

CONSULTA PÚBLICA 136

RELATÓRIO

Proposta de repartição do financiamento
dos custos com a Tarifa Social em 2026 e
ajustamentos dos anos 2024 e 2025

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL, RESPEITANTES AO ANO DE 2026 E AJUSTAMENTOS DOS ANOS 2024 E 2025.....	4
2.1	Custos da Tarifa Social a financiar e ajustamentos.....	4
2.2	Situações especializadas dos centros eletroprodutores.....	8
2.2.1	Produtores que entraram em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 30-A/2022	8
2.2.2	Comunidades de energia renovável (CER).....	11
2.3	Dados usados na repartição do financiamento dos custos com a tarifa social e consistência da informação	12
3	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA.....	19
3.1	Modelo de financiamento da tarifa social	19
3.2	Repercussão pelos comercializadores das contribuições para o financiamento dos custos com a tarifa social e detalhes da fatura.....	25
3.3	Deveres de reporte.....	28
3.4	Outros temas.....	31

1 INTRODUÇÃO

Em 5 de novembro de 2025, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 136](#)¹ (CP 136) que incluiu: (i) a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para o ano de 2026; (ii) os ajustamentos provisórios referentes ao ano de 2025; e (iii) os ajustamentos referentes ao ano de 2024, apurados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. O projeto de diretiva da ERSE foi acompanhado de um documento justificativo, que expôs as opções e fundamentos, nomeadamente nos seguintes temas: (i) pressupostos considerados na repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS); (ii) a metodologia de cálculo do financiamento da TS, incluindo a metodologia dos ajustamentos de anos anteriores; (iii) as transferências a realizar no ano de 2026; e (iv) os principais indicadores da evolução dos custos com a TS e do seu financiamento.

Como mencionado nos Relatórios das Consultas Públicas n.º 119² e n.º 124³, existem vantagens na realização das consultas públicas sobre a repartição do financiamento da TS em simultâneo com a apreciação da proposta anual de tarifas e preços de energia elétrica. Foi neste quadro, que a ERSE realizou a Consulta Pública n.º 136, cuja receção de contributos e comentários terminou a 5 de dezembro de 2025.

No capítulo 2 do presente relatório, sistematizam-se os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE deles fez, agregados por temas principais objeto de comentários. Esta sistematização de temas inclui uma descrição geral dos comentários recebidos e a explicitação da decisão da ERSE, com a justificação às alterações ou à manutenção da proposta sujeita a consulta. Os temas sujeitos a consulta, sobre os quais não foram recebidos comentários, não são apresentados neste documento.

No capítulo 3 do presente documento são ainda apresentados, de forma igualmente sistematizada, os comentários recebidos na consulta pública sobre temas que não tinham sido inicialmente incluídos na proposta da ERSE submetida a consulta pública, mas que, pela sua relevância, foram avaliados no presente relatório, nomeadamente:

- opções do modelo de financiamento da TS do setor elétrico em Portugal;

¹ Nos termos conjugados do n.º 3 do artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com a redação atual, e dos artigos 121.º, 122.º e 124.º, n.º 1, alínea d) do Código do Procedimento Administrativo (CPA).

² https://www.erse.pt/media/vfmh4rrn/cp-119_rel%C3%B3rio.pdf

³ https://www.erse.pt/media/31dghbza/cp-124_rel%C3%B3rio.pdf

- repercussão pelos comercializadores das contribuições para o financiamento da TS e detalhes da fatura;
- deveres de reporte de informação.

Foram recebidos os Pareceres do Conselho Consultivo (CC) e do Conselho Tarifário (CT) e ainda os contributos das seguintes entidades participantes:

- ACCIONA Green Energy Developments, S.L. – Sucursal em Portugal (Acciona);
- Aquila Capital;
- Aquila Clean Energy Portugal, S.A;
- Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado (ACEMEL);
- Associação de Municípios para a Gestão Sustentável de Resíduos do Grande Porto (LIPOR);
- Associação Portuguesa das Empresas do Sector Eléctrico (ELECPO);
- Associação Portuguesa da Química, Petroquímica e Refinação (APQuímica)
- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE);
- Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor (DECO);
- Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração (COGEN);
- Coopérnico, CRL (Coopérnico);
- EDP - Energias de Portugal, S.A. (EDP);
- EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial);
- ENGIE Renováveis Portugal (ENGIE);
- FORTIA Energia S.L. (Fortia);
- GALP;
- Iberdrola;

- Particular (Hélder Matos);
- REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN);
- SU Eletricidade, S.A. (SU Eletricidade);
- Usenergy Lda. (Usenergy);
- Valorsul - Valorização e Tratamento de Resíduos Sólidos Regiões Lisboa e Oeste S.A (Valorsul)

Foram ainda apresentados comentários por quatro interessados, que, por força da confidencialidade solicitada, não serão identificados.

Os comentários recebidos, considerados para efeitos deste documento e da formação da decisão da ERSE, salvo os sujeitos a confidencialidade por menção expressa, são divulgados na íntegra no *site* da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

A ERSE aprovou a [Diretiva n.º 12-A/2025⁴](#), publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 250, de 30 de dezembro de 2025, que consagra no respetivo texto as alterações face à proposta de Diretiva levada a consulta, que decorrem da ponderação realizada e justificada no presente documento.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

⁴ Alterada pela Declaração de Retificação n.º 1/2026 (numeração ERSE), de 12 de janeiro, cuja publicação no Diário da República se aguarda.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL, RESPEITANTES AO ANO DE 2026 E AJUSTAMENTOS DOS ANOS 2024 E 2025

Neste capítulo, sintetizam-se os comentários recebidos sobre os pressupostos e dados utilizados pela ERSE na operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social (TS), salientando-se os temas mais relevantes e comuns a várias entidades.

2.1 CUSTOS DA TARIFA SOCIAL A FINANCIAR E AJUSTAMENTOS

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Um tema que suscitou uma preocupação consensual respeita ao agravamento do valor total com o financiamento dos custos da TS em 2026, com consequências, quer nos centros electroprodutores, quer nos comercializadores, quer, ainda, nos consumidores finais. Esta preocupação foi identificada pelo **CT**, pelo **CC**, pela **ACEMEL**, pela **APQuímica**, pela **APIGCEE**, pela **DECO**, pela **EDP**, pela **ELECPOR** e pela **Usenergy**.

A **ACEMEL** e a **Usenergy** quantificam em 2026 um incremento de 29% para os comercializadores face ao ano de 2025. A **ACEMEL** considera que é um agravamento muito expressivo dos encargos, sem que daí resultem melhorias do sistema ou maior justiça na atribuição da TS, mas sim de insuficiências estruturais do modelo de atribuição e financiamento. A **Usenergy** considera que esta magnitude de aumento compromete a previsibilidade regulatória indispensável para uma gestão económica sustentável e que um modelo tarifário eficaz deve permitir às empresas planear a sua atividade com estabilidade e confiança regulatória, o que não se verifica quando ocorrem variações tão significativas de um ano para o outro.

A **APIGCEE** estima um incremento na fatura de eletricidade dos seus associados (com consumos anuais agregados da ordem de 5,3 TWh), decorrente do financiamento da TS, de 11,35 milhões de euros, que acresce aos outros custos regulados e não regulados que suporta. A **APQuímica** e a **ELECPOR** consideram que os aumentos de 2025 para 2026, de cerca de 20% para o valor unitário a suportar pelos produtores e de cerca de 30% para o valor unitário a suportar pelos comercializadores, são excessivos no atual contexto e conjuntura geopolítica.

A **DECO** expressa a sua preocupação com o incremento dos custos de financiamento da TS, uma vez que estes são repassados pelos agentes financiadores aos consumidores finais através da sua fatura de

eletricidade. A **EDP** considera que este agravamento, representa um ónus adicional para os agentes do SEN que o assumem. Refere que nos últimos dois anos, este agravamento tem-se tornado mais expressivo, observando-se um aumento de 5% e 7% nos custos de financiamento em 2025 e 2026, respetivamente.

Desta forma, o **CC**, a **ACEMEL**, a **EDP** e a **ELECPOR** salientam a relevância de uma monitorização eficaz no cumprimento dos requisitos para a atribuição da TS, de forma a mitigar atribuições indevidas deste benefício, destinado aos clientes finais economicamente vulneráveis. Tendo em conta o crescimento significativo dos custos de financiamento da TS, o **CC** e a **ACEMEL** recomendam que a ERSE alerte o legislador para a necessidade de avaliação dos critérios de elegibilidade para atribuição deste apoio.

Ainda no contexto do agravamento expressivo dos encargos com a TS, a **EDP** entende que o argumento apresentado pela ERSE do aumento do número de beneficiários e do aumento das tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF), como justificativo do aumento do custo total, não permite inferir de forma clara que os aumentos dos montantes de financiamento da TS resultem apenas destas duas variáveis.

Relativamente à aplicação de juros, a **Acciona** e a **Aquila Capital** consideram que a sua aplicação relativamente a uma obrigação que não é incumprida e que não está vencida no momento de publicação das Diretivas é incompreensível, gravosa, desproporcional e desprovida de sentido, independentemente da sua fundamentação no Regulamento Tarifário. A **LIPOR** considera a aplicação de juros ilegal, uma vez que não decorre de um atraso imputável aos contribuintes, mas sim da própria estrutura do mecanismo, que determina valores previsionais antes de existirem dados definitivos.

Por fim, a **APQuímica** expressa a sua preocupação de fundo com a componente de ajustamentos de anos anteriores e os seus efeitos sobre o custo nos anos seguintes. O diferencial entre a energia previsional e a energia real, para os vários anos de aplicação, pode configurar um fator de imprevisibilidade e gerador de incerteza, com potencial de impacte não despreciable sobre custos futuros, por via dos ajustamentos que implica. Esta preocupação é igualmente partilhada pela **ACEMEL**.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Como já tinha sido esclarecido pela ERSE nos relatórios da CP 119 e da CP 124, em resposta aos comentários da **Acciona**, da **Aquila Capital**, e da **Lipor** sobre a aplicação de juros, reitera-se que os juros aplicados aos ajustamentos dos anos de 2024 e 2025 não se tratam de juros de mora, mas sim de juros regulatórios que atualizam os valores de 2024 e de 2025 para 2026, sendo esta a única forma de assegurar a neutralidade financeira para todos os agentes.

Os juros regulatórios, por estarem previstos no Regulamento Tarifário (RT), são do conhecimento de todos os agentes do setor e assumem uma materialidade acentuadamente inferior à dos juros moratórios, assegurando apenas a neutralidade financeira entre os vários intervenientes nos fluxos financeiros da TS, que inclui os agentes financiadores, o gestor global do sistema (GGS), os operadores de redes e os clientes beneficiários da tarifa social. Acresce que a Diretiva n.º 13/2024, aprovada na sequência da CP 119, fixa, justamente, por remissão para o RT, as taxas de juro (regulatórias) aplicadas nos ajustamentos. Refira-se, por fim, que o esquema regulatório deste tipo de juros é simétrico, sendo operacionalizado nos dois sentidos, ou seja, para montantes a devolver aos agentes financiadores ou para montantes a pagar por estes, consoante o sentido do desvio entre os montantes previstos e os apurados posteriormente.

Ainda no contexto dos juros regulatórios, a ERSE esclarece que as taxas de juro aplicadas nos ajustamentos, calculadas nos termos do RT em vigor, correspondem à soma da Euribor a 12 meses com um *spread* definido anualmente⁵. Este *spread* corresponde ao valor que permite a neutralidade financeira na recuperação dos ajustamentos pelas empresas (ou pelo Sistema Elétrico Nacional), obtido através da comparação das *yields* das empresas do setor elétrico com a evolução das Euribor a 12 meses, tendo como referência a evolução das condições financeiras nos anos de ajustamento. O valor do *spread* encontra-se devidamente justificado no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 empresas reguladas do setor elétrico”⁶.

Já no que respeita ao financiamento da TS previsto para 2026, regista-se uma revisão em baixa de 8 490 milhares de euros face ao valor incluído na proposta de tarifas do setor elétrico, submetida ao CT em outubro de 2025. Os custos previsionais para 2026, relativos a Portugal continental e às Regiões Autónomas, colocados na CP 136, foram de 145 297 milhares de euros, tendo sido revistos para 136 806 milhares de euros na decisão de tarifas para 2026. Este valor compara com custos previsionais para 2025, de 124 223 milhares de euros, determinados na decisão de tarifas para 2025.

O agravamento do montante previsto do financiamento da TS de 2026, face ao valor previsto no ano anterior, deve-se principalmente ao acréscimo da previsão do número de clientes beneficiários da TS, que se traduz em previsões mais altas em termos de energia e potência contratada. Contribui igualmente para

⁵ A taxa de juro de 2024 (3,724%) corresponde à média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2024 da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, acrescida de *spread* de 0,45%. ⁵ A taxa de juro de 2025 (2,668%) corresponde à média dos valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2025 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,45%.

⁶ <https://www.erse.pt/media/5ycdh1pk/proveitos-e-ajustamentos-2026.pdf>

esse agravamento, embora em menor magnitude, a evolução da TTVCF em baixa tensão normal (BTN), que apresenta uma variação tarifária de +1,0% em 2026.

O desagramento do montante previsto do financiamento da TS de 2026, entre a proposta e a decisão tarifária, decorre de uma reanálise da estrutura de consumo, em energia e potência contratada, adotada na proposta de tarifas. Desta análise resultou que a estrutura de consumos adotada nas tarifas para 2025, refletia melhor os valores reais de 2023 e 2024 do agregado dos clientes beneficiários da TS em Portugal continental, do que a estrutura adotada na proposta de tarifas, razão pela qual se optou por alterar a estrutura de consumos na decisão tarifária para 2026. Esta revisão efetuada pela ERSE mitiga o aumento no custo do financiamento com a TS, que foi objeto de comentários pelos vários agentes.

No que se refere ao número de clientes beneficiários da TS de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2026, manteve-se a previsão baseada na informação recebida dos vários comercializadores, referente ao segundo trimestre de 2025, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. Na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM) adotam-se as previsões da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, respetivamente.

O Quadro 2-1 resume os custos referentes aos descontos da TS previstos para o ano de 2026, assim como os ajustamentos para os anos de 2025 e 2024 a repercutir em 2026, que foram considerados na [Diretiva n.º 12-A⁷/2025](#), publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 250, de 30 de dezembro de 2025, com desagregação por Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

⁷ Alterada pela Declaração de Retificação n.º 1/2026 (numeração ERSE), de 12 de janeiro, cuja publicação no Diário da República se aguarda.

Quadro 2-1 – Custos referentes aos descontos da tarifa social previstos para o ano de 2026 e ajustamentos referentes aos anos de 2025 e 2024, desagregados por regiões

Unidade: Milhares EUR

	2026	2025			2024				Transferências em 2026
	Previsão financiamento TS 2026	Previsão financiamento TS 2025	Estimativa financiamento TS 2025 em 2026	Ajustamento provisório de 2025 em 2026	Previsão financiamento TS 2024	Real financiamento TS 2024 em 2026	Ajust. provisório de 2024 em T2025 com juros para 2026	Ajustamento de 2024 em 2026	
	(a)	(b)	(c)	(d)=[(c)-(b)] *(1+i ₂₀₂₅)	(e)	(f)	(g)	(h)=[(f)-(e)]*(1+i ₂₀₂₅)* *(1+i ₂₀₂₄)-(g)	
Continente	129 972	117 298	131 969	15 062	129 802	123 196	-4 605	-2 429,2	142 606
Região Autónoma dos Açores	3 478	3 387	3 585	203	3 241	3 199	-18	-26,7	3 654
Região Autónoma da Madeira	3 356	3 538	3 299	-245	3 410	3 380	47	-78,5	3 033
Total custos TS apurados dos descontos a clientes	136 806	124 223	138 854	15 020	136 453	129 776	-4 577	-2 534	149 292
Outros montantes a imputar aos Produtores (2)	0	0	0	49	0	0	0	63	112
Outros montantes a imputar aos Comerc/Agentes Consumo (3)	0	0	0	0	0	0	0	2 104	2 104
Total custos TS a financiar	136 806	124 223	138 854	15 070	136 453	129 776	-4 577	-368	151 508

Notas: (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores ou comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o GGS.

(2) Corresponde ao efeito redistributivo do acerto de faturação efetuada à Central Fotovoltaica do Freixial, em resultado de uma incorreção na potência de ligação usada pela ERSE na repartição de 2025 e nos ajustamentos provisórios de 2024 e 2023. A diferença (inferior em 109 091,48€) foi suportada pelo GGS provisoriamente durante o ano de 2025, sendo reposta em 2026 com um ano de juros regulatórios (112 001,75€).

(3) Corresponde ao ajustamento por desvio de energia faturada aos comercializadores em 2024, apresentado no Quadro 2-6.

(4) O montante de descontos da TS previsionais de 2024 apresentado neste quadro [coluna (e)], resulta dos montantes mensais de descontos da TS publicados nas tarifas de 2024 a 15/12/2023 (janeiro a maio de 2024) e dos montantes mensais de descontos da TS publicados na fixação excecional de tarifas de 2024 a 15/5/2024 (junho a dezembro de 2024). A fixação excecional das tarifas de 2024 alterou, a partir de junho, os valores mensais dos descontos da TS a transferir do GGS para os operadores de redes de distribuição. Contudo, a repartição do financiamento do ano de 2024 não foi alterada com a fixação excecional de tarifas de 2024, pelo que o montante transferido em 2024 dos produtores e comercializadores para o GGS corresponde aos descontos da TS de 2024 fixados a 15/12/2023 (sem a revisão efetuada a 15/5/2024). Por estes motivos, os montantes previstos financiar no ano 2024 e respetivos ajustamentos de t-1 (em 2025) e de t-2 (em 2026), que constam nas colunas (e), (g) e (h) deste quadro diferem dos montantes que constam nas colunas (b), (g) e (h) do Quadro 2-5, assegurando-se o acerto destes montantes e a neutralidade financeira para o GGS através do ajustamento do financiamento da TS de 2024, indicado nesse quadro.

2.2 SITUAÇÕES ESPECIALIZADAS DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

2.2.1 PRODUTORES QUE ENTRARAM EM EXPLORAÇÃO AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 30-A/2022

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A GALP defende que, para os centros eletroprodutores que iniciaram a exploração ao abrigo das medidas de simplificação de procedimentos administrativos previstas no Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, a consideração da atribuição imediata da licença de exploração após o fim do prazo para o requerimento

da mesma⁸ irá promover a cobrança excessiva de montantes relativos ao financiamento da TS, que terão de ser devolvidos em sede de ajustamento acrescidos de juros. Acrescenta que, tendo em conta o atraso na tramitação dos processos de licenciamento, uma abordagem mais prudente seria aguardar pela confirmação da atribuição da licença de exploração pela DGEG para iniciar a imputação do financiamento de custos com a TS a estes produtores.

A **Aquila Capital** esclareceu que a central fotovoltaica (CF) de Barcos concluiu a ligação à rede em agosto de 2024 e iniciou a venda de energia elétrica a partir de 18/09/2024, tendo obtido a respetiva licença de exploração a 17/09/2025. Até essa data, a empresa era apenas titular de uma licença de produção, pelo que não estaria sujeita à incidência subjetiva do financiamento em 2023, 2024 e nos primeiros nove meses de 2025. Refere ainda que, a ERSE incluiu a CF Barcos nas propostas de repartição para esses anos e também na Diretiva n.º 21-B/2024, imputando-lhe encargos sem base legal. A **Aquila Capital** considera que não se deve manter a CF de Barcos como financiadora da TS antes de 17/09/2025, o que carece de imediata retificação. Termina referindo que a ausência ou a falta de qualidade da informação disponível não pode justificar uma imputação de custos indevida.

Nos seus comentários, um agente indica que pediu a licença de exploração para 3 centrais fotovoltaicas dentro do prazo de 3 anos, mas que a atribuição da mesma pela DGEG ocorrerá vários meses depois desse prazo. Em concreto, no cálculo da ERSE estas 3 centrais entram no financiamento dos custos da TS em final de julho/início de agosto de 2025 e o agente em causa indica que até à data ainda não obteve as licenças de exploração, pelo que o pressuposto de 3 anos não deve ser aplicado, devendo aguardar-se pela emissão dessas licenças para iniciar a imputação.

No mesmo tema, outro agente refere que uma determinada central fotovoltaica, à qual foi aplicado o mesmo pressuposto dos 3 anos para início do financiamento, quer nesta consulta pública, quer na consulta pública do ano anterior, obteve a licença de exploração em data diferente da que foi considerada pela ERSE.

⁸ 3 anos após a comunicação pelo operador de rede de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede e mediante prévia notificação à Direção-Geral da Energia e Geologia (conforme os n.ºs 1 e 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 30-A/2022).

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Os pressupostos considerados na abertura da CP 136 mantiveram-se em relação aos anos anteriores e são descritos na página 16 do documento justificativo:

“Por outro lado, não tendo o critério legal sido afastado pelo Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, as centrais que entraram em exploração ao abrigo deste diploma, também não estão sujeitas ao financiamento até que obtenham a licença de exploração. Para estes casos específicos, com a melhor informação de que se dispunha na preparação desta consulta, a aplicação deste critério na repartição do financiamento da TS de 2026 assumiu, em termos previsionais, que estes produtores obterão a licença de exploração no prazo de 3 anos, após o início da injeção de energia na rede e depois de decorrido o período experimental, se aplicável, em linha com o previsto no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 30-A/2022. Nos casos em que não há evidências ou não é possível à ERSE aferir se o produtor permanece sem licença de exploração, o centro eletroprodutor foi incluído na proposta de repartição que se submete a consulta.”

No Quadro 3-2 (página 12) do mesmo documento, a ERSE indica *“Para os produtores que iniciaram a exploração sem emissão prévia de licença de exploração, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, e na ausência de informação concreta sobre a data de obtenção da licença de exploração, considerou-se que a mesma ocorrerá no dia seguinte ao termo do prazo de três anos previsto para o respetivo requerimento.”*

Os produtores sujeitos a licença de produção podem injetar e vender energia após obterem *licença de exploração* ou, por força do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, *“após comunicação pelo operador de rede de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede e mediante prévia notificação à Direção-Geral da Energia e Geologia”*. Neste último caso, *“A licença de exploração ou o certificado de exploração são requeridos no prazo de três anos após a comunicação referida no n.º 1, podendo a realização de vistoria prévia ser dispensada pela DGEG.”* Uma vez que a letra da lei não restringe este período a três anos, mas antes exige que seja requerida a licença de exploração no decurso desse prazo, a imputação do financiamento fica dependente da emissão daquela licença. Naturalmente, a licença de exploração tem de ser pedida dentro daquele limite máximo temporal e, nestas circunstâncias, é expetável especial celeridade na emissão da referida licença.

Decorre do exposto que, para os centros electroprodutores em causa, foi indicada informação concreta sobre a data de obtenção da licença de exploração. Assim, tendo em conta a informação em causa, são adaptados os prazos em conformidade.

Especificamente para o caso da CF de Barcos, refira-se que anteriormente a mesma não financiou a TS desde 2023, como indicado nos comentários da **Aquila Capital**, mas sim a partir da data de ligação e início de injeção de energia na rede em 18/9/2024. Não obstante, para a publicação da Diretiva n.º 12-A/2025⁹, publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 250, de 30 de dezembro de 2025, procedeu-se à alteração para a data da licença de exploração indicada pelo produtor, nos comentários. Esta data deverá ser comunicada por este produtor ao GGS, no reporte de informação previsto no artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024.

No caso dos produtores ligados à rede ao abrigo do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, em que não há uma licença de exploração emitida, o pressuposto da ERSE para a previsão da sua emissão (uma vez que não se verificou a celeridade anteriormente pressuposta) foi adaptado de modo a considerar o início do financiamento da TS após 3 anos e 6 meses. Tal corresponde a assumir uma margem para a conclusão do processo administrativo de atribuição da licença de exploração. O valor do financiamento será ajustado posteriormente, atendendo à concreta data a que a licença de exploração venha a produzir efeitos.

O Quadro 2-2 apresenta as datas de início de financiamento da TS atualizado após a CP 136, as quais foram consideradas na Diretiva n.º 12-A/2025 para os centros eletroprodutores que não financiam a TS na totalidade do período anual em algum dos anos em apreço (2024, 2025 ou 2026).

2.2.2 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL (CER)

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A **LIPOR** refere que está a desenvolver uma Comunidade de Energia Renovável (“CER”), nos termos do artigo 189.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, na qual participa como autoconsumidor, tendo disponibilizado, em benefício da comunidade, a Central de Valorização Energética (CVE) da Maia para que a energia gerada seja partilhada e autoconsumida pelos restantes membros da CER. A CVE, até agora configurada como centro eletroprodutor, com injeção da totalidade da geração na RESP, é convertida em Unidade de Produção para Autoconsumo (“UPAC”). Por este motivo, refere que esta central é “*desqualificada para efeitos de financiamento da Tarifa Social por operar em regime de autoconsumo*”. A interessada pede para não suportar os custos com o financiamento da tarifa social.

⁹ Alterada pela Declaração de Retificação n.º 1/2026 (numeração ERSE), de 12 de janeiro, cuja publicação no Diário da República se aguarda.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Na falta de previsão expressa na legislação, as UPAC e as CER não se encontram abrangidas pela obrigação de financiamento dos custos com a TS. Esta interpretação apoia-se, também, na congruência com o quadro de benefícios ao nível das isenções de CIEG nas tarifas aplicáveis às UPAC, que são aplicáveis também às CER (artigo 212.º e 190.º e 192.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 15/2022). Ademais, uma vez que no regime de financiamento dos produtores, a capacidade é deduzida de 10 MVA (artigo 199.º-B, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022) e existem geralmente limites de proximidade e até um limite de 6 MW para regimes de partilha de energia por clientes finais de dimensão superior à das pequenas e médias empresas (artigo 15.º-A, n.º 5 da Diretiva (UE) 2019/944), esta não incidência tem impacto limitado.

Contudo, a mobilização destas normas e respetiva interpretação da ERSE no atual quadro do financiamento da TS, depende da comprovação de que o produtor passou a ser uma UPAC ou está integrado numa CER, segundo os regimes de controlo prévio e, consequentemente, dos reportes de informação ao GGS no âmbito da Diretiva n.º 13/2024, que têm de incluir as correspondentes auditorias ou certificações.

Os elementos recolhidos após a CP 136 confirmam que a DGEG concluiu o registo da CER e deu indicação para a **LIPOR** avançar com o averbamento da licença de exploração da central de valorização energética de resíduos com 27 MVA de potência de ligação. Deste modo, é previsível que no início de 2026 esta central seja uma UPAC integrada em CER, tendo a ERSE optado por admitir, previsionalmente, que a partir de 1/1/2026 já não é um centro electroprodutor para efeitos da imputação do financiamento da tarifa social, nos termos acima descritos. Naturalmente, esta situação ficará sujeita a ajustamentos com base na data que vier efetivamente a constar no averbamento da licença de exploração e à atualização do reporte de informação ao GGS e respetiva certificação.

2.3 DADOS USADOS NA REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL E CONSISTÊNCIA DA INFORMAÇÃO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os dados e pressupostos utilizados pela ERSE nas variáveis relevantes para a alocação do financiamento da TS foram objeto de diversos comentários. Sobre este tema, o **CT** propõe que no cálculo da repartição do financiamento da TS a ERSE utilize a informação mais completa e atualizada, em concreto as estimativas reportadas pelos ORD no que respeita aos custos com a TS no Continente e Regiões Autónomas, de modo

a minimizar os ajustamentos em anos subsequentes. Finalmente, não sendo expectável que a Turbogás deixe de estar ligada à rede, atendendo à sua importância na segurança de abastecimento do SEN, o CT insta a ERSE a promover junto do Governo uma definição célere do regime de exploração desta central após 31 de março de 2026.

O tema dos critérios de isenção do financiamento da TS foi identificado pela **ELECPOR** como não sendo claro, considerando a mesma que o documento em consulta não clarifica ou fundamenta as opções tomadas pela ERSE.

Por fim, em comentário confidencial, um produtor apontou uma incorreção nas potências de ligação utilizadas pela ERSE em alguns dos seus centros eletroprodutores, para o cálculo da repartição do financiamento da TS.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE descreveu no documento justificativo, que acompanhou a CP 136, todos os pressupostos considerados na repartição do financiamento da TS, incluindo para algumas situações especializadas, em que dada a natureza interpretativa das matérias, fez questão de expressar a sua interpretação. O resultado da aplicação destes pressupostos foi explicitado, nomeadamente no que respeita à repartição do financiamento dos custos com a TS relativos ao ano de 2026, aos ajustamentos provisórios de 2025 e aos ajustamentos referentes a 2024, por centro electroprodutor e para o conjunto dos comercializadores.

Na sua proposta, a ERSE suportou-se na informação de caracterização do parque electroprodutor de que dispunha naquele momento, nomeadamente a recebida ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, tendo igualmente recorrido a informação complementar proveniente da DGEG, para minimizar o risco de uma caracterização incorreta. A CP 136 conferiu uma possibilidade adicional de audição dos agentes envolvidos, contribuindo para a melhoria da operacionalização do financiamento da TS.

Face aos comentários recebidos, incluindo dados facultados por alguns agentes, e às diligências para aperfeiçoar a informação disponível, nomeadamente informação proveniente dos produtores, a ERSE procedeu a um conjunto de atualizações de dados e pressupostos face à proposta colocada na CP 136. Em concreto, foram atualizadas as datas de início ou fim do financiamento da TS dos seguintes centros eletroprodutores:

- CF de Barcos (para 17/9/2025), CF de Albercas (para 1/2/2026), CF de Pereiro (para 1/2/2026), CF de São Marcos (para 1/2/2026), tendo presente a decisão explicitada no ponto 2.2.1. No âmbito

desta decisão a CF de Morgável e CF de Trindade passarão a financiar a TS em data posterior a 31/12/2026;

- CF de Viçoso (para 18/11/2023) e central térmica Petrogal de Sines (para 18/11/2023), por ter sido obtida informação adicional, nomeadamente as respetivas licenças de exploração, que resultou na confirmação de que estes centros eletroprodutores têm de financiar os custos com a TS desde a alteração do modelo de financiamento introduzida pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro.
- Central de valorização energética de resíduos da LIPOR (início em 1/7/2024 e fim previsional em 31/12/2025), tendo presente a decisão explicitada no ponto 2.2.2.

No que respeita ao comentário do **CT** para que a ERSE utilize a informação mais completa e atualizada, a ERSE atendeu a essa preocupação e atualizou o montante total a financiar do ano 2026 para o valor publicado nas tarifas e preços de 2026 (ver ponto 2.1), as estimativas do montante total a financiar no ano 2025¹⁰, assim como os dados das instalações de produção elegíveis até 30 de novembro de 2025. No que respeita ao reporte de dados ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, foi considerada a informação facultada pelo GGS à ERSE, que inclui elementos reportados pelos agentes financiadores até 31 de outubro de 2025.

No que respeita à disponibilização dos dados que fundamentam a proposta de repartição do financiamento dos custos da TS, a ERSE procurou disponibilizar no documento justificativo e na proposta de Diretiva levados a consulta, a informação relevante para o cálculo da repartição do financiamento da TS. Esta informação inclui, designadamente, as potências de ligação por centro eletroprodutor, as datas de início e fim de financiamento pelos centros eletroprodutores¹¹ e as energias usadas para imputação do financiamento entre produtores e comercializadores.

Quer ao nível dos pressupostos, quer ao nível dos dados, a sua disponibilização na CP 136 possibilitou a oportunidade de contraditório ou do esclarecimento pelos agentes financiadores ou outros participantes na consulta.

¹⁰ Com informação real dos descontos ocorridos até outubro de 2025, prestada pelos operadores de rede (E-REDES, EDA e EEM).

¹¹ Estas datas são usadas no cálculo dos fatores de ponderação, que condicionam a potência de ligação deduzida de 10 MVA e, consequentemente, a contribuição de cada centro electroprodutor, quando o financiamento da TS não corresponde à totalidade do período anual.

Em concreto, a informação quanto às datas de início do financiamento pelos centros electroprodutores, divulgada no Quadro 3-2 do documento justificativo da CP 136, beneficiou dos elementos recebidos nos comentários e outros recolhidos pela ERSE após o início da consulta.

No Quadro 2-2 apresenta-se a atualização dessas datas por centro electroprodutor, que condicionam o fator de ponderação nos anos 2024, 2025 e 2026.

Quadro 2-2 – Datas de início e fim de elegibilidade de centros eletroprodutores para o financiamento da TS e respetivo fator de ponderação, nos anos 2024, 2025 e 2026

Nome Central	Ano	Potência de ligação (≥10MVA) (a)	Data de efeito	Dias/Ano de financiamento	Fator de ponderação (b)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA (c) = ((a)-10)*b	Observações
Início de elegibilidade para o financiamento							
PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	2026	18,5	08/06/2026	208	0,57	4,8	Data de Início de RRG a 08/06/2026
CF S. Marcos	2026	44,9	01/02/2026	335	0,92	31,9	Data prevista para obtenção da licença de exploração a 01/02/2026
CF Pereiro	2026	25,9	01/02/2026	335	0,92	14,5	Data prevista para obtenção da licença de exploração a 01/02/2026
CF Albercas	2026	25,5	01/02/2026	335	0,92	14,2	Data prevista para obtenção da licença de exploração a 01/02/2026
PE São Macário	2026	24,3	25/01/2026	342	0,93	13,4	Data de Início de RRG a 25/01/2026
PE Seixinhos/Marão II	2025	10,3	23/12/2025	9	0,02	0,0	Data de Início de RRG a 23/12/2025
PE Penedo Ruivo/Marão I	2025	13,3	23/12/2025	9	0,02	0,1	Data de Início de RRG a 23/12/2025
CF BARCOS	2025	40,0	17/09/2025	106	0,29	8,7	Data da licença de exploração obtida a 17/09/2025
CF Cerca - Reequipamento	2025	28,4	14/09/2025	109	0,30	5,5	Data de Início de RRG a 14/09/2025
CF Lordelo	2025	12,4	01/08/2025	153	0,42	1,0	Início de produção a 01/08/2025
CF Mato da Cruz	2025	12,4	01/07/2025	185	0,50	1,2	Início de produção a 01/07/2025
PE Outeiro	2025	28,6	07/06/2025	209	0,57	10,6	Data de Início de RRG a 07/06/2025
PE Serra da Capucha	2025	10,8	31/05/2025	216	0,59	0,4	Data de Início de RRG a 31/05/2025
PE Passarinho	2025	12,9	04/05/2025	243	0,66	1,9	Data de Início de RRG a 04/05/2025
CF Quinta do Anjo	2025	30,0	24/04/2025	253	0,69	13,8	Data de Início de RRG a 24/04/2025
PE Trandeiras	2025	18,2	17/02/2025	319	0,87	7,1	Data de Início de RRG a 17/02/2025
CF Cabeço Vermelho	2025	68,0	13/02/2025	323	0,88	51,2	Data de Início de RRG a 13/02/2025
CF Albisparks	2025	30,0	23/01/2025	344	0,94	18,8	Data da licença de exploração obtida a 23/01/2025
CF Tábua	2025	40,0	16/01/2025	351	0,96	28,8	Data da licença de exploração obtida a 16/01/2025
CF Montemor	2025	10,8	01/01/2025	366	1,00	0,8	Início de produção a 01/01/2025
CF Vale da Pedra	2024	11,0	20/12/2024	12	0,03	0,0	Data de Início de RRG a 20/12/2024
CF Valpaços	2024	30,0	19/07/2024	166	0,45	9,1	Data da licença de exploração obtida a 19/07/2024
PE Vale Grande	2024	12,3	12/07/2024	173	0,47	1,1	Data da licença de exploração obtida a 12/07/2024
RSU Valorsul	2024	63,2	01/07/2024	184	0,50	26,7	Data de Início de RRG a 01/07/2024
RSU LIPOR	2024	27,0	01/07/2024	184	0,50	8,5	Data de Início de RRG a 01/07/2024
CH Alto Tâmega	2024	180,0	18/04/2024	258	0,70	119,8	Data de Início de RRG a 18/04/2024
CF Encarnado	2024	80,3	19/03/2024	288	0,79	55,3	Data de Início de RRG a 19/03/2024
CF Casal do Paul	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de RRG a 19/03/2024
CF Alforgemel	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de RRG a 19/03/2024
Fim de elegibilidade para o financiamento							
RSU LIPOR	2026	27,0	01/01/2026	0	0,00	0,0	Data prevista para o averbamento na licença de exploração da passagem a UPAC integrada em CER

Nota: As datas apresentadas neste quadro refletem a ponderação de comentários e decisões explicitadas no ponto 2.2.

Relativamente ao comentário da **ELECPOR** sobre o racional subjacente às isenções ao financiamento da TS, a ERSE esclarece que aplicou as regras definidas no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. Os critérios de isenção do financiamento dos custos com a TS foram uma opção do legislador, cabendo à ERSE refleti-los na operacionalização da repartição dos custos pelos agentes financiadores. Contudo, face a este comentário recorre da **ELECPOR**, na próxima consulta pública a ERSE procurará organizar e divulgar a informação dos centros eletroprodutores isentos em cada ano e o respetivo motivo. Em especial, a ERSE procurará

fazê-lo para os centros eletroprodutores que têm potência de ligação superior a 10 MVA, por serem os que podem vir a suportar estes custos, tendo também presente a dedução de 10 MVA prevista no atual modelo de financiamento.

Por fim, a ERSE informa que tomou boa nota dos comentários de um produtor sobre eventuais incorreções nas potências de ligação de alguns centros eletroprodutores de que é titular. Clarifica-se que no presente exercício foi usada a melhor informação sobre as potências de ligação de que a ERSE dispunha. Em concreto para o caso assinalado por esse produtor, os valores da potência de ligação utilizados pela ERSE são os que constam na certificação apresentada por esse produtor ao abrigo do artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024. Por outro lado, o produtor em causa não juntou nenhum elemento relativo ao licenciamento, mas antes elementos diversos que *per se* não são suficientes para contrariar os dados da mencionada certificação. Assim, a eventual alteração das potências de ligação para efeitos da repartição dos custos com a TS está condicionada ao cumprimento dos requisitos de alteração do reporte de informação pelos produtores, previsto no n.º 2 do artigo 5.º acima referido, o que subentende a apresentação de nova certificação ou de documentação de suporte.

Deste modo, sem prejuízo das atualizações de pressupostos acima referidas e da incorporação de dados relevantes recebidos em comentários na CP 136, a ERSE manteve a arquitetura dos pressupostos considerada na proposta de repartição do financiamento da TS explicitados na CP 136.

Assim, para 2026, a primeira repartição em função de energia entre agentes financiadores, 34,4% para produtores e 65,6% para comercializadores, não sofre alterações substanciais, face à proposta colocada na CP 136, como se verifica no Quadro 2-3.

Já no que respeita ao custo da TS a financiar em 2026, regista-se uma revisão em baixa face ao colocado na CP 136, pelos motivos explicitados no ponto 2.1. O valor colocado na CP 136 foi de 145 297 milhares de euros, sendo revisto para 136 806 milhares de euros.

Quadro 2-3 - Resumo das transferências no âmbito da tarifa social a realizar em 2026

Transferências em 2026									
	Previsão energia 2026		Previsão financiamento TS 2026	Ajustamento provisório de 2025	Ajustamento de 2024	Ajustamento de faturação dos comercializadores de 2024	Transferências totais em 2026	Transferência média mensal em 2026	Preço de financiamento em 2026
	(a)		(b)	(c)	(d)	(e)	(f) = (b) + (c) + (d) + (e)	(g) = (f) / 12	(h) = (g) / (a)
	%	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR/mês	(EUR/MVA)/mês EUR/MWh
Produtores	34,4%	25 268 024	46 999 135	9 299 132	-4 570 771	n.a.	51 727 496	4 310 624,66	283
Comercializadores	65,6%	48 282 702	89 806 991	5 770 705	2 099 088	2 103 692	99 780 475	n.a.	2,0666
Total	100%	73 550 726	136 806 126	15 069 837	-2 471 684	2 103 692	151 507 971		

Relativamente aos ajustamentos provisórios do financiamento da TS do ano de 2025, embora a estimativa da proporção de energia entre os produtores e os comercializadores não tenha sofrido alterações face à proposta colocada na CP 136, as estimativas dos custos com a TS a financiar em 2025 foram atualizadas, com informação real dos descontos ocorridos até outubro de 2025 prestada pelos operadores de rede. Com esta atualização, os custos estimados com a TS para o ano de 2025 passaram para 138 854 milhares de euros, face a 135 715 milhares de euros apresentados na CP 136, o que resulta num acréscimo de 3 222 milhares de euros no ajustamento de 2025. O cálculo do ajustamento provisório de 2025 imputado aos produtores e aos comercializadores é apresentado no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 – Resumo dos ajustamentos provisórios do financiamento da tarifa social, respeitantes ao ano de 2025

Ajustamento provisório relativo ao ano de 2025									
Previsão 2025 - Publicado Diretiva (t-1)				Estimativa de 2025 a incluir no financiamento de 2026					
Previsão energia 2025		Previsão financiamento TS 2025		Estimativa energia 2025		Estimativa financiamento TS 2025	Ajustamento provisório 2025 (sem juros 2025)	Juros de 2025	Ajustamento 2025 a repercutir em 2026 (com juros)
(a)		(b)		(c)		(d)	(e) = (d) - (b)	(f) = (e) * (i _{2025_T2026})	(g) = (e) + (f)
%	MWh	EUR		%	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR
Produtores	33,4%	23 621 950	41 476 092	36,4%	27 215 046	50 485 515	9 057 503	241 630	9 299 132
Comercializadores	66,6%	47 127 242	82 747 353	63,6%	47 636 282	88 368 111	5 620 758	149 947	5 770 705
Total	100%	70 749 192	124 223 445	100,0%	74 851 328	138 853 626	14 630 181	391 576	15 069 837

No que respeita ao ano de 2024, os ajustamentos do financiamento da TS imputados a produtores e comercializadores (ver Quadro 2-5) praticamente não se alteraram em relação aos valores apresentados na CP 136, havendo uma ligeira diferença nos juros que resulta da atualização da Euribor a 12 meses com dados até 15 de novembro de 2025 (na consulta com dados até 15 de setembro).

Quadro 2-5 – Resumo dos ajustamentos do financiamento da tarifa social, respeitantes ao ano de 2024

Ajustamento de 2024									
Previsão 2024 - Diretiva em (t-2)				Valores de 2024 a incluir no financiamento de 2026					
Previsão energia 2024		Previsão financiamento TS 2024		Real energia 2024		Financiamento 2024	Ajustamento 2024 sem juros	Juros de 2024 e 2025	Ajustamento provisório de 2024 em T2025 (com juros)
(a)		(b)		(c)		(d)	(e) = (d) - (b)	(f) = (e) * (i _{2024_T2026} + i _{2025_T2026} * (1 - i _{2024_T2026}))	(g)
%	MWh	EUR		%	MWh	EUR	EUR	EUR	(h) = (e) + (f) - (g)
Produtores	32,6%	22 587 013	44 446 762	31,7%	21 597 572	41 188 482	-3 258 280	-211 799	1 100 692
Comercializadores	67,4%	46 781 345	92 056 407	68,3%	46 464 254	88 594 955	-3 461 452	-224 695	-5 785 235
Total	100%	69 368 358	136 503 169	100,0%	68 061 825	129 775 772	-6 727 398	-436 494	-4 684 543

O Quadro 2-6 apresenta o ajustamento de faturação dos comercializadores em 2024, considerando os juros de 2025 e 2026. Este ajustamento foi determinado pela diferença entre os montantes transferidos pelo

ORT para os ORD, referentes ao financiamento dos comercializadores, e os montantes efetivamente faturados pelo ORT aos comercializadores. A alteração face ao valor apresentado na CP 136 deve-se à atualização dos juros do ano de 2025.

Quadro 2-6 – Ajustamento de faturação de 2024 dos comercializadores

Desvio em 2024 entre o montante faturado aos comercializadores pelo ORT e o valor transferido para os ORD						
Montantes faturados pelo ORT aos comercializadores			Montantes transferidos pelo ORT aos ORD			Desvio
Montante faturado pelo ORT aos Comercializadores (sem juros)	Juros 2024 e 2025 em T2026	Montante faturado pelo ORT aos Comercializadores (com juros 2024 e 2025 em T2026)	Montante transferido pelo ORT para os ORD	Juros 2024 e 2025 em T2026	Montante transferido pelo ORT para os ORD (com juros 2024 e 2025 em T2026)	
(a)	(b)=(a)*(i _{2024_2025})	(c)=(b)+(a)	(d)	(e)=(d)*(i _{2024_T2026} +i _{2025_T2026})	(f)=(d)+(e)	(g)=(f)-(c)
EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
99 529 269	6 460 790	105 990 059	101 504 727	6 589 024	108 093 751	2 103 692

Notas: (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o gestor global do SEN (REN).

(2) Os montantes faturados e transferidos abrangem para além do ano de 2024, o período de 18/11/2023 a 31/12/2023.

Os quadros detalhados por produtor e por ano encontram-se no anexo à Diretiva n.º 12-A/2025¹², publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 250, de 30 de dezembro de 2025, que publica a repartição final do financiamento dos custos com a TS de 2026 e os ajustamentos de 2024 e 2025.

¹² Alterada pela Declaração de Retificação n.º 1/2026 (numeração ERSE), de 12 de janeiro, cuja publicação no Diário da República se aguarda.

3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA

O presente capítulo enuncia os comentários recebidos na Consulta Pública n.º 136 (CP 136) que, pela sua natureza, não provocam alterações concretas na repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS), mas que se entende deverem beneficiar de uma resposta dedicada com o objetivo de clarificar a posição da ERSE.

3.1 MODELO DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O tema do modelo de financiamento dos custos com a TS mereceu comentários da quase totalidade das entidades participantes, pese embora não fosse explicitamente alvo da CP 136.

O CT, o CC, a **Acciona**, a **APIGCEE**, a **ACEMEL**, a **APIGCEE**, a **Aquila Capital**, a **APQuímica**, a **Coopérnico**, a **COGEN Portugal**, a **DECO**, o grupo **EDP**, a **ELECPOR**, a **ENGIE**, a **FORTIA**, a **GALP**, a **Iberdrola**, a **LIPOR**, a **Usenergy** e a **Valorsul** partilham da consideração de que o financiamento dos custos com a TS deveria ser feito através do orçamento de Estado ou por verbas da Segurança Social, instando a ERSE a promover junto do legislador a alteração do seu modelo de financiamento.

A **Acciona**, a **Aquila Capital** e a **Iberdrola** defendem que o financiamento deveria incluir necessariamente outros agentes, como os ORD e o ORT, por forma a assegurar-se a plena aplicação do princípio da não-discriminação, aludindo que esta foi a opção levada a cabo pelo legislador espanhol em 2022.

Complementarmente, o CC, a **ACEMEL**, a **APIGCEE**, a **Aquila Capital**, a **ELECPOR**, a **Iberdrola**, a **LIPOR**, a **Usenergy** e a **Valorsul** defendem a revisão do atual modelo de financiamento, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento da Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho de 2019.

É ainda referido pela **Acciona** que a operacionalização do financiamento da TS com recurso à proporção da energia da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) utilizada pelos agentes de mercado traz mais custos a nível de sistemas de operações para os comercializadores de energia elétrica. Como forma de minimização destes custos, sugere a eventual introdução de um critério bonificado que esteja diretamente relacionado com a produção e comercialização de energia elétrica através de fontes de energia renovável ou com a posse de garantias de origem. Ainda neste contexto, a **Acciona**, a **ACEMEL**, a **APIGCEE**, a **Coopérnico**, o

grupo **EDP**, a **ENGIE** e a **Usenergy** identificam que deveria existir uma maior equidade entre a parcela correspondente aos produtores de energia elétrica e a parcela correspondente aos comercializadores de energia.

Adicionalmente, a **APIGCEE**, a **Coopérnico** e a **Usenergy** identificam que se mantém a isenção dos produtores contemplados no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, o que origina discrepâncias no financiamento, destacando que não existem comercializadores isentos, ao contrário do que acontece com os produtores.

No contexto dos critérios de isenção, a **ELECPOR**, a **ENGIE**, a **EDP** e a **Iberdrola** fazem referência específica aos “titulares de instalações de armazenamento, com recurso a baterias, para injeção a montante na rede, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE” e que o quadro legal é discriminatório ao não considerar a bombagem como um sistema de armazenamento para efeitos de isenção do financiamento da TS. Consideram que os sistemas de armazenamento por baterias e por bombagem, apesar de terem características diferentes, têm funções iguais para o sistema, devendo evitar-se penalizar uma tecnologia crítica para a transição energética. Não sendo possível isentar a bombagem, defendem o cálculo da contribuição para o financiamento da TS com base na energia líquida das centrais hidroelétricas, isto é, energia produzida menos a energia consumida para bombagem.

Ainda no que se refere aos critérios de isenção, a **APIGCEE** e a **FORTIA** propõem a isenção do custo da TS para os consumidores eletrointensivos, em consonância com as diretrizes de auxílios estatais da União Europeia, uma vez que são altamente sensíveis ao preço do fornecimento e encontram-se em desvantagem em relação a concorrentes europeus que possam beneficiar de isenções. A **APIGCEE** entende que a TS, ao ser suportada pelos consumidores, deveria incidir apenas nos clientes ligados em Baixa Tensão (BT), uma vez que são os únicos usufrutuários da mesma, defendendo que os consumidores industriais deveriam estar isentos deste encargo.

A **Aquila Capital** considera que são violados os princípios da legalidade e da tipicidade da lei fiscal, uma vez que os elementos essenciais da obrigação de financiamento não foram definidos por lei da Assembleia da República ou decreto-lei autorizado. Mas também porque não se encontram definidos, com rigor, em nenhum instrumento que permita aos agentes financiadores prever com segurança o montante dos custos que terão de suportar. Adicionalmente, defende que este modelo não está de acordo com o Direito da União Europeia (UE), acrescentando que a determinação do valor da contribuição de cada agente financiador para o custo da TS não se encontra claramente definido na lei. Tal valor é definido em diretivas aprovadas e publicadas pela ERSE e não é de fácil verificação, já que a determinação depende de vários

fatores, não assentando em critérios claros, objetivos e transparentes, sendo, nessa medida, contrário ao Direito europeu.

No mesmo âmbito, a **Iberdrola** refere que o atual modelo de financiamento não cumpre com os requisitos de necessidade, adequação e proporcionalidade aplicáveis a qualquer tributo.

A **Aquila Capital**, a **ENGIE**, a **Usenergy** e a **Valorsul** evidenciam que a utilização da potência de ligação como critério de repartição, e não em função da energia injetada na RESP, ignora a existência de períodos alargados de inatividade de um centro electroprodutor. A **Aquila Capital** considera que esta realidade ofende os princípios da igualdade e da capacidade contributiva, uma vez que os produtores suportam um custo que não varia em função da energia injetada na rede e, portanto, não varia em função do rendimento gerado com a sua atividade. No mesmo contexto, o grupo **EDP** defende que a repartição entre produtores deveria seguir o mesmo critério aplicado na primeira fase de repartição aos agentes financiadores e que é também aplicado numa segunda fase aos comercializadores, através de uma repartição com um termo variável de energia injetada na rede em €/MWh.

Por fim, a **Iberdrola** considera que o financiamento da TS é lesivo e constitui uma dupla oneração para os produtores que obtiveram o seu Título de Reserva de Capacidade (TRC) mediante Acordo celebrado com os operadores de rede, ao não serem isentados desta contribuição. Pelo avultado investimento que têm de fazer nas infraestruturas e pelo encargo referente ao financiamento da TS, reclamam existir uma clara violação do princípio da proporcionalidade e uma prática suscetível de ser qualificada como discriminatória.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito dos comentários sobre o modelo de financiamento da TS em vigor, efetuados pela generalidade dos participantes da consulta pública, importa reiterar que a ERSE não pode, por via regulamentar, alterar o quadro legal estabelecido, uma vez que a matéria em causa não é de natureza regulatória, mas sim político-legislativa. No quadro da presente consulta, a ERSE cinge-se à necessária concretização dos termos de repartição dos custos de financiamento da TS, que a lei lhe atribui expressamente.

O regime da TS em Portugal foi definido, desde 2010, por sucessivos diplomas legais. Como é do conhecimento geral, a ERSE preparou em 2019 um estudo¹³ numa perspetiva abrangente (*policy & advocacy*), a pedido do Governo, tendo-o disponibilizado na sua página na internet, tornando-se do

¹³ <https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf>

conhecimento público. A preferência por um modelo de financiamento da TS assente no Orçamento do Estado ou na Segurança Social, manifestada pelos agentes nos seus comentários reflete uma posição sectorial habitual, mas que, como referido acima, escapa ao âmbito da presente consulta, que não teve por objeto discutir a definição do modelo de financiamento da TS (que só pode ser modificado por alteração legislativa).

Questão diferente, porém, é defender-se que o modelo de financiamento da TS em vigor contraria disposições de Direito da União Europeia. Nem a jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia, nem a dos tribunais nacionais, autorizam tal entendimento. A ERSE faz notar que, até à data de hoje, foi reiteradamente entendido que estamos perante uma obrigação de serviço público que, reunidos os respetivos pressupostos, não está proibida, segundo o Parecer n.º 39/2012 do Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República¹⁴, a jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE)¹⁵, e o Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa de 23 de abril de 2023¹⁶.

Na mesma senda, por estar em causa uma obrigação de serviço público, contemplada pela legislação nacional dentro da margem de conformação confiada aos Estados-Membros pelo Direito da União Europeia, a ERSE considera – como sempre considerou – que a obrigação de financiamento da TS não assume natureza jurídico-tributária, mas antes natureza administrativa. Por tal motivo, todos os comentários relativos à desconformidade constitucional do regime de financiamento da TS por violação de princípios constitucionais relativos ao direito tributário (*v.g.*, princípio da capacidade contributiva, da legalidade e tipicidade fiscal, etc.) não são mobilizáveis para o caso da TS, por esta não ter natureza tributária. Quanto a isto, refira-se que os tribunais tributários de primeira instância têm vindo a dar razão à ERSE neste entendimento, tendo-se considerado materialmente incompetentes em diversos processos judiciais propostos por agentes financiadores da TS contra a ERSE.

Acresce que a caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser revista pela DGEG, em articulação com a ADENE, nos últimos seis meses de cada período de quatro anos (cf. artigo 293.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente).

¹⁴Cfr. Parecer P000392012, votado a 21-03-2013. Disponível online:

<https://www.dgsi.pt/pgpr.nsf/f1cdb56ced3fdd9f802568c0004061b6/f71d2b1c7e855a6480257aa7003c18f8?OpenDocument>

¹⁵ Cfr. Acórdão de 14 de outubro de 2021, Viesgo, C-683/19, ECLI:EU:C:2021:847.

¹⁶ Acórdão do TRL de 23/04/2023, proferido no processo n.º 2093/21.8YRLSB-2, disponível em:

<https://www.dgsi.pt/jtrl.nsf/33182fc732316039802565fa00497eec/07dcc3d7b7743db9802589a5002f1414?OpenDocument>.

É, também, invocada a necessária transversalização do financiamento da tarifa social a todo o setor, incluindo os operadores das redes de transporte e de distribuição. A ERSE entende que o facto de os referidos operadores de redes não serem chamados a financiar pecuniariamente a TS não é, em si mesmo, gerador de qualquer desconformidade da presente Diretiva e do regime legal que a sustenta. Deve ter-se em consideração, quanto a isto, que são os operadores das redes de distribuição e da rede de transporte, pelo exercício das funções que lhes são acometidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que operacionalizam o funcionamento da TS, assumindo, com isso, custos emergentes do exercício de tal função (operacionais, litigância e reputacionais). Sendo operadores que, ademais, não estão em mercado (ao contrário dos produtores, comercializadores e agentes de mercado), considera a ERSE que a exclusão dos operadores de rede do financiamento direto da TS é objetivamente justificada. De resto, a ERSE reforça que eventuais alterações legislativas não estão no seu domínio de competências.

No plano da equiparação entre tecnologias de armazenamento a baterias ou por bombagem, em particular na exclusão da energia injetada na rede por instalações de armazenamento a bombagem, a partir de carregamento efetuado a partir da RESP, deve-se destacar que a isenção prevista na alínea c) do n.º 1 do artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, é restrita aos titulares de instalações de armazenamento com recurso a baterias, limitando-se a ERSE a aplicar as regras nele definidas.

Neste âmbito, importa destacar que a pretendida isenção por alegada equivalência da bombagem à armazenagem com baterias não se verifica. A lei apenas consagra a isenção para a armazenagem com baterias, sendo esta tecnologia não madura, emergente, ao contrário da bombagem, que há muito está presente no SEN. Adicionalmente, o cálculo da contribuição para o financiamento da TS das centrais hidroelétricas com base na energia líquida (energia produzida deduzida da energia consumida para bombagem) não tem um suporte legal claro, o que impede a sua aplicação pela ERSE na operacionalização do financiamento da TS.

Desta forma, todo e qualquer comentário relativo a sugestões de novos critérios de isenção quer para produtores, quer para comercializadores, ou mesmo sobre qualquer outra solução que altere as regras atuais de repartição dos custos de financiamento com a TS, entre produtores e comercializadores, presentemente, é inepta, uma vez que as regras são as definidas no referido artigo 199.º-A.

O pensamento acabado de expor vale, *mutatis mutandis*, para o comentário da **Iberdrola** relativo à pretensa isenção de financiamento da tarifa social para os promotores que obtiveram o seu TRC por acordo

com o operador da rede. Por se tratar de uma isenção que não está expressamente contemplada em letra de lei, não pode a ERSE, naturalmente, aplicá-la.

Noutro plano, é referido pela **Aquila Capital** que o montante dos custos que terão de suportar não se encontra definido, com rigor e em nenhum instrumento que permita aos agentes financiadores a previsão dos mesmos com segurança. Sobre esta matéria a ERSE esclarece que quer no documento que acompanhou a CP 136, quer no anexo à Diretiva aplicável são apresentados os valores das transferências mensais a realizar durante o ano de 2026, discriminado por centro electroprodutor, assim como o preço médio aplicável aos comercializadores em 2026. Por outro lado, todos os parâmetros referentes ao financiamento da tarifa social são públicos e auditáveis, designadamente: (i) o número de beneficiários da TS, com consequências no montante anual a financiar; (ii) a produção dos centros eletroprodutores elegíveis para o financiamento; e (iii) os fornecimentos anuais dos comercializadores. Desta forma, a ERSE não pode reconhecer que se esteja perante uma situação de inexistência de previsibilidade dos custos a incorrer.

É ainda referido pela **Aquila Capital** que o valor não é de fácil verificação, já que a sua determinação depende de vários fatores, não assentando em critérios claros, objetivos e transparentes. Ora, sobre esta matéria, além do já exposto que afasta tal argumentário, a ERSE lembra que as regras que enquadram este processo foram definidas no Decreto-Lei n.º 104/2023, tendo descrito no documento justificativo, que acompanhou a CP 136, todos os pressupostos considerados na repartição que foi apresentada, bem como o resultado da sua aplicação. Este documento apresenta a informação relevante para o cálculo da repartição entre os agentes financiadores. A realização da presente consulta pública é prova da postura da ERSE no que respeita à transparência, atendendo a que toda a informação de que a ERSE dispunha, assim como as dúvidas que subsistiam sobre a mesma, foram claramente identificadas nesta consulta, possibilitando a oportunidade de contraditório, de esclarecimento pelos agentes participantes ou ainda de envio de informação pertinente que acrescente valor ao processo decisório.

Por último, como já mencionado, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê a revisão da caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento pela DGEG, em articulação com a ADENE e ouvida a ERSE, a cada quatro anos, a contar a partir da data da entrada em vigor deste Decreto-Lei (cf. artigo 293.º).

Sem prejuízo dessa revisão da caracterização do regime da TS, a ERSE tem colaborado no aperfeiçoamento do atual modelo, bem como envidado todos os esforços para, dentro do quadro vigente, operacionalizar a repartição do financiamento de acordo com o princípio de proporcionalidade e critérios claramente definidos, transparentes, não discriminatórios e verificáveis.

3.2 REPERCUSSÃO PELOS COMERCIALIZADORES DAS CONTRIBUIÇÕES PARA O FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL E DETALHES DA FATURA

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A **Acciona**, a **APIGCEE**, a **APQuímica**, o **CC**, a **Coopérncio**, a **DECO**, e a **Usenergy** consideram fundamental uma pronúncia da ERSE sobre a possibilidade de repercussão pelos comercializadores dos custos com a TS e sobre a desagregação na fatura desta parcela de custos quando é repercutida nos consumidores finais.

A **APIGCEE** salienta que a maioria dos comercializadores opta por repercutir integralmente este custo nos consumidores e considera que é da competência da ERSE limitar um eventual *pass-through* dos encargos com a tarifa social aos clientes eletrointensivos, sob risco de se provocar um agravamento da competitividade da grande indústria nacional. Neste contexto, a **APIGCEE** destaca que a regulamentação europeia prevê que para os consumidores intensivos de energia os Estados-Membros possam conceder reduções das taxas de financiamento das tarifas sociais.

A **APQuímica** considera que os custos com financiamento da TS imputados aos comercializadores têm grande probabilidade de virem a ser repercutidos nos preços praticados aos clientes finais, contribuindo para o seu aumento. Por este motivo, considera fundamental encontrar um mecanismo que permita reforçar a transparência deste processo, dando visibilidade a esta parcela dos custos, de forma clara e inequívoca para os clientes finais de eletricidade.

O grupo **EDP** identifica que a ERSE refere no documento justificativo que *“Nos termos do n.º 6 do artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, estão excluídos da aplicação deste valor unitário os comercializadores que a montante adquiram energia a outro comercializador”*, considerando que esta formulação pode originar equívocos quanto à possibilidade de repasse dos encargos com a TS ao comercializador a jusante. A EDP refere que o diploma apenas prevê que as quantidades por ele adquiridas para revenda à sua carteira de clientes não sejam contabilizadas, para evitar a dupla contagem da mesma quantidade de energia. Assim, sugere que deverá ser esclarecido que tal não se confunde com a possibilidade do comercializador a montante repercutir os encargos suportados com o financiamento da TS no comercializador a jusante.

A **DECO** considera que seria importante que o regulador definisse regras específicas e uniformes para as situações em que os comercializadores optem por repercutir este custo nos consumidores, em cumprimento do princípio da transparência, o que também é defendido pelo **CC**. A **DECO** relata que alguns

comercializadores optam por repassar o custo com o financiamento da TS para os consumidores, colocando essa informação na fatura, mas refere que poderão existir situações em que o custo é repassado, mas não explicitado na fatura. Esta situação tem originado dúvidas nos consumidores e a **DECO** considera que a definição de regras e procedimentos para uma eventual repercussão deste custo nos consumidores permitiria garantir a sua proteção e direito à informação.

Por fim, o **CC**, a **Coopérnico** e a **Usenergy** consideram que a entrada em vigor da Diretiva de repartição dos custos com a TS deve permitir que os comercializadores avisem os consumidores com uma antecedência mínima de 30 dias.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito da repercussão dos custos de financiamento da TS aos clientes finais, entende a ERSE dever recordar, que a regulamentação aprovada visou operacionalizar a repartição dos custos de financiamento da TS entre os agentes financiadores. Em consequência, a repercussão desses mesmos custos a jusante desses agentes não é objeto desta regulamentação, não pretendendo a ERSE proceder a uma normalização dos relacionamentos comerciais com os clientes finais, que vai além do que estabelece o próprio quadro regulamentar para as demais rúbricas.

A respeito da informação que consta da fatura apresentada aos clientes finais, importa relembrar que, no quadro da consulta pública que regulamentou o modelo de financiamento da tarifa social (CP 119), já se referiu que os comercializadores de eletricidade têm um conjunto de obrigações de transparência comercial e informação aos seus clientes a que estão, obrigatoriamente, vinculados.

Por outro lado, nesse mesmo contexto da CP 119, também se fez notar que a ERSE não considerava desejável proceder a uma padronização da explicitação do valor da tarifa social na fatura aos clientes finais, porquanto isso significaria a definição de opções comerciais de mercado por parte da regulação, o que é manifestamente indesejável num ambiente de mercado livre e participado. Por outro lado, a prática seguida em mercado tem provado ser diversa, como se antecipava na CP 119, havendo opções de atuação e de explicitação dos custos de financiamento da tarifa social que são manifestamente plurais.

Esta abordagem, entende a ERSE, não prejudica a informação aos clientes finais, porquanto aqueles que detêm menor informação, têm acesso a ferramentas de comparação de ofertas, designadamente a que a ERSE disponibiliza, que nivelam e tornam comparável a informação global das ofertas em mercado, assim

promovendo a escolha informada pelos clientes finais para um contexto geral do fornecimento de eletricidade e não apenas para um dos valores parcelares que integram a fatura.

A respeito da sugestão avançada pela **APIGCEE**, ainda que se compreenda o seu interesse próprio em referir que se deveria limitar a repercussão dos custos de financiamento da tarifa social aos clientes electointensivo, entende a ERSE que não existe, na lei, qualquer abertura para que tal fosse implementado. Em rigor, tal isenção de custeio poderia, no limite, suscitar a reapreciação do modelo de financiamento adotado na lei e, por outro lado, do próprio estatuto do cliente electointensivo, o que se considera indesejável pelas repercussões adversas que poderia pressupor. Acresce que, no quadro do modelo estabelecido legalmente, não são os clientes finais os agentes integrados diretamente no âmbito de aplicação das normas, mas sim os comercializadores (e os produtores), pelo que qualquer explícita previsão de isenção teria que passar pela sua inclusão no próprio quadro legal, de forma a habilitar o cálculo dos valores a repercutir nessas condições. Por fim, também na prática seguida no setor elétrico português, não é prática distinguir os custos e preços em função do destino dado à energia consumida, o que se compreende para que se preserve a igualdade de tratamento e a ausência de subsidiações cruzadas entre segmentos de clientes.

A respeito das preocupações da **DECO**, a ERSE informa que já sancionou a repercussão da tarifa social sem cumprimentos do dever informativo, incluindo da possibilidade de denúncia do contrato, inerente.

Relativamente ao comentário do **grupo EDP** sobre a repercussão dos custos com o financiamento da TS pelos comercializadores a montante nos comercializadores a jusante, o quadro contextual da referência efetuada na CP 136 relativamente à exclusão dos volumes de aquisição entre comercializadores da base de imputação dos custos de financiamento da TS é, justamente, o de se procurar evitar uma dupla incidência desses mesmos custos, o que, de resto, se encontra perfeitamente alinhado com o que o quadro legal estabeleceu a esse respeito, dando-lhe, assim, cumprimento regulamentar.

Por fim, o **CC**, a **Coopérnico** e a **Usenergy** sugerem que a entrada em vigor da Diretiva de repartição dos custos com a tarifa social deveria permitir que os comercializadores conseguissem avisar os clientes com uma antecedência de 30 dias. A ERSE reconhece o interesse e a importância de que aos consumidores finais seja prestada a melhor e mais rigorosa informação relativa aos seus consumos e encargos que lhe estão associados. Todavia, a respeito do pré-aviso a que se faz referência, importa ter presente que, no atual contexto, se está a referir aos valores de atualização do custo de financiamento da tarifa social e não já a um contexto de primeira informação sobre os mesmos. A materialidade destes valores de atualização é manifestamente reduzida quando comparada com o valor global da fatura apresentada a clientes finais.

A esta razão de base acresce o facto de que a mera previsão de um prazo de aviso prévio como sugerido implicaria um atraso na aplicação dos valores atualizados, com os inconvenientes que se lhe associam, assim como o facto desta explicitação dos valores depender da opção seguida por cada comercializador, que, como é sabido, não transversal a todos os que atuam no mercado português.

3.3 DEVERES DE REPORTE

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre os deveres de reporte, o **CT** o **CC** e a **EDP** manifestam preocupação pela falta de qualidade da informação necessária identificada pela ERSE, “que pode gerar distorções significativas na repartição dos custos da TS, afetando a equidade do mecanismo”. Neste contexto, instam a ERSE a exigir o integral cumprimento das normas de operacionalização do reporte de informação estabelecidas na Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio e, inclusive, se necessário, ponderar a revisão do mecanismo de reporte da informação constante neste instrumento normativo. Referem ainda que, face às potenciais distorções na repartição dos custos, suscetíveis de gerar impactos financeiros significativos para os agentes, seja assegurada uma monitorização contínua dos mecanismos de reporte de informação. A EDP acrescenta que a plataforma deverá assegurar, em todas as circunstâncias, a possibilidade de submissão dos dados do Agente, acompanhados da respetiva declaração de conformidade do ROC, sem prejuízo das validações adicionais que a REN considere necessárias, posteriormente.

A **APQuímica** considera essencial garantir a existência de informação fidedigna em tempo útil (informação real sempre que possível e assim que possível, o mais automatizada possível) para suportar a aplicação da metodologia de cálculo para repartição de custos. A **ACEMEL**, a **Coopérnico** e a **Usenergy** destacam que a falta de capacidade de obter dados finais do lado dos produtores está a onerar em juros o custo da TS, dando o exemplo do ano de 2024. A **ACEMEL** e a **Usenergy** consideram que o sistema de reporte continua insuficiente, fragmentado, sem validação cruzada obrigatória e com atrasos recorrentes. Consideram, ainda, que os dados publicados pela DGEG evidenciam anomalias no número de beneficiários da tarifa social e no processamento dos automatismos de atribuição da TS. Atendendo a esta realidade, propõem: (i) auditorias regulares às bases de dados; (ii) mecanismos vinculativos de responsabilidade por incumprimento; (iii) calendarização clara de reporte por parte de todas as entidades.

No contexto da recolha de informação, a **REN** identifica algumas medidas que considera essenciais para reforçar a robustez do processo de reporte ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024: (i) a obrigação de reporte

deverá recair sobre o Agente de Mercado que é responsável por transacionar a energia elétrica; (ii) a limitação da obrigatoriedade de reporte a instalações com potência de ligação igual ou superior a 1 MVA; (iii) a ausência de reporte implique a impossibilidade de transacionar energia no mercado organizado ou através de contratos bilaterais; e (iv) a obrigatoriedade do relatório ROC/TOC apenas para instalações que solicitem isenção da TS e que a ausência desse relatório implique a sujeição ao pagamento da tarifa.

Adicionalmente, a **REN** reitera a necessidade de clarificação dos procedimentos aplicáveis a agentes que não assinam o aditamento contratual ou não prestaram as cauções devidas em tempo útil, situação que impede a correta imputação dos encargos da TS, em especial na primeira repartição anual. Por fim, sugere que o período de sujeição ao pagamento da TS apenas se inicie quando a instalação passe efetivamente ao regime de mercado.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE considera que a Diretiva n.º 13/2024 já permitiu um acréscimo de rigor e conteúdo informativo face ao contexto que, no passado, se considerava para efeitos da repartição dos custos de financiamento da TS. Com o reporte que lhe está subjacente foi já possível identificar situações concretas em que, ou se apuram elementos que permitem sanar dúvidas do passado, ou se identificam com rigor as necessidades de aprofundamento do contexto de reporte e informação pelos agentes abrangidos.

Ainda assim, a ERSE também reconhece que existe espaço e interesse para aperfeiçoamentos na mecânica de reporte de informação subjacente à Diretiva n.º 13/2024, sem que isso tenha necessariamente que passar por uma revisão do seu normativo, como se sugere. Com efeito, tais aperfeiçoamentos, crê-se, podem passar por uma melhor contextualização dos reportes e pela aplicação do quadro de monitorização e auditabilidade que já se prevê.

Em resumo, sem que se deixe de atender aos comentários que sugerem o aperfeiçoamento da mecânica de reporte, a ERSE entende haver interesse em privilegiar alguma estabilidade das regras, que permita trabalhar a componente procedimental e, muitas vezes, de interpretação das normas, de modo a ter um reporte de informação coerente, sólido e pautado por igualdade de tratamento de todos os agentes envolvidos.

Importa ainda lembrar que, pese embora se reconheça que o esforço de caracterização inicial do parque abrangido não é despendido, a sua correta e coerente delimitação depende objetivamente do reporte por

todas as entidades, para que assim se garanta a correta isenção ou sujeição, que, por sua vez, se repercuta em todos os agentes financiadores.

Quanto aos comentários da **ACEMEL** sobre os sistemas de atribuição dos descontos com a TS, os mesmos estão fora da esfera de atuação da ERSE, e envolvem o cruzamento de informação contributiva e de apoio social, a que esta entidade reguladora não tem acesso. Naquilo que é a elegibilidade do ponto de vista das características do fornecimento de energia elétrica, que se encontra limitada a instalações até ao escalão de potência contratada de 6,9 kVA, não se detetaram, até ao momento, inconsistências na atribuição. Não obstante as propostas de atuação sugeridas nos comentários extravasarem as competências da ERSE, reproduzem-se neste Relatório os comentários recebidos, com vista a sensibilizar as entidades competentes.

A ERSE toma boa nota do conjunto de propostas formulado pela **REN**. Todavia, não pode deixar de se reafirmar que importa dotar de alguma estabilidade normativa o contexto do reporte no quadro do reporte de informação, de modo a que, procedimentalmente, se possa aprofundar o processo de recolha, tratamento e monitorização da informação reportada. A ERSE não pode deixar de mencionar também, que, desde a publicação da Diretiva n.º 13/2024, se tem efetuado um trabalho continuado para enquadrar, esclarecer e apoiar a GGS no bom cumprimento das normas que constam desta diretiva, recordando que o contexto de auditabilidade da própria atuação do GGS se estabeleceu para, justamente, se identificarem constrangimentos e insuficiências a sanar.

Quanto ao comentário da **REN** sobre a necessidade de clarificação dos procedimentos aplicáveis aos agentes financiadores, importa referir que a Diretiva n.º 13/2024 estabelece, no seu artigo 3.º, as regras relativas ao cumprimento das obrigações por parte dos agentes financiadores, incluindo o dever de prestação de garantia nos termos do regime de riscos e garantias para o SEN e SNG, para efeitos de assegurar o bom cumprimento de tais obrigações. Por outro lado, o próprio regime de riscos e garantias para o SEN e SNG foi atualizado, através da Diretiva n.º 15/2024, prevendo-se a expressa menção aos custos de financiamento da tarifa social e estabelece as consequências e a atuação a ser seguida em caso de insuficiência dos valores de garantia ou da sua mobilização em caso de incumprimento de pagamentos.

Acresce que a própria Diretiva n.º 13/2024 estabelece, no seu artigo 7.º, o regime sancionatório aplicável em caso de violação das disposições estabelecidas nessa mesma Diretiva, o que naturalmente se aplica a incumprimentos no âmbito do disposto no n.º 7 do seu artigo 2.º, relativo à concretização da faturação pelo GGS aos agentes financiadores. Assim, torna-se evidente que existe todo um instrumental de atuação que se deve aplicar, antes de se ponderar uma revisão de normas que eventualmente habilitasse a

aplicação de outros instrumentos regulatórios, nomeadamente dos condicionamentos previstos e propostos pela REN (impedimentos de participação em mercado, incluindo em contratação bilateral).

No que respeita à proposta da **REN** sobre a apresentação dos relatórios/certificações da informação apenas pelos produtores com isenção no financiamento da TS, esta não pode ser aceite pela ERSE. Embora corresponda a situações de grande relevância, para os produtores elegíveis há também que certificar os dados que têm influência nos pagamentos, nomeadamente as potências de ligação, os regimes de remuneração e as datas de transição desses regimes. Recorde-se que o modelo de financiamento é redistributivo, pelo que as variáveis que determinam a imputação a cada agente devem ser validadas.

3.4 OUTROS TEMAS

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram identificados outros temas que, embora fora do âmbito da CP 136, a ERSE responde neste ponto. Em concreto, os temas dizem respeito à data de publicação da Diretiva de repartição dos custos com a TS, à aplicação da taxa de IVA e à especificidade da valorização energética de resíduos urbanos.

O **CT** ressalva que a ERSE deve fazer coincidir o procedimento de consulta pública relativa à proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS com o processo de propostas de tarifas do setor elétrico.

A **Valorsul** refere que não é um operador do setor energético, uma vez que a sua atividade principal consiste na gestão e valorização de resíduos urbanos, e não na produção de energia. A energia elétrica que produz é apenas um subproduto da valorização energética dos resíduos, sendo que as receitas provenientes dessa energia servem para reduzir os custos da tarifa municipal de resíduos, beneficiando assim os municípios e os consumidores.

Um particular considera o financiamento da TS um benefício para os clientes vulneráveis e como tal, não se deveria enquadrar numa atividade em que o estado deva aplicar a taxa de IVA. Por fim, este procedimento é equiparado à aplicação do IVA sobre a taxa audiovisual (CAV).

A **Galp** refere que no decurso do apagão uma central por si explorada, sem equipamento *black start*, registou medição de injeção na RESP, solicitando à ERSE esclarecimentos sobre o procedimento de validação dos dados de injeção registados neste dia.

A **ELECPOR** salienta que a utilização da tarifa social de energia como mecanismo de proteção de consumidores vulneráveis, no formato estrito de instrumento de acesso económico à energia, funcionará essencialmente como um meio de incentivo ao consumo, subsidiando a energia consumida, em vez de promover a eficiência energética.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

No que respeita à coincidência entre o processo de aprovação da repartição do financiamento dos custos com a TS e o processo de aprovação das tarifas do setor elétrico, a ERSE tem realizado os seus melhores esforços para que tal aconteça, minimizando o desfasamento entre os dois processos.

No que se refere à valorização energética de resíduos urbanos, também não existe respaldo legal para a isenção do financiamento da TS por via da tecnologia de produção de eletricidade ou outros fatores invocados pela Valorsul, ainda que a energia elétrica produzida constitua um subproduto da valorização energética dos resíduos.

Quanto ao comentário sobre a aplicação de IVA sobre os custos com o financiamento da TS, trata-se de uma matéria fora do âmbito de competências da ERSE, remetendo-se o esclarecimento para a Autoridade Tributária.

Relativamente ao comentário da Galp referente à injeção na RESP no decurso do apagão, a ERSE assinala que tais valores foram desconsiderados para efeitos da primeira repartição do financiamento da TS por natureza (artigo 199.º-B, n.º 2, alínea a) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro). Não obstante, tratando-se de um centro eletroprodutor com licença de exploração válida e não estando abrangido pelos critérios de isenção estabelecidos no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, está sujeito ao financiamento da TS em função da potência de ligação à rede, deduzida de 10 MVA, como previsto no n.º 3 do artigo 199.º-B do mesmo diploma (segunda repartição aplicada aos centros eletroprodutores).

No que se refere ao comentário da **ELECPOR**, é de salientar que, no cálculo da tarifa social de Acesso às Redes, o desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, entre outros motivos, para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e manter os incentivos a uma utilização eficiente da energia elétrica.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

