

**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO  
SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A  
ENERGIA ELÉTRICA DE 2025”**

Dezembro 2024

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>REGULAÇÃO E SUPERVISÃO.....</b>	<b>2</b>
2.1	Consultas públicas .....	2
2.2	Mecanismos de atualização das tarifas de acesso às redes e de energia.....	3
<b>3</b>	<b>PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA .....</b>	<b>4</b>
3.1	Atualização dos preços de energia elétrica e das outras <i>commodities</i> .....	4
3.2	Preço de venda da PRG adquirida pelo Agregador de Último Recurso (AUR) .....	5
3.3	Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes .....	6
3.4	Leilões de aprovisionamento do CUR e de venda da PRG adquirida pelo AUR .....	8
3.5	Medidas de contenção tarifária.....	9
3.6	Custos dos CMEC.....	10
3.7	Análise de sustentabilidade económica do SEN .....	10
<b>4</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS .....</b>	<b>11</b>
4.1	Metodologias para a determinação dos proveitos permitidos.....	11
4.1.1	Variação anual do IPIB .....	11
4.2	Ajustamentos provisórios de 2024 .....	13
4.2.1	Pressupostos considerados .....	13
4.2.2	<i>Spread</i> a aplicar aos ajustamentos de t-1 .....	13
4.3	Proveitos permitidos para 2025 .....	14
4.3.1	Proveitos permitidos do Operador da rede de Transporte.....	14
4.3.2	Proveitos permitidos do Agregador de último recurso.....	16
4.3.2.1	Compra e venda da produção com remuneração garantida – partilha de ganhos com a cessão da dívida tarifária.....	16
<b>5</b>	<b>TARIFAS E PREÇOS.....</b>	<b>20</b>
5.1	Repartição dos CIEG .....	20
5.2	Convergência tarifária nas Regiões Autónomas .....	20
5.3	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo.....	21
5.4	Estudo de atualização da localização dos períodos horários .....	22
5.5	Preços dos serviços regulados .....	23
<b>6</b>	<b>OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO.....</b>	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL .....</b>	<b>27</b>
<b>8</b>	<b>COMENTÁRIOS ÀS RECOMENDAÇÕES FINAIS DO CT .....</b>	<b>29</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 4 do artigo 207.º do Regulamento Tarifário (RT) <sup>1</sup> e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE <sup>2</sup>, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2024, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”, tendo o CT emitido parecer a 15 de novembro de 2024, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 207.º do RT.

Após a análise do parecer do CT, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2025.

As decisões tomadas neste processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025” e dos respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de *internet* da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”, as quais estão organizadas pelos temas abordados. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análises numa perspetiva de caracterização ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações, dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento, ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

---

<sup>1</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 146/2023, de 28 de julho de 2023, conforme alterado pelo Conselho de Administração da ERSE a 16 de dezembro de 2024, cuja publicação se aguarda em Diário da República.

<sup>2</sup> Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

## 2 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO

### 2.1 CONSULTAS PÚBLICAS

O CT sinaliza que a ERSE submeteu várias consultas, quase em simultâneo, o que, pelo facto de muitas matérias se interligarem, pode prejudicar as conclusões e opiniões apresentadas nos seus Pareceres e a respetiva consideração pela ERSE nos documentos finais. Por este motivo, o CT entende que a ERSE deve procurar antecipar as Consultas que não estejam sujeitas a prazos legalmente estabelecidos, de modo a minimizar a simultaneidade das consultas.

A ERSE toma boa nota desta recomendação. Releva-se que a ERSE tem procurado planear as Consultas Públicas (CP) com antecedência de modo a minimizar as sobreposições do período em que decorrem, do período de análise dos comentários e do momento da preparação dos documentos finais para encerramento, possibilitando dessa forma que os vários intervenientes tenham disponibilidade para se debruçarem sobre as mesmas, nomeadamente os Conselhos Tarifário e Consultivo.

No caso em apreço, para além da submissão da proposta tarifária e da proposta de repartição do financiamento da tarifa social em simultâneo, conforme recomendação do CT, havia matérias com impacto na proposta tarifária que desejavelmente deveriam ser tratadas em antecipação ou, preferencialmente, até à data de publicação das tarifas para 2025, a 15 de dezembro. Contudo, no início do 2.º semestre, a ERSE foi confrontada com um grande volume de solicitações externas e urgentes, que contribuíram para o atraso de alguns trabalhos planeados para os recursos disponíveis na ERSE, em concreto as CP n.º 123 - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico - e CP n.º 125 - Proposta de Diretiva – Mecanismo de contratualização de venda a prazo de Produção com Remuneração Garantida –, que se pretendiam submeter com maior antecedência ao Conselho Tarifário. Ainda assim, a ERSE procurou desfazer os prazos de receção de contributos das consultas públicas não sujeitas aos prazos regulamentares (a CP n.º 124 - Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para 2025 e ajustamentos de anos anteriores - terminou a 22 de novembro, a CP n.º 123 terminou a 27 de novembro e a CP n.º 125 terminou a 13 de dezembro), de modo a conferir alguma margem para a finalização dos respetivos pareceres pelos Conselhos.

A respeito da CP n.º 125 importa destacar que o tema foi, por diversas vezes, suscitado pelo CT, devendo, em acréscimo referir-se a existência de implicações cruzadas entre o estabelecimento de um modelo de colocação a prazo de energia proveniente de produção com remuneração garantida (leilões de Produção

com Remuneração Garantida (PRG)) e a própria definição de tarifas e preços para cada ano. De resto, estas implicações determinam a consequente existência de sinergias de análise do tema do modelo de leilões de PRG o que, aliado ao já mencionado desfasamento temporal das duas audições ao CT, permite, no entender da ERSE, uma avaliação mais consistente e integrada dos dois processos em tempo útil.

Não obstante, a ERSE, reconhecendo que a realização de várias consultas em simultâneo é muito impactante nos trabalhos dos Conselhos, procurará melhorar o planeamento das consultas sobre temas que não tenham prazos legais envolvidos.

## **2.2 MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DE ENERGIA**

O CT recomenda que a ERSE defina um mecanismo de atualização automática das tarifas de Acesso às Redes (TAR).

A ERSE esclarece que identificou complexidades adicionais na implementação de um mecanismo de revisão trimestral das tarifas, que permita ajustar simultaneamente as tarifas de Energia e as TAR. Estas complexidades requerem maior maturação e diálogo com os agentes sobre um mecanismo desta natureza e a necessidade de alargar a revisão a outros regulamentos para além do RT, de modo a assegurar a eficácia e operacionalização de um mecanismo com esta abrangência.

Desde logo, para que se assegure que todos os consumidores possam ser abrangidos por um mecanismo desta natureza, independentemente do seu comercializador, importaria rever aspetos da relação comercial. Esta revisão visaria induzir uma alteração atempada dos preços pelos comercializadores de mercado, em prazos consentâneos com uma maior periodicidade de fixação das TAR, mas que simultaneamente permitam proteger os consumidores, através de aviso prévio e envio de informação que lhes permita tomarem decisões sustentadas. Por outro lado, importa ouvir os agentes, em particular os comercializadores e grandes consumidores de energia, sobre os impactos que esta dinâmica tarifária poderá originar nos seus negócios, nomeadamente sobre os riscos a que podem ficar sujeitos nas suas estratégias de aprovisionamento e contratação de energia elétrica.

Finalmente, a ERSE pretende explorar outros instrumentos que possam contribuir para reduzir os impactos nas TAR da volatilidade dos preços no mercado *spot* de eletricidade, nomeadamente o mecanismo de contratualização da venda a prazo da PRG, sobre o qual foi lançada a Consulta Pública n.º 125.

### 3 PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA

#### 3.1 ATUALIZAÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E DAS OUTRAS *COMMODITIES*

O CT recomenda que a ERSE reflita nas suas estimativas as melhores previsões possíveis à data, minimizando deste modo os acertos futuros e reconhecendo o mais correto valor da dívida.

A ERSE toma boa nota desta recomendação, partilhando com o CT a preocupação que lhe está subjacente.

Na preparação da proposta tarifária para 2025, a ERSE considerou os preços reais e futuros de energia elétrica disponíveis até 18 de setembro de 2024, a data mais próxima da apresentação da proposta, em condições que permitissem a conclusão do processo, face a um conjunto de outros determinantes que só são conhecidos poucos dias antes da proposta tarifária.

Naturalmente, a ERSE está ciente que os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) são altamente sensíveis aos preços grossistas de energia elétrica, por serem fundamentalmente condicionados por contratos por diferenças face aos preços do mercado grossista.

Face à potencial variação dos CIEG decorrente da incerteza nos mercados grossistas de eletricidade e gás, e com novos desafios geopolíticos, e em linha com a recomendação do CT, na versão definitiva das tarifas publicada a 15 de dezembro de 2024, a ERSE considerou os valores mais recentes disponíveis dos preços nos mercados grossistas de eletricidade, tendo atualizado as suas previsões para o ano de 2024 e 2025, com dados até 30 de novembro.

Adicionalmente, e em linha com a recomendação do CT, a monitorização da evolução dos preços de energia elétrica durante 2025 será efetuada, quer pelo mecanismo de monitorização trimestral, quer pela avaliação contínua de desvios excessivos que possam pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas ou o bom funcionamento do mercado.

### 3.2 PREÇO DE VENDA DA PRG ADQUIRIDA PELO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO (AUR)

No seu parecer, o CT constata que na proposta apresentada, a diferença entre o preço capturado<sup>3</sup> pela venda da PRG no mercado, e o preço médio aritmético do mercado, se aproxima dos valores históricos, mas sinaliza que esta parcela negativa ainda se encontra abaixo dos valores ocorridos em 2021 e 2023. O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores citados no parecer do CT, tendo sido acrescentado o cálculo da percentagem da parcela de decréscimo do preço de venda da PRG relativamente ao preço médio de mercado.

**Quadro 3-1 – Preço médio de eletricidade no mercado grossista e parcela de decréscimo do preço de venda da PRG**

		Unid: EUR/MWh						
		2021 real	2022 real	2023 real	T2024 Dez2023	T2024 Mai2024	T2025 2024 estim	T2025 2025 prev
(1)	Preço médio de colocação da PRG em mercado	96,2	149,9	76,1	83,4	38,9	50,7	57,1
(2)	Preço médio de mercado	112,2	167,6	88,3	88,3	46,0	61,1	68,8
(3)=(1)-(2)	Decréscimo do preço de venda da PRG	-16,0	-17,7	-12,1	-4,9	-7,1	-10,4	-11,7
(3)/(2)	% decréscimo de venda da PRG	-14,3%	-10,5%	-13,7%	-5,5%	-15,4%	-17,0%	-17,0%

Nota: Os valores dos desvios apresentado pelo CT para 2021 e 2022 não são comparáveis com os desvios apresentados para os anos de 2023 e 2024, uma vez que incorporam o desvio relativo aos leilões da PRE, que inclui o apuramento do resultado do OMIP.

O comentário efetuado pelo CT, baseia-se na comparação dos valores em valor absoluto, em EUR/MWh. No entanto, tem de ser realçado que esta parcela depende de inúmeros fatores, em particular do perfil horário de produção da PRG adquirida e do perfil horário dos preços do mercado grossista. Estes preços variam ao longo do tempo, pelo que a evolução da parcela referente ao decréscimo do preço capturado pela PRG em relação ao preço médio de mercado não deveria ser avaliada apenas em valor absoluto, em EUR/MWh, mas sê-lo igualmente e preferencialmente em termos relativos face ao preço médio ocorrido no mercado.

Nesse sentido, o quadro anterior mostra que, em termos relativos, a parcela de decréscimo do preço de venda da PRG considerado pela ERSE para 2024 e 2025 (-17,0% do preço médio de mercado) está acima dos valores históricos percentuais de 2021 a 2023, cuja média é de -12,9% do preço médio de mercado. Adicionalmente, a avaliação desta parcela de decréscimo do preço de venda da PRG em períodos parcelares

<sup>3</sup> Preço médio da venda em mercado da energia elétrica da PRG pelo CUR.

do ano apresenta grande variabilidade, nomeadamente naqueles onde a volatilidade dos preços é maior devido à existência de muita produção renovável, como acontece por exemplo no 1.º e 2.º trimestres.

Face ao exposto, considera-se que a proposta submetida ao CT permite dar resposta à preocupação manifestada por este Conselho no seu comentário relativo ao decréscimo do preço base de venda da PRG. No entanto, a ERSE mantém algumas reservas sobre a representatividade do ocorrido entre 2021 e 2023 para a evolução futura do perfil de venda da PRG, em especial face à transformação que está a ocorrer a nível Ibérico do *mix* de produção de energia elétrica com origem renovável, optando por manter um valor acima da média desses anos em termos relativos, no cenário definitivo de tarifas. Esta incerteza justifica também a manutenção por parte da ERSE da monitorização da evolução da venda de PRG no mercado grossista.

Por último, refira-se que devido à atualização dos preços médios de mercado em 2024 e 2025 com os dados até 30 de novembro, entre a proposta e a decisão final, a previsão do valor para o decréscimo do preço base capturado pela PRG foi igualmente atualizado, para -10,4 EUR/MWh em 2024 e para -12,5 EUR/MWh em 2025, por forma a manter a relação percentual (face ao preço médio de mercado) da proposta enviada ao CT (-17,0%).

### **3.3 PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES**

O CT refere que o custo global de aquisição de energia para fornecimento do Comercializador de Último Recurso (CUR) para 2023, de 132,62 EUR/MWh, apresentado num quadro que lhe foi enviado pela ERSE no seguimento de um pedido de esclarecimento, posterior à apresentação da proposta tarifária, não é consistente com o valor de 136,27 EUR/MWh do Quadro 5-45, relativo ao ajustamento de 2023, do documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”. O CT refere ainda que o preço médio anual da energia elétrica em mercado em 2023, de 87,56 EUR/MWh, que consta do quadro enviado pela ERSE posteriormente à proposta tarifária, difere do preço médio de mercado nesse ano que decorre da informação publicada pelo OMIE, 88,27 EUR/MWh.

Estes dois comentários do CT mereceram a melhor atenção por parte da ERSE. Em primeiro lugar, importa esclarecer que os valores do quadro enviado posteriormente à proposta tarifária e do quadro 5-45 têm referenciais diferentes e que a diferença apontada pelo CT não tem impacto no cálculo do ajustamento de 2023. O valor médio de 2023 apresentado no quadro 5-45, de 136,27 EUR/MWh, tem em conta apenas a energia comprada no OMIE (líquida da energia vendida) para fornecimento a clientes, enquanto o valor

apresentado no outro quadro tem em conta o valor da energia comprada reportado pela SU eletricidade no âmbito do processo de tarifas, que inclui não só a energia comprada no OMIE, mas também a energia relativa ao acerto de contas do gestor de ofertas RNT e a energia referente à especialização da unidade de compra (valor acumulado).

No que se refere ao comentário relativo ao preço médio de mercado da energia elétrica no ano de 2023, esclarece-se que o valor de 87,56 EUR/MWh apresentado pela ERSE no Quadro 3-9 foi calculado considerando os preços diários e preços intradiários no OMIE. O facto de se incluírem preços intradiários no cálculo do preço médio anual implicou que o valor do acréscimo ao preço base fosse de 0,95 EUR/MWh, superior ao valor de 0,23 EUR/MWh reportado pela SU Eletricidade à ERSE na informação enviada para efeitos tarifários, com um preço base de mercado de 88,27 EUR/MWh, que apenas considera o mercado diário.

No entanto, face à questão levantada pelo CT, a ERSE reformulou o seu cálculo por forma a considerar apenas os preços diários no cálculo do preço médio anual. Adicionalmente, alterou-se o referencial do Quadro 3-9 para que apresente um valor correspondente ao do Quadro 5-45 do documento da proposta de proveitos e ajustamentos para 2025.

A respeito do comentário do CT sobre a definição do preço de aprovisionamento do CUR, importa reiterar que o interesse sempre enunciado para a existência de aquisições a prazo pelo CUR é o da antecipação e estabilização das condições de fixação do preço final, pelo que coexistem no aprovisionamento do CUR duas principais parcelas: a parcela de energia aprovionada a prazo e a parcela de energia aprovionada exposta a mercado *spot*.

Por outro lado, como decorre do modelo de aprovisionamento a prazo, a colocação neste referencial observa o critério da minimização dos riscos de volume, ou seja, sendo os produtos de contratação a prazo de entrega em carga base (seja a sua liquidação física ou financeira), o perfil que se lhes associa é plano, ao invés da parcela exposta a *spot* que ajusta para o perfil de compras da própria carteira. Não deve, assim, no entender da ERSE, sujeitar-se a parcela de contratação a prazo a um ajustamento para um perfil que, na verdade, não observa, razão pela qual se efetua tal ajustamento apenas na parcela de exposição ao mercado *spot*.

Deve ainda referir-se que a condição de liquidação financeira dos contratos a prazo adquiridos pelo CUR não determina a sua total exposição ao preço *spot*, o que, a ser assim, determinaria o desinteresse das colocações a prazo, já que não se estabilizaria o preço nem este era parcialmente antecipado aquando da

negociação a prazo. Acresce que, sendo a liquidação financeira de contratos a prazo uma opção de liquidação, a mesma não se pode dissociar da liquidação diária de margens, que, nos termos do funcionamento do mercado a prazo, assegura que o preço contratado corresponde ao real compromisso assumido nessa contratação.

Por fim, o CT sugere que se ajustem os custos adicionais previstos para 2024 e 2025, 8,32 EUR/MWh e 9,02 EUR/MWh, respetivamente, tendo em conta o valor ocorrido em 2023, 13,12 EUR/MWh. A ERSE esclarece que as estimativas que faz para anos futuros, com base em valores passados para este tipo de parcelas, não são feitas em valor absoluto, mas em valor relativo, pois a dimensão do acerto depende da dimensão do preço base de mercado. Como se pode observar no quadro infra, o peso destes custos, face ao preço médio de mercado, previsto pela ERSE para 2024 e 2025 está acima da média do valor real de 2022 e 2023 (9,8%)

**Quadro 3-2 – Decomposição custo médio de aquisição do CUR para fornecimento a clientes**

		Unid: EUR/MWh					
		2022 real	2023 real	T2024 Dez2023	T2024 Mai2024	T2025 2024 estim	T2025 2025 prev
(1)	Custo médio CUR	155,2	122,8	96,5	71,2	82,1	71,6
(2)	Preço médio de mercado	167,6	88,3	88,3	46,0	61,1	73,4
(3)	Acerto de contas Gestor de Ofertas RNT + Serviços do sistema (EUR/MWh)	5,2	9,7	4,0	3,0	6,9	7,3
(4) = (3)/(2)	% Acerto de contas + Serviços do sistema	3,3%	7,9%	4,2%	4,2%	8,4%	10,1%
(5)	Acerto de contas Gestor de Ofertas RNT + Serviços do sistema + Acréscimo para preço de mercado (EUR/MWh)	7,2	13,5	5,9	5,3	8,3	8,5
(5)/(2)	% Acerto de contas Gestor de Ofertas RNT + Serviços do sistema + Acréscimo para preço de mercado	4,3%	15,3%	6,6%	11,5%	13,5%	11,6%

### 3.4 LEILÕES DE APROVISIONAMENTO DO CUR E DE VENDA DA PRG ADQUIRIDA PELO AUR

O CT reitera o interesse nos leilões de aquisição do CUR em referenciais a prazo, o que a ERSE acompanha. De resto, este mecanismo de aprovisionamento a prazo, proposto e aprovado pela ERSE, visou dotar de maior previsibilidade e estabilidade a definição do preço de aprovisionamento do CUR, ainda que se devam registar as crescentes incertezas na evolução dos correspondentes volumes que, fruto do aprofundamento do processo de liberalização, se têm acentuado nos últimos anos, seja na definição prospetiva dos volumes globais de energia para aprovisionamento, seja na definição de um seu perfil anual (crítico para a

acomodação dos produtos de contratação a prazo com liquidez de mercado, tipicamente de entrega em carga base).

Ainda a este respeito, importa recordar que, também nos últimos anos, a ERSE tem vindo a aumentar a anterioridade com que a negociação dos produtos de colocação a prazo é efetuada, tendo-se iniciado a negociação de produtos de maturidade anual com entrega no ano t+2, o que permite antecipar alguma da definição do preço de aprovisionamento e distribuir temporalmente os riscos de variação do preço. Todavia, havendo um *trade off* entre a firmeza de volumes e a fixação do preço a prazo, deve também referir-se que, com anterioridade ao processo de fixação de tarifas, já se procura maximizar a colocação de volumes a prazo sem entrada em franja de risco de volume.

Por outro lado, no que se refere ao mecanismo de colocação a prazo de energia de fonte renovável com remuneração garantida, a ERSE reconhece a pertinência do comentário efetuado pelo CT, que, de resto, vem sendo uma constante desde 2022. Este mecanismo, introduzido pela ERSE em 2012 com os propósitos e finalidades razoavelmente coincidentes com as atuais motivações para a sua retoma, foi suspenso durante o período de vigência do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção (mecanismo ibérico), que acarretou uma forte retração das condições de liquidez dos referenciais de contratação a prazo, de que apenas agora se começa a recuperar.

### **3.5 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA**

A ERSE acompanha a preocupação do CT e reconhece o impacto que a não concretização das transferências das medidas de contenção tarifária (MCT) poderá ter, quer para as empresas que as suportam, quer para o próprio sistema via ajustamentos. No cálculo dos proveitos permitidos, a ERSE tem sempre em conta a informação mais atualizada e a perspetiva de que os valores em causa são transferidos nos termos previstos na legislação em vigor. Decorrente da revisão regulamentar ocorrida em 2023, foi alterada a atividade onde as MCT passaram a ser repercutidas. Neste contexto, a ERSE tomou a iniciativa, em novembro de 2023, de proceder ao envio de uma carta ao Governo informando da nova entidade envolvida nas transferências das MCT. Mais recentemente, enviou a mesma informação em resposta ao Parecer que lhe foi solicitado pelo Gabinete da Senhora Ministra do Ambiente e Energia.

Não obstante a decisão final desta transferência não ser da ERSE, considera-se que, face às diligências já realizadas, a transferência em causa deverá ocorrer ainda em 2024, pelo que foi assim considerada na definição das tarifas para 2025.

### 3.6 CUSTOS DOS CMEC

Também neste tema, a ERSE acompanha a preocupação do CT. A decisão final deste processo, embora não esteja na esfera de atuação da ERSE, é uma preocupação sempre presente, não só pelo cumprimento da legislação aplicável, mas também pelas implicações para as empresas envolvidas e para os consumidores, agravadas pelo aproximar do término dos CMEC. Na tentativa de sensibilizar, mais uma vez, o Governo sobre a necessidade de proceder à homologação dos valores das revisibilidades em falta, a ERSE irá proceder ao envio de uma comunicação ao Gabinete da Senhora Ministra do Ambiente e Energia informando desta situação.

### 3.7 ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN

A ERSE agradece os comentários do CT sobre este tema, que constituem contributos importantes para melhorar as metodologias empregues na monitorização da sustentabilidade económica do SEN. Estes comentários são, de um modo geral, no sentido da aceitação da metodologia e dos pressupostos, exceto no que respeita às previsões até 2030 do consumo de energia elétrica.

A ERSE reitera que, na proposta apresentada, o consumo foi considerado constante até 2030, igual ao valor previsto para 2025, para dirimir incertezas que atualmente existem quanto à sua evolução, não só em nível <sup>4</sup>, mas também sobre os efeitos estruturais no SEN associados a grandes crescimentos do consumo de eletricidade, que não estão internalizados nas simulações realizadas <sup>5</sup>. Neste contexto, a opção foi eliminar o efeito do consumo nos resultados obtidos.

Contudo, face à preocupação manifestada pelo CT sobre o pressuposto de evolução do consumo, que difere da opção tomada no exercício tarifário de 2024, a ERSE optou por adotar, nas simulações apresentadas no documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2025”, de 16 de dezembro, um cenário de consumo que parte da previsão do consumo para 2025 subjacente ao cálculo tarifário e que evolui nos anos seguintes com as taxas de variação do cenário Central Ambição do RMSA-E 2023, excluindo os consumos de eletricidade que circulam na RNT destinados à produção de hidrogénio.

---

<sup>4</sup> A título de exemplo, refira-se que no RMSA-E 2023 o cenário Central Ambição apresenta um acréscimo de consumo próximo de 50%, em 2030, caso se considere o consumo de eletricidade dedicado à produção de hidrogénio que circula na RNT. Este instrumento de política energética prevê um consumo referido à emissão de 56,1 TWh em 2030, se não for considerado o consumo para produção de hidrogénio, e de 82,1 TWh, caso contrário.

<sup>5</sup> Por exemplo, investimentos nas redes e custos de aquisição de energia elétrica associados a tais crescimentos de consumo.

Foi ainda alterado o cenário de evolução dos preços de energia elétrica obtidos com o modelo econométrico, após atualização de dados até 30 de novembro 2024, e foram realizadas melhorias na sua parametrização, que passou a considerar uma variável dependente do consumo.

Estas alterações de pressupostos não alteraram as conclusões da análise de sustentabilidade do SEN, de que a dívida poderá ser amortizada até 2028 sem pôr em causa a estabilidade tarifária em anos futuros.

## 4 PROVEITOS PERMITIDOS

### 4.1 METODOLOGIAS PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

#### 4.1.1 VARIAÇÃO ANUAL DO IPIB

O CT recomenda que os proveitos permitidos das atividades reguladas por *revenue cap* ou *price cap* em 2023 (para efeitos do cálculo do ajustamento final de t-2) sejam atualizados com o último valor fechado do deflator do PIB de 2022, publicado pelo INE. A ERSE agradece os comentários do CT sobre este tema, que mereceu a sua melhor atenção.

As componentes fixas e variáveis dos proveitos permitidos das atividades reguladas por uma metodologia de incentivos são estabelecidas pela ERSE no primeiro ano do período de regulação (atualmente 2022-2025), sendo posteriormente atualizadas anualmente de acordo com a taxa de inflação (dada pelo deflator do PIB) e com a aplicação das metas de eficiência definidas no início do período de regulação. Entre 2009 e 2022, a taxa de inflação considerada pela ERSE correspondeu à primeira variação anual do IPIB, terminada no segundo trimestre, publicada pelo INE nas Contas Nacionais Trimestrais (CNT). Esta abordagem, respaldada no RT em vigor à data, resultou em valores atualizados do deflator que, em alguns anos, foram superiores e, noutros, inferiores aos inicialmente publicados pelo INE, sendo aproximadamente neutro no período compreendido entre 2009 e 2022.

Neste contexto, a ERSE considera que a manutenção desta regra ao longo de vários anos conferiu previsibilidade e estabilidade regulatória às empresas, sem ter comprometido o equilíbrio económico-financeiro das suas atividades reguladas.

Num contexto de aumento da taxa de inflação, em 2023, a ERSE, de forma a acolher os comentários recebidos na [Consulta Pública n.º 113](#), decidiu alterar o articulado do RT, passando a considerar, no cálculo

dos proveitos permitidos das atividades reguladas por *revenue cap* ou *price cap*, a taxa de variação do deflator do PIB estimada para todo o ano de t-1, em vez do primeiro valor fechado para a variação do deflator que termina no segundo trimestre desse ano. Adicionalmente, a ERSE referiu que os valores estimados seriam atualizados com o último valor fechado publicado pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos definitivos de t-2.

No entanto, tal como referido na resposta aos comentários do CT no processo tarifário de 2024, à data dessa revisão regulamentar a ERSE salientou que, tal como noutros processos similares, o novo RT<sup>6</sup> apenas se passou a aplicar ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, de modo a garantir a inexistência de alterações retroativas às metodologias de cálculo dos proveitos permitidos. Deste modo, foi comunicado no fecho da revisão regulamentar que, para os ajustamentos de 2023, as taxas de variação do IPIB usadas na atualização das componentes de *revenue cap* e de *price cap* iriam continuar a corresponder às variações anuais terminadas no 2.º trimestre do ano t-1, com os primeiros dados fechados publicados pelo INE, sem atualizações posteriores. Este entendimento da ERSE foi posteriormente reforçado no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, de dezembro de 2023, e no documento de comentários ao Parecer do CT à proposta tarifária para 2024, de 15 de outubro de 2023.

Neste enquadramento, pese embora a ERSE compreenda o impacto da volatilidade da informação reportada pelo INE num contexto de elevada inflação, considera que não existe fundamento histórico, nem tampouco base regulamentar, para atualizar o deflator do PIB de 2022 aplicável a 2023.

Refira-se, contudo, que o princípio da partilha dos resultados que consta do RT orientará a definição das bases de custos para o próximo período de regulação da ERSE. Deste modo, a definição das bases de custos considerará os custos efetivamente suportados pelas empresas no ano de 2023.

Por fim, cumpre informar que a ERSE atualizou o deflator de 2023, com impacto nos ajustamentos de 2024, com os valores mais recentes publicados pelo INE nas CNT publicadas a 29 de novembro de 2024, passando de 6,8% estimado em Tarifas de 2024 para 6,9%, tal como permitido pela alteração introduzida na revisão regulamentar de 2023. Adicionalmente, a ERSE reitera que este valor será atualizado com o último valor fechado publicado pelo INE à data de cálculo do respetivo ajustamento definitivo no processo tarifário de

---

<sup>6</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, conforme alterado pelo Conselho de Administração da ERSE a 16 de dezembro de 2024, cuja publicação se aguarda em Diário da República.

2026. Além disso, atualizou-se também a estimativa do deflator do PIB de 2024 aplicável aos proveitos permitidos de 2025, para 3,8%, face a uma estimativa de 2,6% na proposta tarifária de 15 de outubro.

## 4.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2024

### 4.2.1 PRESSUPOSTOS CONSIDERADOS

A ERSE concorda com a recomendação do CT, pelo que, na definição das tarifas para 2025, incorporou a melhor informação disponível à data. Constituem exemplos desta atuação, designadamente, a atualização dos preços das *commodities* até ao dia 30 de novembro, como detalhado no ponto 3.1, e a atualização dos valores do deflator do PIB aplicáveis à evolução dos proveitos permitidos em 2024 e em 2025, como apresentado no ponto 4.1.1.

### 4.2.2 SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE T-1

O CT discorda da proposta da ERSE de redução do *spread* sobre a Euribor a 12 meses, aplicável aos ajustamentos de t-1, para 0,4 p.p., face aos 0,5 p.p. apresentados nos últimos anos. Na opinião do CT, a redução proposta não seria suficiente para cobrir todos os custos associados à estruturação de operações de financiamento, ou seja, que o *spread* de 0,4 p.p. não reflète os verdadeiros custos de emissão de obrigações (prémio de emissão, comissões de estruturação, legais, de *rating* e de auditoria).

Além disso, destaca que a ERSE utilizou referências, como os *Credit Default Swaps* (CDS), que não possuem liquidez de mercado e que não permitem capturar a realidade dos *spreads* que as empresas reguladas do setor elétrico têm de suportar.

Face a estas considerações, o CT recomenda que o *spread* seja mantido em 0,5 p.p.

Analisada a recomendação do CT, que mereceu a melhor atenção da ERSE, importa informar que a baixa liquidez dos CDS poderia justificar uma redução ainda maior do *spread*, uma vez que tais instrumentos incorporariam, além do risco de *default*, um risco adicional relacionado com a liquidez. Além disso, se a ERSE optasse por aplicar a sua metodologia mais antiga, baseada no *spread* entre a dívida empresarial e a Euribor, o valor definido seria ainda mais próximo de zero. Deve ser notado que a análise de fatores adicionais para a definição do *spread*, aplicada já no exercício tarifário de 2024, é justificada pela inversão da curva de rendimentos (as *yields* de prazos mais curtos são superiores às *yields* de prazos mais longos).

Refira-se, ainda, que as projeções mais recentes da Comissão Europeia (CE) e do Banco Central Europeu (BCE) para a zona euro indicam que o processo de desinflação está bem encaminhado, e as últimas previsões macroeconómicas para a zona euro (do Banco de Portugal e da OCDE) revêm em alta o crescimento económico para 2024 e 2025. No caso de Portugal, o Banco de Portugal manteve inalteradas as suas previsões de crescimento económico para 2024 e 2025.

No entanto, ponderados todos os argumentos do CT, a ERSE considera que existem fatores que podem justificar uma ligeira revisão do *spread*, face ao valor subjacente à proposta tarifária. Em primeiro lugar, destaca-se a tendência de aumento do *spread* entre a Euribor e as *yields* empresariais que, até 15 de novembro, apresentaram uma ligeira tendência de aumento (entre 6 e 8 pontos base). Esta evolução não é, todavia, suficiente para que o *spread* entre as *yields* das obrigações empresariais e a Euribor superasse 0,5 p.p., mantendo-se próximo de zero. Contudo, os custos de montagem de operações de financiamento na definição desse *spread*, fator avançado pelo CT, pode igualmente justificar uma revisão em alta do *spread*.

Face aos elementos acima apresentados, na fixação das tarifas para 2025 a ERSE revê a proposta apresentada considerando adequado definir o *spread* de t-1 em 0,45 p.p.

### 4.3 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2025

#### 4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

##### GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O CT recomenda que os custos decorrentes do acordo de prestação transitória de serviços pela central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (Acordo), celebrado entre a REN e a Turbogás, devem ser repercutidos nos proveitos permitidos da atividade de GGS, como medida de política energética, e não nos proveitos da atividade do agente comercial. A ERSE toma boa nota desta recomendação.

Refira-se que no ponto 4.6 do documento elaborado pela ERSE “Definição dos custos razoáveis da Turbogás para o período pós-CAE”, anexo ao Acordo celebrado entre a REN e a Turbogás, é proposto que a REN recupere os pagamentos efetuados através do ajustamento provisório de t-1 do Agente Comercial. Foi neste pressuposto que a ERSE reconheceu, na proposta tarifária para 2025, os custos com o Acordo no ajustamento provisório de 2024 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial,

de forma a ser possível à REN reaver, já em 2025, as transferências realizadas durante o ano de 2024 dos custos fixos definidos no Acordo.

No entanto, considerando que a REN, enquanto gestor global do sistema, tem a possibilidade de segregar estes custos na sua atividade, a ERSE decidiu incorporar esta recomendação do CT, pelo que, na decisão tarifária para 2025, os custos reconhecidos com o Acordo são incluídos nos proveitos permitidos na atividade da GGS como um CIEG adicional.

Salienta-se, ainda, que os montantes considerados nesta rubrica abrangem os custos relativos ao Acordo suportados pela REN em 2024 e previstos para os primeiros seis meses de 2025, bem como os montantes a suportar pela Turbogás com o financiamento da Tarifa Social nesses períodos. Esta opção decorre do Despacho n.º 72/2024/MAEN, de 19 de novembro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, que, ao abrigo do ponto 2 da cláusula 10.ª do Acordo, prorroga o seu período de vigência até final de março de 2025, mantendo-se a possibilidade de novo prolongamento por três meses adicionais.

#### **CORREÇÃO DE PROVEITOS – ATIVIDADES DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA E DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Relativamente à correção de proveitos das atividades de transporte de energia elétrica (TEE) e de gestão global do sistema (GGS), decorrente do reconhecimento indevido de ganhos e perdas atuariais, seguindo as recomendações do CT, que a ERSE agradece, considerou-se a informação adicional fornecida pela REN nos seus comentários, tendo-se redimensionando esta correção em conformidade com as análises entretanto desenvolvidas. No documento de proveitos, a ERSE procurou igualmente enquadrar esta correção de uma forma objetiva.

Relativamente às orientações da ERSE sobre a forma de reporte da informação sobre ganhos e perdas atuariais, refira-se que estas têm sido claramente transmitidas à REN desde o exercício tarifário de 2018, quer através dos documentos publicados pela ERSE, quer através de interações com a empresa. Estas orientações estão refletidas nos normativos contabilísticos, a que está obrigada a REN aquando do reporte da informação económica e financeira para efeitos tarifários.

#### 4.3.2 PROVEITOS PERMITIDOS DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

##### 4.3.2.1 COMPRA E VENDA DA PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA – PARTILHA DE GANHOS COM A CESSÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

#### **PARTILHA DE GANHOS COM A CESSÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA DE 2024**

Tendo em conta o legal e regulamentarmente disposto e a remuneração fixada, bem como o valor pertinente em dívida de 2 066 897 843 euros<sup>7</sup> e o valor obtido pela SU Eletricidade das entidades cessionárias (1 214 906 805 euros de entidades bancárias, a que acrescerão 930 000 000 euros da operação de cedência à Tagus, dos quais 874 955 000 euros já foram recebidos, estando o diferencial dependente de liquidação futura), a ERSE fez incluir na proposta de tarifas para 2025 um montante de 37,4 milhões de euros<sup>8</sup> referente à partilha de ganhos das operações de cessão de créditos tarifários.

O CT pronunciou-se quanto ao valor da partilha de ganhos proposto, não contestando o historial da metodologia que validou no passado e em tarifas para 2024 e que resultou no valor em dívida então confirmado. No seu parecer, o CT, por um lado, dá relevo à nota 20 das demonstrações financeiras da SU Eletricidade que aponta para uma mais-valia de apenas 13,3 milhões de euros, correspondente a um ganho total de 26,6 milhões de euros, pelo que sugere que o valor considerado na proposta da ERSE poderia ultrapassar a totalidade da mais-valia registada nas contas da empresa. Por outro lado, o CT sinaliza que a metodologia seguida pela ERSE consiste numa simplificação, que desconsidera a periodicidade das transferências mensais, que tem sido neutra nos exercícios tarifários, mas que não estaria correta para efeitos do apuramento do valor a partilhar. Adicionalmente, num aspeto de menor impacto, o CT pede a revisão dos valores relativos à operação de cedência à Tagus.

A ERSE verifica, por um lado, que o valor da mais-valia reconhecido nas contas da SU Eletricidade é inconsistente com os valores que a própria empresa, em sede de pronúncia à proposta tarifária, diz ter apurado e pretende partilhar. Com efeito, a SU Eletricidade apresenta agora pareceres que procuram sustentar o valor de mais valias de cerca de 39 milhões de euros, a que corresponderia uma partilha de 19,5 milhões de euros. Em suma, a SU Eletricidade assume, na pronúncia, um valor de mais-valias superior em 12,4 milhões de euros face ao valor registado na sua contabilidade, que se traduz num aumento do

---

<sup>7</sup> Que corresponde a cerca de 99,914% do montante global de 2 068 670 853 euros.

<sup>8</sup> A ERSE considerou o valor líquido deduzido dos custos incorridos conforme infra exposto.

valor a partilhar de 6,2 milhões euros. Verifica-se, inclusivamente, que o valor proposto partilhar não excede, neste caso, o da mais-valia agora declarada pela SU. Todavia, com maior relevância, nenhum destes valores assenta no montante apurado em 15 de dezembro de 2023, publicado nas tarifas para 2024, que à data e pelo menos até fevereiro de 2024, em várias comunicações, foi de 2 068 670 853 euros, que nunca foi contestado e que se consolidou.

Neste enquadramento a ERSE faz relevar que (i) o valor do montante em dívida foi apurado e identificado, nos termos legais e regulamentares, em dezembro de 2023, em tarifas para 2024, e reiteradamente comunicado pela SU Eletricidade; (ii) a metodologia então seguida pela ERSE é temporalmente consistente com as situações análogas de apuramento e identificação do montante em dívida para efeitos da sua transmissão; e (iii) está em linha com o disposto na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro. Tal afasta os critérios da teoria financeira que foram, agora, aportados ao procedimento por quem pretende partilhar valor inferior com base na revisão do valor em dívida apurado há um ano, de forma totalmente desligada do quadro procedimental e regulamentar.

O valor apurado em 15 de dezembro de 2023 corresponde ao cumprimento do artigo 208.º, n.º 9 do Decreto-Lei n.º 15/2022, que tem como fim específico determinar: “A parcela de proveitos permitidos, resultantes da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão em anos seguintes dos CIEG referidos no número anterior, deve ser identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo seguinte”. E o valor então apurado, com o acordo do CT, da SU Eletricidade e do grupo EDP, de 2 066 897 843 euros, foi replicado em múltiplas comunicações da SU Eletricidade e da ERSE no início de 2024.

Em segundo lugar, a metodologia seguida pela ERSE nesse apuramento, como acima exposto, é a que foi consensualizada e reiteradamente aplicada, de forma temporalmente consistente, quando coube à ERSE apurar e identificar, segundo as suas metodologias, défices tarifários transmissíveis. Com efeito, ao longo dos anos, quando foi gerado défice tarifário, regulado em condições análogas, a ERSE apurou e identificou consistentemente o valor do ajustamento tarifário suscetível de ser transmitido nos termos dessa mesma metodologia. Fê-lo de forma sectorialmente consensualizada, uma vez que tanto a SU Eletricidade, como as demais empresas, os representantes dos consumidores e os pareceres do CT sempre manifestaram concordância. No âmbito do procedimento de fixação das tarifas para 2024 também não houve a mínima reserva ou oposição quanto ao apuramento e identificação do valor em dívida, quando já era conhecido

tanto o regime de partilha de ganhos (aprovado em 2023<sup>9</sup>), como a intenção de a SU Eletricidade proceder à cedência do valor então apurado. Ainda antes do encerramento desse processo tarifário já a SU Eletricidade tinha comunicado à ERSE estar a trabalhar na cedência e, nesse âmbito, não se afastou do valor identificado na proposta de tarifas e que veio a ser aprovado.

Pelo exposto, os argumentos agora contrapostos, não são suscetíveis de abalar a decisão tomada em 15 de dezembro de 2023, e que estão plasmados em valores publicados e constam das comunicações da SU Eletricidade, resultantes da metodologia que sempre foi seguida.

Por fim, a ERSE retifica o valor esperado dos ganhos com as “notes” relativos à operação com a Tagus no que respeita à taxa aplicável à sua atualização, tendo passado a considerar a taxa que resulta da Portaria n.º 300/2024 e não a taxa interna de rentabilidade (TIR) implícita da operação, com um impacto de cerca de 100 mil euros.

Adicionalmente, tal como referido pela ERSE na proposta tarifária, o diferencial de ganhos com a cedência à Tagus depende de liquidação futura. Assim, no final desta operação, em 2029, será apurado o valor final definitivo, sendo ajustado o respetivo diferencial em conformidade.

Assim, mantendo o demais da proposta, perante um valor de mais-valia de 74,6 milhões de euros, o montante a partilhar é de 37,3 milhões de euros.

#### **CESSÕES FUTURAS DE CRÉDITOS TARIFÁRIOS**

Relativamente ao montante de dívida a gerar a partir de 2025, sem prejuízo do exposto quanto a períodos anteriores, a ERSE, atentos os comentários do CT, entende que é de alterar a metodologia de apuramento e identificação do montante em dívida aplicável à partilha de ganhos, por forma a melhor adequá-lo à teoria financeira.

Neste sentido, a ERSE ajustou a informação constante do Quadro 5-59 da proposta de tarifas para 2025, relativa ao diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2025.

---

<sup>9</sup> Artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, e Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro.

Este quadro passa a incluir informação apenas na ótica dos proveitos a recuperar e não na ótica da dívida no início do ano. As referências à dívida tarifária nos documentos que acompanham as tarifas passarão a ter em exclusivo a referência no final do ano t.

Concomitantemente, face ao exposto anteriormente, a ERSE entende ser de aprimorar a Portaria e o despacho que esta prevê, por forma a que a metodologia subjacente ao cálculo do valor da taxa seja aperfeiçoada em linha com a metodologia agora seguida.

## 5 TARIFAS E PREÇOS

### 5.1 REPARTIÇÃO DOS CIEG

Tal como solicitado pelo CT, e para permitir uma comparação com os preços médios da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente face às chaves de alocação baseadas na energia e no sinal das redes, em EUR/MWh <sup>10</sup>, a ERSE passará a publicar a informação da repartição, por rubrica de CIEG, em EUR/MWh, no documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025».

### 5.2 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo, o CT recomenda que a ERSE prossiga o processo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas (TVCF RA), no sentido de se atingir a aditividade plena, que será atingida quando todos os preços forem iguais à tarifa aditiva desse ano.

No passado, o processo de convergência tem observado melhorias concretas, como, por exemplo, a convergência dos preços de potência contratada nos fornecimentos em BTN, para os escalões até 20,7 kVA, que até 2018 apresentavam diferenças nas opções tri- e bi-horárias face à opção simples. Desde 2019, e à semelhança do que acontece em Portugal continental <sup>11</sup>, os preços de potência contratada das TVCF RA assumem valores comuns, por escalão de potência contratada em BTN, entre as várias opções tarifárias.

Em matéria de convergência, a ERSE tem robustecido a análise que é publicada com a decisão tarifária, dando mais informação sobre o nível de aditividade das TVCF RA <sup>12</sup>, tanto numa perspetiva média, como também na perspetiva preço-a-preço. Com o presente processo tarifário foi ainda acrescentada uma análise complementar, que avalia globalmente o nível de aditividade das TVCF RA e da tarifa transitória <sup>13</sup>.

---

<sup>10</sup> Informação que consta no ponto 3.1.1 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

<sup>11</sup> Em Portugal continental ainda subsiste uma diferença nos preços de potência contratada entre as opções tarifárias de BTN, para os escalões até 20,7 kVA, no que respeita aos fornecimentos abrangidos pelas tarifas transitórias do tipo sazonal.

<sup>12</sup> Esta informação para as tarifas de 2025, incluindo igualmente a tarifa transitória em Portugal continental, encontra-se no capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

<sup>13</sup> Para mais informação, consulte a parte final das secções 4.1.1, 4.2.1 e 4.3.1 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

No cálculo tarifário final para o ano 2025, e comparativamente com a Proposta de Tarifas para 2025, de 15 de outubro de 2024, a análise mais detalhada do processo de convergência identificou que existe em termos relativos um menor nível de aditividade no preço de energia em horas de ponta nos fornecimentos em BTN, para as TVCF RA. Assim, foi implementado um limitador máximo de 5% no preço de energia em horas de ponta em BTN, o que melhora o processo de convergência.

No que respeita ao comentário específico do CT sobre a existência de distâncias não-nulas na TVFC RA face à tarifa aditiva<sup>14</sup>, nas várias opções tarifárias em BTN (simples, bi-horária e tri-horária), é preciso ter em conta que estas opções partilham preços comuns<sup>15</sup>. Isto faz com que não seja possível atuar numa opção tarifária sem afetar simultaneamente as outras opções. As distâncias indicadas na análise citada pelo CT, referente ao processo de convergência em termos médios, irão convergir necessariamente para valores nulos quando o processo de convergência melhorar na perspetiva preço-a-preço.

No futuro, com o apoio da análise ao processo de convergência, divulgada anualmente, espera-se continuar a prosseguir o processo de convergência nas Regiões Autónomas, que será mais facilmente atingível num contexto de maior estabilidade no nível tarifário das tarifas de Acesso às Redes e da tarifa de Energia.

### **5.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO**

No seu Parecer, o CT salienta que o sinal de preço horário do mercado ibérico tem vindo a revelar um incentivo económico contrário ao sinal dado pelas tarifas de Acesso às Redes, ao verificar-se um desfasamento entre os períodos de vazio definidos para a tarifa de Acesso às Redes e as horas de preços mais reduzidos no mercado spot. Este desfasamento será penalizante para os clientes eletrointensivos, o que, segundo o CT, importaria acautelar. Refere, ainda, a sua apreensão perante a não aplicação das medidas de redução de encargos às instalações de clientes que obtenham o “Estatuto do Cliente Eletrointensivo”, por via da não aprovação pela Comissão Europeia, e insta a ERSE a diligenciar junto do

---

<sup>14</sup> Refira-se que a análise referida pelo CT se debruça sobre a aditividade em termos médios, que é um critério menos exigente do que a aditividade preço-a-preço. Isto é, é possível assegurar a aditividade em termos médios sem se garantir a aditividade preço-a-preço.

<sup>15</sup> Exemplo desta situação em BTN até 20,7 kVA são os preços de potência contratada, comuns às várias opções tarifárias, ou o preço de energia em vazio, comum entre as opções bi- e tri-horárias.

Governo para que seja obtida a necessária aprovação junto da Comissão Europeia e para a reavaliação do cumprimento de requisitos mínimos em períodos de vazio.

No que respeita à localização dos períodos horários, e a sua aplicação aos clientes eletrointensivos, será de sublinhar que a ERSE pretende o aprofundamento da análise durante o ano 2025, envolvendo na discussão todos os interessados no setor, conforme se detalha no ponto seguinte.

A gestão otimizada da estrutura de custos da energia pode ser desafiante na medida em que exige a compatibilização de diferentes sinais de preço, designadamente entre os períodos horários das tarifas de Acesso às Redes (com localização fixa) e os preços horários do mercado spot (preços dinâmicos). A este respeito, é esperado que os clientes eletrointensivos, pela sua dimensão, competências e pelo impacto que o custo da energia tem na sua atividade, desenvolvam critérios e modelos económicos adequados visando o equilíbrio dos diferentes incentivos existentes, para as diferentes dimensões. De notar, ainda, que a isenção tarifária parcial de CIEG na tarifa de Acesso às Redes, decorrentes da futura aprovação do Estatuto do Cliente Eletrointensivo pela Comissão Europeia, tem também impactos sobre os demais consumidores e utilizadores das redes do setor elétrico, cabendo à ERSE assegurar a sustentabilidade, a longo prazo, do SEN.

No que respeita à aprovação das regras relativas ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo, a ERSE compreende as preocupações manifestadas pelo CT e, tal como mencionado nos comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – Fixação excecional» tem vindo, no quadro das suas competências, a apoiar o Governo na clarificação da medida de redução de encargos sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia.

No que se refere aos requisitos mínimos de consumo em vazio aplicáveis aos clientes eletrointensivos, a ERSE tomou boa nota da observação, que é pertinente no contexto da eventual atualização dos períodos horários de vazio pela ERSE, e irá, dentro das suas competências, prestar ao legislador a informação pertinente sobre esta matéria.

#### **5.4 ESTUDO DE ATUALIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS**

A ERSE reconhece e reforça a importância de aprofundar o estudo para a atualização dos períodos horários, no sentido de adaptar os mesmos à estrutura de custos do setor, prevendo dar continuidade a este trabalho ao longo de 2025. Pretende-se, assim, promover o debate e a partilha dos resultados com os

*stakeholders* para garantir que a definição dos novos períodos horários seja robusta, abrangente e adequada às diferentes realidades dos consumidores, promovendo simultaneamente uma gestão mais eficiente da utilização das redes elétricas.

## **5.5 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS**

O CT concorda com a metodologia usada pela ERSE para fixação dos preços dos serviços regulados baseada na atualização dos preços com o deflator previsto para o consumo privado ou, quando justificado, com a proposta dos operadores. No entanto, embora assinalando que a ERSE tem acolhido, ainda que parcialmente, a recomendação do CT quanto à aderência dos preços aos custos reais, o CT defende que não seja aplicada uma limitação de 5,0% na variação face aos valores em vigor em 2024.

Tal como assinalado na proposta tarifária, a ERSE concorda que deve ser promovida a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados, pelo que é de aceitar as propostas das empresas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação. Todavia, considera-se que tal deve ser conseguido através de um processo de convergência que seja gradual, aplicando uma limitação à variação anual dos preços, superior ao deflator previsto do consumo privado, por forma a garantir equidade entre os requisitantes dos serviços, passados, atuais e futuros. Por esse motivo, a proposta assumia uma limitação de 5,0%.

No entanto, considerando a recomendação do CT, a ERSE reconsidera a sua proposta inicial e aumenta a limitação aos preços dos serviços regulados para 10,0%, por forma a permitir uma aproximação mais acelerada dos preços aos custos incorridos.

## **6 OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO**

O CT reitera a recomendação de o regulador desenvolver um conjunto de ações de sensibilização junto dos ORD exclusivamente em BT visando a eliminação das inconsistências nos dados fornecidos. A ERSE partilha a preocupação do CT, fazendo notar que a prestação da informação consistente e fiável por parte dos ORD exclusivamente em BT, de forma regular e harmonizada, é um elemento fundamental para a criação de um quadro regulatório e para assegurar a fundamentação às eventuais decisões tarifárias da ERSE.

Para este efeito, a ERSE aprovou recentemente instrumentos de prestação de informação pelos ORD exclusivamente em BT, através da publicação das Normas complementares de relato financeiro e

operacional relativo às atividades desenvolvidas pelos ORD e CUR a atuar exclusivamente em BT, nos termos da [Instrução n.º 08/2024](#), de 30 de outubro, suportada num processo de consulta de interessados a estes operadores. A publicação destas normas determina o reporte harmonizado e periódico da informação relativa à caracterização das atividades desenvolvidas por estes operadores. A ERSE pretende igualmente promover reuniões com os ORD exclusivamente em BT com o objetivo de apoiar na elaboração do reporte supramencionado.

O CT recomenda a publicação de uma tarifa de energia para os fornecimentos do CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT. Sobre este tema, a ERSE esclarece que, no documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025", consta a tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, bem como as tarifas aditivas que fazem parte dessa tarifa.

Na secção 3.13.5 do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025", é apresentado o quadro 3-54, com a tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, o qual se reproduz na figura seguinte.

**Quadro 6-1 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo**

TARIFA A APLICAR AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2291
	Contratada	0,0480
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1344
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio normal	0,1060
	Horas de super vazio	0,0928
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1264
	Horas cheias	0,1208
	Horas de vazio normal	0,1039
	Horas de super vazio	0,0969

Na introdução da secção referida acima são também identificadas as diferentes tarifas que formam a tarifa supletiva em causa:

«Com a extinção das tarifas transitórias em MT, deixa de haver referência de preço para efeitos da compra e venda de energia entre o CUR e o CUR exclusivamente em BT. Neste contexto, o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 3.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos Operadores da Rede de Distribuição e CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.7).»

Tendo em conta as indicações do parágrafo anterior, apresentam-se de seguida os quadros que contêm as tarifas que compõem a tarifa supletiva (assinaladas com caixa laranja), que estão apresentados no documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025":

- Tarifa de Energia: «...tarifa de Energia em MT (ponto to 3.13.1)...»

**Quadro 6-2 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo**

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
MAT	4	0,0943	0,0890	0,0770	0,0689	0,0868	0,0848	0,0749	0,0728
AT	4	0,0960	0,0906	0,0781	0,0699	0,0883	0,0862	0,0761	0,0739
MT	4	0,1005	0,0945	0,0808	0,0720	0,0925	0,0900	0,0787	0,0761
BTE	4	0,1102	0,1030	0,0875	0,0767	0,1014	0,0980	0,0852	0,0811

A ERSE considera que a tarifa de Energia a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, não deve ser distinta da tarifa de Energia que o CUR aplica aos restantes clientes, uma vez que esta tarifa é a que reflete o custo de aprovisionamento do CUR. A aplicação de uma tarifa de Energia distinta aos CUR a atuar exclusivamente em BT, constituiria uma subsídio cruzada entre estes e os restantes clientes do CUR.

- Tarifa de Comercialização: «... da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2)...»

## Quadro 6-3 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,3697
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0011

  

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	1,0925
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0033

- Tarifa de Acesso às Redes: «... da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.7).»

## Quadro 6-4 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,2291
Contratada	0,0480
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0328
Horas cheias	0,0297
Horas de vazio normal	0,0241
Horas de super vazio	0,0197

Face ao exposto, a ERSE não julga ser necessária a publicação de qualquer informação adicional, para além dos quadros já apresentados no documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025".

O CT reafirmou ainda a necessidade de a ERSE publicar urgentemente um relatório com os resultados da avaliação do equilíbrio económico-financeiro dos ORD e CUR exclusivamente em BT suportado na informação a reportar por estes operadores de acordo com o disposto no Artigo 189.º do RT.

A ERSE considera igualmente importante a realização desta avaliação. Neste sentido, face à especificidade do enquadramento das atividades desenvolvidas pelos ORD e CUR exclusivamente em BT e à ausência de reporte da informação financeira consistente e fiável, constatou-se a necessidade de se implementar normas e metodologias complementares que estabelecessem as regras sobre a elaboração e o reporte da informação de acordo como o previsto no Artigo 189.º do RT. Tal como anteriormente referido, para este efeito foram publicadas as Normas complementares de relato financeiro e operacional relativas às atividades desenvolvidas pelos ORD e CUR exclusivamente em BT, nos termos da [Instrução n.º 08/2024](#), de 30 de outubro, suportada num processo de consulta de interessados a estes operadores. Esta instrução apenas produzirá efeitos no reporte a efetuar em 2025, relativamente à informação respeitante ao ano económico de 2024, para efeitos do exercício tarifário de 2026. Após a receção da informação elaborada nos termos da instrução supramencionada estarão reunidas as condições para a realização de uma avaliação do equilíbrio económico e financeiro destes operadores.

## 7 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

O CT expressou a necessidade de revisão do modelo de financiamento da tarifa social, referindo que o faz de modo reiterado desde 2012.

A definição do modelo – competência legislativa da competência da Assembleia da República ou do Governo – foi, como é público, sujeita a alterações recentes, através do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. Anteriormente, havia também sido alterado através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Apesar de a estabilidade regulatória ser também um valor a preservar, podem ser efetuadas alterações, situação, aliás, não excluída publicamente por parte dos titulares dos órgãos competentes para a matéria. Adicionalmente, o próprio regime jurídico atualmente vigente prevê uma revisão periódica do regime da tarifa social a cada quatro anos (cf. artigo 293.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente).

Relativamente à utilização do valor real de 2023 como valor provisório de 2024 na estimativa do desconto a conceder pelo ORD, esta situação, identificada pelo CT, foi alterada, tendo em conta a estimativa do valor do desconto da tarifa social para 2024 apresentado pelo ORD nas contas reguladas.

O CT salientou nos seus comentários que a proposta tarifária não apresenta os custos com a tarifa social imputados à Turbogás, comentário este que mereceu a atenção da ERSE.

Como a ERSE procurou esclarecer no documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico", a imputação desses custos à Turbogás estava condicionada aos resultados de uma consulta à possível imputação do financiamento por esta Central, no período posterior a 30 de março. A referida consulta materializou-se na [Consulta Pública n.º 124](#), que decorreu entre 23 de outubro e 22 de novembro, na qual foi proposta a imputação dos custos com o financiamento da tarifa social a partir de 30 de março de 2024 e até ao final do primeiro semestre de 2025.

Decorrente dos resultados desta consulta, os montantes de Tarifa Social a serem financiados pela Turbogás no período de transição, em 2024 e 2025, estarão refletidos nos proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS.

Refira-se, porém, que o montante relativo ao ajustamento provisório no período em que a central operava ao abrigo do CAE, até 29 de março desse ano, não foram incluídos por constituir uma obrigação da Turbogás. Com efeito, como se tem entendido (desde logo, nos termos do Parecer 39/2012 do Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República), homologado pelo Secretário de Estado da Energia a 12 de abril de 2013, *"Os custos com o financiamento da tarifa social suportados pelos centros electroprodutores partes de contratos de aquisição de energia (CAE) não devem constituir fator atendível para efeitos de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos para que não possam ser repercutidos nos consumidores de energia elétrica"*.

Salienta-se que, em linha com a preocupação do CT, na versão final das Tarifas para 2025, os valores dos custos com o financiamento da tarifa social que foram repercutidos nos proveitos permitidos são os disponíveis à data de fecho dos cálculos do exercício tarifário para 2025, que são marginalmente diferentes dos definidos na Diretiva da ERSE sobre a repartição pelos vários agentes do financiamento da tarifa social relativo a 2024 e a 2025, que incorpora os contributos recebidos na Consulta Pública n.º 124. Estas pequenas diferenças decorrem dos processos de cálculo das tarifas de energia elétrica e de alocação do financiamento da tarifa social estarem interrelacionados, visto que o primeiro influencia o valor total a financiar de tarifa social e este último, por sua vez, influencia o nível de proveitos das atividades reguladas que têm de suportar uma parte desse financiamento (Agente Comercial – Turbogás – e Comercialização do CUR) que, conseqüentemente, influenciam novamente o valor total da tarifa social. Deste modo não é possível, realizar um processo interativo entre os cálculos do exercício tarifário e os cálculos da repartição do financiamento da tarifa social, que permita anular por completo essas diferenças. Não obstante, estas pequenas diferenças serão naturalmente corrigidas em sede de cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

## 8 COMENTÁRIOS ÀS RECOMENDAÇÕES FINAIS DO CT

Este último capítulo sumariza os comentários da ERSE às recomendações finais do CT, elencadas na parte III do seu Parecer, constituindo uma resposta sumária da discussão dos capítulos anteriores. No final de cada comentário é indicado o ponto deste documento que contém a respetiva discussão, se aplicável.

1. A recomendação do CT relativamente à atualização dos deflatores do PIB para efeitos da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas mereceu a melhor atenção da ERSE. Neste sentido, a ERSE procedeu à atualização dos deflatores do PIB considerados nos cálculos de 2024 e 2025 com os dados mais recentes disponíveis. No entanto, relativamente ao deflator do PIB de 2022 aplicável ao ano de 2023, para se garantir o cumprimento do quadro regulamentar aplicável aos ajustamentos de  $t-2$ , a ERSE apenas pode considerar o primeiro valor publicado pelo INE, terminado no 2.º Trimestre de 2022. (→ ponto 4.1.1)
2. Na definição das tarifas para 2025, a ERSE seguiu a recomendação do CT e procurou incorporar, sempre que possível, a melhor informação disponível à data. Constituem exemplos desta atuação, designadamente, a atualização dos preços das *commodities* até ao dia 30 de novembro e a atualização dos valores do deflator do PIB aplicáveis a 2024 e a 2025. (→ ponto 4.2.1)
3. O comentário do CT sobre a diferença entre o preço capturado pela venda da PRG no mercado, e o preço médio aritmético do mercado, baseia-se numa comparação em EUR/MWh. Contudo, esta diferença entre preços depende de inúmeros fatores, incluindo do próprio preço médio de mercado, que se perspetiva se situe em 2025 a um nível abaixo do verificado em 2022 e em 2023. Assim, a comparação deverá preferencialmente ser feita em termos relativos. Neste referencial, o decréscimo do preço de venda da PRG considerado pela ERSE para 2024 e 2025 está claramente acima dos valores históricos de 2021 a 2023. (→ ponto 3.2)
4. A recomendação do CT sobre o spread a aplicar aos ajustamentos de  $t-1$  permitiu à ERSE uma melhor sustentação da sua decisão, em parte devido à informação que a acompanhou. A consideração dos custos de montagem de operações de financiamento referido pelo CT, e o muito ligeiro aumento do *spread* entre as *yields* das obrigações empresariais e a taxa Euribor a 12 meses verificada nos últimos meses, justificaram que a ERSE tenha revisto o *spread* para 0,45 p.p., face aos 0,40 p.p. considerados na proposta tarifária. Estes fatores não são, contudo, suficientes para uma subida até 0,50 p.p., como sugerido pelo CT. (→ ponto 4.2.2)

5. A ERSE esclarece o CT que as previsões dos custos adicionais ao preço base de mercado, que integram os custos totais de aquisição de energia elétrica do CUR para fornecimento aos clientes, têm por referência valores passados para este tipo de parcelas. Estas previsões não são feitas em valor absoluto, mas em valor relativo, pois a dimensão do acerto depende da dimensão do preço base de mercado. Refira-se que o peso em 2023 desses custos adicionais comparativamente ao preço médio de mercado compara com os pesos previstos pela ERSE para 2024 e 2025. (→ ponto 3.3)

6. A ERSE, em linha com a recomendação do CT, manterá a monitorização da evolução dos preços de energia elétrica durante 2025, quer pelo mecanismo de monitorização trimestral, quer pela avaliação contínua de desvios excessivos que possam pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas ou o bom funcionamento do mercado. (→ ponto 3.3)

7. A ERSE toma boa nota dos comentários do CT sobre a revisão do valor da partilha de ganhos pela cessão da dívida de 2024. Contudo, os argumentos agora contrapostos não são suscetíveis de abalar a decisão tomada em 15 de dezembro de 2023 relativamente aos valores em dívida na data da cessão, e que estão plasmados em valores publicados e constam das comunicações da SU Eletricidade, resultantes da metodologia que sempre foi seguida, que está subjacente ao próprio modelo da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro. Assim, mantendo o demais da proposta, perante um valor de mais-valia de 74,6 milhões de euros, o montante a partilhar é de 37,3 milhões de euros.

(→ ponto 4.3.2.1)

8. No que se refere ao diferencial de ganhos com a cedência de dívida à Tagus, a ERSE tem ciente, tal como o CT, que este depende de liquidação futura. Assim, no final desta operação, em 2029, será apurado o valor final definitivo, sendo ajustado o diferencial definitivo em conformidade. (→ ponto 4.3.2.1)

9. No seguimento do comentário do CT, a ERSE ajustou a informação constante do Quadro 5-59, de modo a incluir informação apenas na ótica dos proveitos a recuperar. Deste modo, as referências à dívida tarifária nos documentos que acompanham as tarifas passarão a ter em exclusivo a referência no final do ano t. Relativamente ao montante de dívida a gerar a partir de 2025, sem prejuízo do exposto quanto a períodos anteriores, a ERSE, atentos os comentários do CT, procurará alterar a metodologia de apuramento e identificação do montante em dívida por forma a melhor adequá-lo à teoria financeira.

(→ ponto 4.3.2.1)

10. A ERSE toma boa nota da recomendação do CT e procederá novamente ao envio de uma comunicação ao Governo, de forma a sensibilizar para a necessidade de se proceder à homologação dos valores das revisibilidades em falta, salientando o contexto de término dos CMEC. (→ ponto 3.6)

11. No que se refere ao mecanismo de colocação a prazo de energia de fonte renovável com remuneração garantida (PRG), a ERSE procurou assegurar a sua reintrodução assim que as condições de mercado o permitissem, sendo que se deve relevar que na vigência do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção (mecanismo ibérico), se registou uma forte retração das condições de liquidez dos referenciais de contratação a prazo, de que apenas agora se começa a recuperar. De resto, o relançamento do mecanismo de colocação a prazo de PRG corresponde a um compromisso que a ERSE sempre reiterou desde 2022 nas respostas aos comentários, pertinentes, do CT sobre a sua valia e interesse. (→ ponto 3.4)

12. Seguindo o comentário do CT, na versão final de tarifas foi considerada a estimativa do valor do desconto da tarifa social para 2024 apresentado pelo ORD nas contas reguladas. (→ ponto 7)

13. No seguimento da recomendação do CT, os montantes de Tarifa Social a serem financiados pela Turbogás no período de transição, em 2024 e 2025, foram refletidos nos proveitos permitidos a recuperar com a UGS em 2025. Refira-se, porém, que o montante relativo ao ajustamento provisório, referente ao ano de 2024, não pode considerar o período em que a central operava ao abrigo do CAE, até 29 de março desse ano. (→ ponto 7)

14. A ERSE esclarece que os custos com o financiamento da tarifa social que foram considerados na versão final das Tarifas para 2025, nomeadamente a suportar pela Turbogás e pelo CUR, são os disponíveis à data de fecho dos cálculos tarifários. Estes custos são marginalmente diferentes dos definidos na Diretiva da ERSE sobre a repartição do financiamento da tarifa social, por impossibilidade de realizar um processo iterativo entre os cálculos do exercício tarifário e os cálculos da repartição do financiamento da tarifa social. (→ ponto 7)

15. No seguimento da recomendação do CT, os custos decorrentes do acordo de prestação transitória de serviços pela central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, celebrado entre a REN e a Turbogás, serão incluídos nos proveitos permitidos na atividade da GGS como um CIEG adicional. Salienta-se que esta nova rubrica abrange os custos suportados pela REN em 2024 e as previsões para os primeiros seis meses de 2025, bem como os montantes a pagar pela Turbogás com o financiamento da Tarifa Social para esses anos. (→ ponto 4.3.1)

16. e 17. A ERSE partilha a preocupação do CT relativamente às Medidas de Contenção Tarifária, pelo que tem feito diligências junto do Governo, a quem cabe a decisão final quanto às transferências do Fundo Ambiental, no sentido de sensibilizar para a necessidade da transferência atempada destes montantes e de esclarecer a natureza dos fluxos em causa. Desta forma, estima-se que as transferências da receita de 2024 referente aos leilões de CO<sub>2</sub> deverão ocorrer ainda em 2024, pelo que foi considerada na definição das tarifas para 2025. (→ ponto 3.5)

18. Tal como solicitado pelo CT, e para permitir uma comparação com os preços médios da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a ERSE passará a publicar no documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025», os valores de repartição final por rubrica de CIEG, por nível de tensão e por tipo de fornecimento, em EUR/MWh. (→ ponto 5.1)

19. Apesar de o CT concordar com a metodologia usada pela ERSE para fixação dos preços dos serviços regulados, recomenda que não seja aplicada uma limitação de 5% à sua variação face aos valores em vigor em 2024. Assim, a ERSE reconsidera a sua proposta inicial e aplica uma limitação máxima de 10% aos preços dos serviços regulados, por forma a permitir uma maior aproximação dos preços aos custos incorridos. (→ ponto 5.5)

20. No futuro, com o apoio da análise ao processo de convergência, divulgada anualmente, espera-se continuar a prosseguir o processo de convergência nas Regiões Autónomas, que será mais facilmente atingível num contexto de maior estabilidade no nível tarifário das tarifas de Acesso às Redes e da tarifa de Energia. (→ ponto 5.2)

21. A ERSE entende que a publicação das normas complementares de relato financeiro e operacional, que determina o reporte harmonizado e periódico da informação relativa à caracterização das atividades desenvolvidas por estes operadores, irá promover a eliminação das inconsistências nos dados fornecidos. Adicionalmente, a ERSE pretende igualmente promover reuniões com os ORD exclusivamente em BT com o objetivo de apoiar na elaboração do reporte referido anteriormente. (→ ponto 6)

22. Partilhando a preocupação do CT, a ERSE publicou a Instrução n.º 08/2024, de 30 de outubro, com vista a assegurar o reporte da informação económica e financeira consistente e fiável por parte dos ORD e CUR exclusivamente em BT. Esta instrução produzirá efeitos no reporte de informação a efetuar em 2025. Após a receção da informação elaborada nos termos da instrução supramencionada, estarão

reunidas as condições para a realização de uma avaliação do equilíbrio económico e financeiro destes operadores. (→ ponto 6)

23. No documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”, de outubro de 2024, a ERSE apresentou a tarifa a aplicar pelo CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, bem como as tarifas aditivas que fazem parte dessa tarifa. A ERSE considera que a tarifa de Energia a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, não deve ser distinta da tarifa de Energia que o CUR aplica aos restantes clientes, uma vez que esta tarifa é a que reflete o custo de aprovisionamento do CUR. A aplicação de uma tarifa de Energia distinta aos CUR a atuar exclusivamente em BT, constituiria uma subsídição cruzada entre estes e os restantes clientes do CUR. (→ ponto 6)

24. No que respeita à aprovação das regras relativas ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo e aos requisitos mínimos de consumo em vazio aplicáveis aos clientes eletrointensivos, a ERSE, no quadro das suas competências, tem vindo a apoiar o Governo na clarificação da medida de redução de encargos sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia. (→ ponto 5.3)

25. É essencial que a atualização dos períodos horários seja fundamentada numa análise robusta e no envolvimento ativo das partes interessadas. Nesse sentido, a ERSE continuará, ao longo de 2025, a aprofundar este estudo, promovendo simultaneamente o debate e a colaboração com os *stakeholders*. (→ ponto 5.4)

26. A ERSE reconhece e reforça a importância de aprofundar o estudo para a atualização dos períodos horários, prevendo dar continuidade a este trabalho ao longo de 2025, tal como referido no ponto anterior. (→ ponto 5.4)

27. A ERSE esclarece que um mecanismo de revisão trimestral, em simultâneo, da tarifa de energia e das tarifas de Acesso às Redes tem complexidades adicionais, que não foram previstas inicialmente. Estas complexidades obrigam a uma revisão regulamentar alargada, de modo a assegurar a eficácia de um mecanismo com esta abrangência. Em concreto, importa rever aspetos da relação comercial para que seja possível a alteração dos preços praticados pelos comercializadores de mercado, assegurando a proteção dos consumidores. Adicionalmente, importa explorar outros instrumentos que podem contribuir para reduzir os impactos da volatilidade dos preços no mercado de eletricidade, nomeadamente o mecanismo de contratualização da venda a prazo da produção com remuneração garantida (PRG), sobre o qual foi lançada a Consulta Pública n.º 125 (→ ponto 2.2)

28. A ERSE entende o impacto que a junção de várias consultas públicas causa nos trabalhos do CT, apesar de ter procurado desfazer os prazos de receção de contributos. No entanto, tal não foi totalmente possível, em parte porque as matérias colocadas em consulta eram relevantes para a conclusão do exercício tarifário de 2025, tal como a CP n.º 125. Não obstante, a ERSE reconhecendo a relevância da preocupação manifestada, procurará melhorar o planeamento das consultas evitando a sua concentração no tempo, nomeadamente melhor ajustando e programando aquelas que não tenham prazos legais previamente estabelecidos. (→ ponto 2.1)