão, para o ano de 2022, ou seja, contemplando a aplicação da presente proposta de revisão para os 6 últimos meses do ano.



Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 146.

## D.3. PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Com base nas tarifas aditivas de venda a clientes finais, que correspondem à melhor aproximação dos preços eficientes que deveriam ser praticados no mercado retalhista (incluindo mercado regulado e liberalizado) no cenário de um funcionamento totalmente otimizado pelas regras da concorrência, é de concluir que os preços médios de referência de venda a clientes finais sofrem uma variação global de +12% entre 2021 e 2022, essencialmente fruto de um aumento tarifário, ou seja, um impacto marginal resultante da alteração da estrutura de consumo.

Por outras palavras, neste cenário de preços de referência, ou tarifas aditivas, sem prejuízo de não ser totalmente compensado, o decréscimo da UGS amortece o impacto do acréscimo do preço da energia.



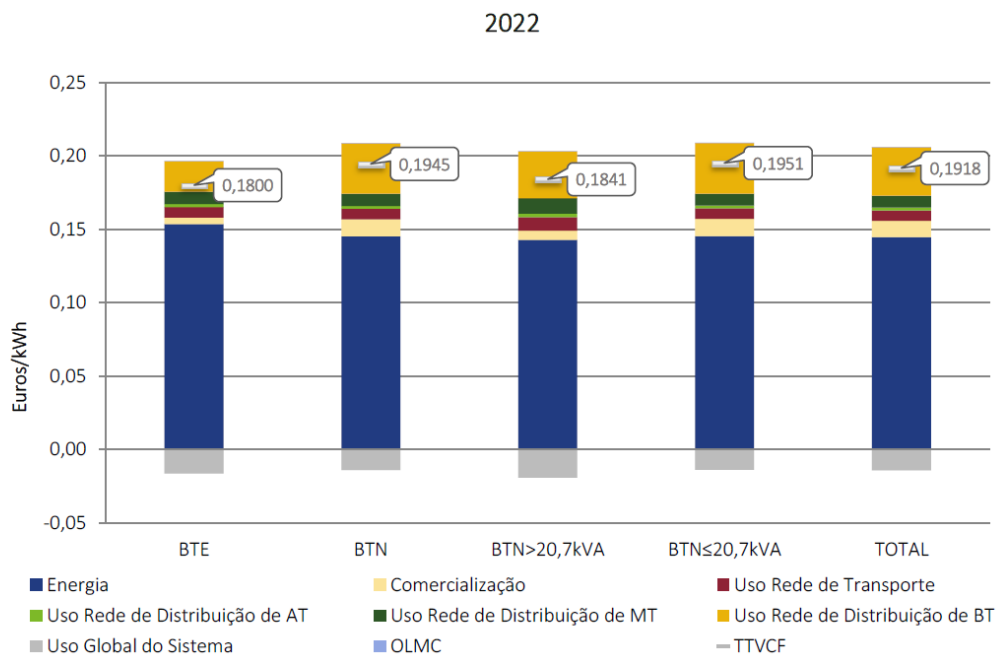
#### D.4. PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As Tarifas Transitórias de Venda a Clientes finais (TTVCF) são as tarifas a ser aplicadas pelo CUR para os clientes do mercado regulado no continente.

Para o exercício comparativo de evolução do preço em 2022, onde os preços em 2022 integram a decisão tarifária de janeiro de 2022, a revisão trimestral ocorrida em 1 de abril de 2022 e a proposta ora apresentada com preços a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, assinala-se um acréscimo de preço médio para as tarifas reguladas. Assim, face a 2021:

- A BTE conhece um acréscimo de preço médio de 5,6% (variação tarifária de 4,9%)
- A BTN conhece um acréscimo de preço médio de 2,1% (variação tarifária de 1,1%)
  - BTN> + 2,7% (variação tarifária de 1,4%)
  - BTN< +2,0% (variação tarifária de 1,0%)

Em síntese, os preços médios das TTVCF que se esperam durante o ano de 2022 estão representados na figura seguinte:



Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 161.

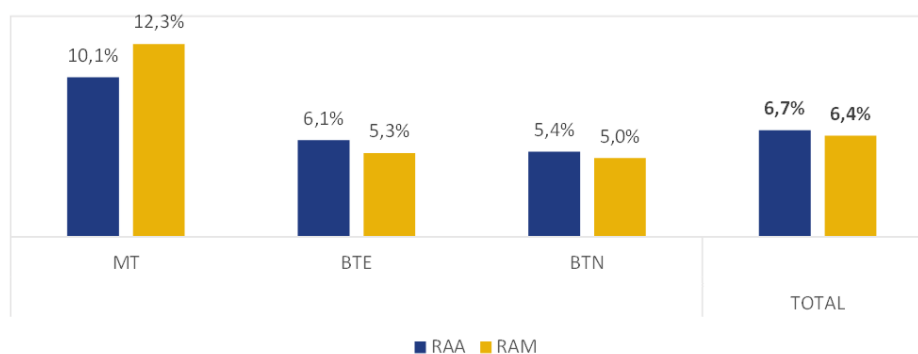
Sendo as tarifas de BT praticadas pelo CUR um importante sinal para o mercado, e para as opções do consumidor na escolha do seu comercializador, assiste-se a um acréscimo do preço médio em 2022 apesar do forte impacto da redução das tarifas de acesso, detalhadamente exposta na proposta do regulador. Significa que foi possível moderar o aumento de preço médio face à tendência altista dos mercados grossistas, muito fruto da estrutura e organização do mercado português, mas foi impossível

contrariar totalmente esse impacte. O CT fica naturalmente expectante face à evolução real nos próximos meses.

#### D.5. PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

No que diz respeito às regiões autónomas, mercados totalmente regulados, a variação tarifária para os diferentes níveis de tensão, entre 2021 e 2022, pode ser resumida no gráfico seguinte:

Figura 2 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022



Fonte: ERSE, resposta em 10 de maio de 2022 ao pedido de esclarecimento adicional do CT.

Apesar da opção da ERSE de implementação de variações uniformes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento para o segundo semestre de 2022, é de assinalar uma variação tarifária mais pronunciada das tarifas reguladas de venda clientes finais quando o referencial passa a ser anual. A evolução do preço médio, ou seja, contemplando o efeito consumo, conduz genericamente ao mesmo sentido conclusivo.

De notar que este critério, de análise aos anos tarifários em termos médios, corresponde ao critério geral adotado pela ERSE na sua documentação.

A convergência tarifária, em termos médios, é apenas assegurada globalmente para cada Região Autónoma, mas não em cada nível de MT, BTE e BTN, ou seja, constata-se que o ano 2022 representa uma deterioração na convergência tarifária por nível de tensão.

A situação atípica que se vive nos mercados energéticos europeus está a ter um impacto tarifário mais pronunciado nas regiões autónomas dado que o mecanismo de convergência atua face às tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.

O CT recomenda que a ERSE analise possíveis evoluções do mecanismo de convergência que permitam mitigar, de forma mais expressiva, as perturbações que possam ocorrer singularmente nos mercados de energia de referência.

## D.6. CONVERGÊNCIA PARA A TARIFA ADITIVA

Como muito bem referido pelo regulador, “para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por tarifa aditiva. (...)”.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual através do mecanismo de convergência estabelecido no Regulamento tarifário. Esse mecanismo estabelece que, no caso de a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à variação máxima predefinida, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa de Venda a Clientes Finais. Simultaneamente, o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. O objetivo é, portanto, o de definir tarifas de venda a clientes finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, mas com limites como forma de proteção face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

Para as tarifas de venda a clientes finais a vigorar a partir de 1 de julho de 2022 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em junho de 2022:

Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência

Região	Nível	Variação tarifária média Jul 2022 / Jun 2022	Variação máxima por preço Jul 2022 / Jun 2022
Portugal continental	BTN	-2,6%	-2,6%
Região Autónoma dos Açores	MT	2,4%	2,4%
	BTE	2,4%	2,4%
	BTN	2,4%	2,4%
Região Autónoma da Madeira	MT	2,3%	2,3%
	BTE	2,3%	2,3%
	BTN	2,3%	2,3%

Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 169.

Objetivamente, igualando a variação máxima do mecanismo de convergência à variação tarifária média, como proposto pela ERSE, significa que se opta por um cenário de variação uniforme de todos os preços. A consequência mais imediata desta opção é um “stand-by” do processo de convergência para as tarifas aditivas.

A ERSE sustenta a sua opção pelo momento verdadeiramente atípico de funcionamento dos mercados onde, como consequência direta, a estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes em 2022 (e 2021) é muito diferente dos anos anteriores, preferindo esperar por um regresso a uma estrutura de preços mais próxima de anos anteriores para depois retomar o processo de convergência tarifária.

O CT entende a posição da ERSE ao optar por um cenário de variação uniforme dos preços, mas sublinha que o regulador parte do princípio de um “regresso à normalidade num prazo curto”, quando tal não está efetivamente assegurado.

Assim, o CT recomenda que a ERSE coloque na sua reflexão a possibilidade de uma maior persistência do cenário de forte volatilidade e instabilidade dos mercados, ponderando opções e respostas regulamentares alternativas para a evolução tarifária.

### III

#### RECOMENDAÇÕES

O CT entende serem de salientar as recomendações que se elencam de seguida:

- a. O CT reitera a necessidade de serem definidas tarifas adaptadas à operação de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, uma vez que esta atividade nunca foi objeto de estudo específico;
- b. O CT reitera a recomendação constante do seu Parecer à Proposta de Tarifas para 2022 que o "mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização", previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor 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;
- c. O comunicado de imprensa emitido pela ERSE, sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em análise, constitui a única informação disponível para os consumidores até ao processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. Neste sentido, o CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que este documento, para além de refletir a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fosse complementado com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas;
- d. O CT recomenda que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta de revisão tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo, para que se possam aplicar variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional e se procure minimizar a subsídição cruzada entre grupos de consumidores;
- e. O CT volta a chamar a atenção para a evolução das tarifas a médio prazo, em particular a partir de 2023, pelas seguintes preocupações já manifestadas em Parecer anterior:
  - a. O patamar de nivelamento dos preços nos mercados grossistas para o futuro é ainda incerto. Isto significa que o sinal de recuperação do custo da PRE poderá não se manter ou não ser tão expressivo;
  - b. O envelope de "assistência financeira" excecional poderá não se repetir nos próximos anos, muito por força, entre outras, das prioridades consideradas em cada ciclo político;
  - c. A necessidade de prosseguir o caminho para a eliminação da dívida tarifária.
- f. Nesse sentido, o CT volta a sugerir que a ERSE, na sua comunicação final sobre as tarifas, coloque oportuna e adequadamente uma mensagem clara indicando que o nível tarifário de 2022 é reflexo de circunstâncias muito próprias e conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos. A chamada de atenção poderá ser mais incisiva por nível de tensão, atento o tratamento diferenciado ocorrido neste exercício.

- g. O CT recomenda que a ERSE coloque na sua reflexão a possibilidade de uma maior persistência do cenário de forte volatilidade e instabilidade dos mercados, ponderando opções e respostas regulamentares alternativas para a evolução tarifária.

**IV**  
**CONCLUSÕES**

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

**Em 20 de maio de 2022**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

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

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

**Abstenção: 0 (zero)**

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **33 (trinte e três)** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **20 (vinte)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **18 (dezoito)** contendo sentidos de voto;
- **2 (duas)** contendo declarações de voto.

o que perfaz um total de folhas **53 (cinquenta e três)**.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Jorge Mendonça e Costa</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)	Anexo 5	—	—
<b>Luís Plácido</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 6	—	—
<b>Ricardo Pacheco</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Iberdrola)	Anexo 7	—	—
<b>Sandra Pinto</b> Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade)	Anexo 8	—	—
<b>Alexandre Rodrigues</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 9	—	—
<b>Rui Bernardo</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDPD)	Anexo 10	—	—
<b>Vinay Pranjivan</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 11	—	—



NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 12	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 13	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 14	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 15	—	—
<b>Vítor Machado</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (DECO)	—	—	—
<b>Ricardo Nunes</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**

**Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 –  
Fixação Excecional**

## **VOTO**

**Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT**, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção eléctrica, relativo ao parecer sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de Julho a Dezembro de 2022”**, com a declaração de voto anexa.

**Jorge Mendonça e Costa**

**Lisboa, 20 de Maio de 2022**

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário**

**Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 –  
Fixação Excecional**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

Na qualidade de representante dos consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT, saliento a importância que a redução das tarifas de acesso às redes (TAR) tem na mitigação da escalada de preços da energia elétrica nos mercados grossistas.

A recuperação dos sobre-proveitos da produção em regime especial (PRE) teve um impacto muito significativo na redução dos *Custos de Interesse Económico Geral* (CIEG) que, percentualmente, atingiram mais de 2.000% na BTN ( $\leq 20,7$  kVA), com uma redução nominal superior a 34 €/MWh.

Nos níveis de tensão mais elevados (e.g. MAT, AT e MT), onde se encontram ligados a grande maioria dos clientes empresariais, as reduções foram muito mais modestas e compreendidas entre 17,2 e 18,4 €/MWh (reduções entre 104% e 540%).

Tendo em conta a situação extraordinária que se atravessa, pautada por um recrudescimento pandémico e uma situação de conflito armado na Europa com reflexos no preço da energia, é urgente apoiar o tecido produtivo nacional, pelo que se perde uma oportunidade única para proceder a um melhor balanceamento dos custos do sistema pelos diversos níveis de tensão, em particular no que respeita à tarifa de Uso Global do Sistema na sua componente de CIEG e com reflexos na TAR.

**Lisboa, 20 de Maio de 2022**

**Jorge Mendonça e Costa**

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário**  
**Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE  
JULHO A DEZEMBRO DE 2022 - Fixação Excepcional**

**VOTO**

**Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo ao parecer sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de Julho a Dezembro de 2022", com a declaração de voto anexa.**

**Com os meus melhores cumprimentos**

**20/maio/2022**



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE  
JULHO A DEZEMBRO DE 2022 – FIXAÇÃO EXCECIONAL”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor Elétrico 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 para a Energia Elétrica de Julho a Dezembro de 2022 – Fixação Excecional”***.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 20 de Maio de 2022

***Eduardo Quinta-Nova e***

***Célia Marques***



Ingride Pereira, representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 - Fixação excepcional”.

Lisboa, 20 de maio de 2022

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

(Ingride Pereira)

Exm.<sup>as</sup> Sr.<sup>as</sup> Presidente

Vice-Presidente,

Serve a presente para informar que votamos favoravelmente o presente parecer, porém, reservando-nos ao direito de com evoluir da situação podermos vir a reconsiderar, no futuro, a tomada de outra posição, vale dizer reponderar a nossa posição.

Atentamente

Com os meus melhores cumprimentos

O Secretário-geral da ACRA

Mário Agostinho Reis

20/maio/2022

**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 2022 – FIXAÇÃO EXCEPCIONAL”**

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, **voto favoravelmente**, na globalidade e na especialidade, o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 – FIXAÇÃO EXCEPCIONAL”**.

Ponta Delgada, 20 de maio de 2022

Assinado por: **LUÍS MIGUEL TAVARES PLÁCIDO**



Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores



Declaração de voto do representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre

**Conselho Tarifário da ERSE – secção do setor elétrico**

**Parecer sobre**

**Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excecional.**

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excecional.

Porto, 20 de maio de 2022,

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre

(Ricardo Pacheco)



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 2022 – fixação excecional”

\*\*\*\*\*

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 2022 – fixação excecional”.

Lisboa, 20 de maio de 2022

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 2022 - Fixação excepcional

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 2022.

Lisboa, 20 de maio de 2022

Alexandre Rodrigues

Caríssima Presidente,

Em representação da **E-REDES**, venho comunicar o **voto favorável** da empresa relativamente à versão final do Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de revisão de tarifas para a energia eléctrica de Julho a Dezembro de 2022.

**RUI BERNARDO**

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.

20/05/2022



Vinay Pranjivan, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade o parecer** relativo à **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excepcional”**.

Lisboa, 20 de maio de 2022

Vinay Pranjivan

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

**Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 – 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 relativo à **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional”**.

Lisboa, 20 de maio de 2022

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 2022”**.

Lisboa, 20 de maio de 2022

---

(Luis Vasconcelos)



Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 - Fixação excepcional”**

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre **“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 - Fixação excepcional”**.

Lisboa, 20 de maio de 2022

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica





**Declaração de voto** do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à *“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional”*

---

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 2022 – Fixação excecional”.

Funchal, 20 de maio de 2022

---

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira)

**PARECER SOBRE**

***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 – FIXAÇÃO EXCECIONAL “***

O representante dos Pequenos Comercializadores de Energia vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer emitido pela secção elétrica do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional”.

Lisboa, 20 de Maio de 2022

(Ricardo Nunes)



LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022 – FIXAÇÃO EXCEPCIONAL”**.

Lisboa, 20 de maio de 2022

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 deste Conselho referente à ***“Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excepcional”***.

Lisboa, 20 de maio de 2022