

CONSULTA PÚBLICA 119

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de repartição do financiamento
dos custos com a Tarifa Social em 2024

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 | ENQUADRAMENTO | 3 |
| 3 | PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL | 5 |
| 3.1 | Pressupostos para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social | 5 |
| 3.2 | Transferências no ano 2024 | 7 |
| 3.2.1 | Financiamento pelos centros eletroprodutores | 8 |
| 3.2.2 | Financiamento pelos comercializadores..... | 18 |
| 3.2.3 | Valores previstos dos montantes de tarifa social a financiar por agente | 20 |
| 4 | INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL | 27 |
| 5 | TEMAS ADICIONAIS | 32 |
| 6 | ANEXOS | 34 |

1 INTRODUÇÃO

A repartição do financiamento dos custos com a Tarifa Social (TS) respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, com reflexão no ano de 2024, foi publicada através da Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro. Esta decisão, tomada nos termos do artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação original, que previa que os custos com a TS fossem financiados apenas pelos centros eletroprodutores¹, foi precedida de consulta de interessados e finalizada com o envio aos intervenientes no fluxo de financiamento da tarifa social da decisão da ERSE, acompanhada por documento de fundamentação.

Entretanto, foi publicado o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (com a Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro), que introduz um conjunto de alterações ao financiamento dos custos com a Tarifa Social de energia elétrica, nomeadamente passando a considerar no seu respetivo financiamento, para além dos produtores de energia elétrica, os comercializadores e agentes de mercado na função de consumo de energia elétrica como entidades elegíveis para o financiamento da tarifa social.

Conforme mencionado no preâmbulo da Diretiva n.º 21/2023 (numeração ERSE), de 15 de dezembro, que aprovou as tarifas e preços de eletricidade para o ano de 2024², a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) optou por dissociar o processo de repartição do financiamento da TS de eletricidade do procedimento tarifário de 2024, sujeitando-o à realização de uma consulta pública.

Neste sentido, coloca-se em consulta pública³, pelo prazo de 30 dias corridos, a **proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024.**

O presente documento enquadra o tema do financiamento dos custos com a TS e identifica a informação necessária à sua operacionalização pela ERSE, nomeadamente no que respeita aos pressupostos adotados para a repartição do financiamento da TS desde 18/11/2023 a 31/12/2023 e no ano de 2024, com base em valores estimados. Estes pressupostos foram usados na elaboração da proposta de repartição do

¹ Mais concretamente, pelos centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA.

² Link para a [Diretiva n.º 21/2023, de 15 de dezembro](#).

³ 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).

financiamento da TS pelos produtores e comercializadores, para os períodos acima indicados, que agora se colocam em consulta juntamente com a respetiva diretiva.

Adicionalmente, submete-se também a apreciação a **proposta de procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social**, necessários **para o apuramento dos valores definitivos a financiar por cada agente, com base em valores reais e auditados**.

A decisão a tomar pela ERSE sobre os temas colocados em consulta será concretizada com a publicação de duas Diretivas, cujas propostas constam nos anexos a este documento.

A consulta pública decorre desde o dia **23 de janeiro de 2024** até ao dia **22 de fevereiro de 2024**. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE. Os contributos podem ser enviados preferencialmente por *e-mail* ou, em alternativa, por correio, para os contactos que se apresentam de seguida, identificando a consulta a que respeita, introduzindo o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 119 ou Consulta Pública 119):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Aquando da aprovação e publicação das Diretivas, a ERSE disponibilizará um relatório da consulta pública, no qual serão identificadas e sistematizadas as matérias que suscitem comentários, assim como a ponderação efetuada sobre as mesmas.

Os contributos recebidos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

1. confirmar se são enviados elementos, cuja divulgação seja restrita;
2. enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais, para proteção dos dados pessoais dos remetentes.

2 ENQUADRAMENTO

A TS de eletricidade foi criada⁴ para apoiar os clientes economicamente vulneráveis e, desde a sua criação, o financiamento dos custos com os descontos concedidos pela TS foi assegurado pelos centros eletroprodutores⁵. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação original, não obstante ter introduzido algumas alterações pontuais ao modelo, manteve o financiamento integralmente na atividade de produção.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro⁶, foram introduzidas alterações estruturais no modelo de financiamento. Destaca-se o alargamento do âmbito e do número de entidades que irão financiar a TS de eletricidade, passando a abranger para além dos produtores, os comercializadores de energia elétrica e demais agentes de mercado na função de consumo [art. 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual].

O cálculo das contribuições de cada agente passa a ser efetuado através de uma primeira repartição do montante a financiar entre: (i) os titulares de centros eletroprodutores e (ii) os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. Esta primeira repartição é definida na proporção da energia que, respetivamente, é injetada nas redes e consumida a partir destas pelos diferentes agentes. Posteriormente, é realizada uma segunda repartição entre os centros electroprodutores e entre os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. No caso dos titulares de centros eletroprodutores, considera-se uma alocação proporcional à potência de ligação, deduzida de 10 MVA⁷. No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado, considera-se uma alocação na proporção da energia ativa que cada um faturou ou adquiriu, respetivamente [art. 199.º-B].

Relativamente à incidência dos custos com a TS sobre os produtores, o novo modelo estabelece algumas isenções, incluindo [art. 199.º-A]:

- titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável, não hídrica, que até 31 de dezembro de 2023 beneficiem de regimes de remuneração garantida, de regimes bonificados

⁴ Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

⁵ Vide nota de rodapé 1.

⁶ Retificado pela Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro.

⁷ Nota-se que, na redação original do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a alocação era efetuada na proporção da potência instalada do centro eletroprodutor, enquanto a avaliação da elegibilidade dos aproveitamentos hidroelétricos para financiar a tarifa social era efetuada com a potência de ligação (superior a 10 MVA).

de apoio à remuneração ou que paguem contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade através de procedimento concorrencial⁸;

- titulares de aproveitamentos hidroelétricos ou de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável com potência de ligação igual ou inferior a 10 MVA;
- titulares de instalações de armazenamento, com recurso a baterias, para injeção a montante na rede, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE;
- titulares de instalações de produção de eletricidade em regime de cogeração.

No caso dos comercializadores e demais agentes na função de consumo, não são consideradas para efeito da repartição do financiamento da TS as quantidades de energia adquiridas a montante a outro comercializador, de modo a evitar uma dupla contabilização de energia faturada ou adquirida na repartição do financiamento [artigo 199.º, n.º 6].

O Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro⁹, introduziu no Decreto-Lei n.º 15/2022 outras disposições para a operacionalização da repartição do financiamento da TS, das quais se destacam:

- os deveres de reporte mensal pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do sem (GGS), que por sua vez envia dados consolidados à ERSE, até ao dia 30 de abril [art.º 199.º-C];
- a estimativa pela ERSE dos valores a financiar por cada agente e o apuramento em definitivo dos mesmos com base em valores reais auditados, assim como dos respetivos ajustamentos em relação às estimativas, submetendo-os previamente a uma consulta pública pelo prazo de 30 dias corridos [art. 199.º-D];
- a responsabilidade do GGS na cobrança de montantes em dívida, cabendo ao operador da RNT suportar temporariamente os custos com a tarifa social, enquanto não forem pagos pelos respetivos agentes [art. 199.º-E];
- a competência da ERSE em garantir a operacionalização do financiamento da tarifa social [art. 199.º, n.º 7].

⁸ Esta isenção cessa quando os respetivos produtores deixarem de beneficiar de remuneração garantida ou terminarem as contribuições para o SEN a que estão sujeitos.

⁹ Retificado pela Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro.

3 PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Nesta consulta, é proposta uma repartição do financiamento dos custos com a TS para o período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, bem como para o ano de 2024. Esta proposta é realizada com base na melhor informação disponível pela ERSE sobre a energia veiculada pela rede elétrica de serviço público (RESP). Por se tratar de uma repartição com base em valores estimados e previsionais, são igualmente apresentados os pressupostos assumidos pela ERSE, nomeadamente nas suas estimativas da energia a injetar na rede pelos produtores e da energia a faturar pelos comercializadores no ano seguinte.

3.1 PRESSUPOSTOS PARA A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Conforme exposto no capítulo 2 deste documento, o novo modelo de repartição do financiamento da TS prevê uma primeira repartição entre produtores e comercializadores na proporção da energia que usa a RESP, a que se segue uma segunda repartição entre produtores com base na potência de ligação e entre comercializadores e demais agentes de consumo com base em energia faturada ou adquirida, respetivamente, medida nos pontos de consumo. Para este efeito, a presente proposta considera os seguintes dados e pressupostos:

- **Fonte de dados para a repartição:** (i) para efeitos deste primeiro processo de aplicação das regras estabelecidas no Decreto Lei n.º 104/2023, consideraram-se os dados históricos disponibilizados no sistema de informação interna da ERSE, propondo-se para os processos seguintes, a utilização do reporte específico constante na presente consulta pública; (ii) informação sobre os produtores com remuneração garantida disponibilizada pela SU Eletricidade e a data de término do Contrato de Aquisição de Energia (CAE) da central da Turbogás; (iii) informação recebida da DGEG no âmbito da definição de alocações do financiamento da TS em anos anteriores, em particular a constante nas licenças de produção e de exploração dos centros eletroprodutores; bem como (iv) informação do OLMC no âmbito de *switching*.
- **Estimativas e previsões de energia injetada na rede pelos produtores:** foram utilizados dados reais de janeiro de 2018 a outubro de 2023, em base mensal. A ERSE determinou o valor remanescente de produção relativo a novembro e dezembro de 2023, através da aplicação da média dos fatores de utilização mensais de novembro e dezembro; e calculou o valor para todo o ano de 2024, com base na média dos fatores de utilização anuais. Nas situações em que o centro eletroprodutor não tinha dados de produção para um período superior a 2 anos, foi aplicado o fator de utilização da

tecnologia¹⁰. A utilização de um período alargado de dados (5 anos) tem como objetivo neutralizar os efeitos da hidraulicidade nos fatores de utilização usados nas previsões de produção para o ano seguinte, tendo também presente a relativa estabilidade da procura a nível ibérico. Para o cálculo da energia injetada de 18 de novembro a 31 de dezembro, aplicou-se uma ponderação, em número de dias, face ao total dos 2 meses. No caso específico da central da Turbogás, cujo CAE termina a 29 de março de 2024, considerou-se uma previsão de energia injetada na rede em 2024 correspondente apenas a esse período. Pelo mesmo motivo, para este produtor foi considerado na 2.ª repartição uma potência de ligação determinada entre a proporção do número de dias entre 1 de janeiro e 29 de março e o total de dias do ano 2024

- **Estimativas e previsões de energia faturada pelos Comercializadores:** foram considerados os dados reais entre dezembro de 2022 e novembro de 2023 do GGS referente à: i) procura de comercialização no referencial de atuação no mercado de serviços de sistema; ii) fator de perdas de cada carteira de comercialização por nível de tensão, com a desagregação constante da informação do OLMC no âmbito de *switching*; e iii) o perfil de perdas de 2023. A informação do GGS para efeito de liquidação dos desvios de carteira dos diferentes agentes foi convertida para o referencial de consumo, por aplicação dos referidos fatores de perda. A partir de dezembro de 2023, assumiram-se quantidades faturadas iguais às últimas disponíveis para o período homólogo. Deste modo, de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, foram calculadas as quantidades, com a respetiva ponderação do número de dias no referido trimestre.
- **Quantidades de energia faturadas por comercializadores que a montante adquiram energia a outro comercializador:** A utilização da informação reportada pelo GGS permite evitar a dupla contabilização de energia faturada entre comercializadores na repartição do financiamento da tarifa social, de acordo com o estabelecido no n.º 6 do artigo 199.º do Decreto Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-lei n.º 104/2023, pelo que estes consumos são de utilização direta na imputação de custos de financiamento da TS.
- **Estimativas e previsões de energia dos demais agentes de mercado:** Uma vez que a utilização da informação do GGS que é empregue na liquidação dos desvios das unidades de programação inclui todas as entidades e unidades de consumo, a informação reportada pelo GGS é de aplicação direta neste caso.

¹⁰ Calculada com os dados reais, entre 2018 e outubro de 2023, de todos os produtores da mesma tecnologia que o produtor em causa.

- **Taxa de juro aplicada aos montantes de 2023:** A taxa de juro aplicada aos montantes de 2023, é calculada de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário aplicável ao sector elétrico para o cálculo dos ajustamentos de t-1 no exercício tarifário de 2024 (4,378%).

3.2 TRANSFERÊNCIAS NO ANO 2024

Os montantes das transferências dos agentes financiadores para o GGS em 2024, no âmbito desta consulta pública, resultam da imputação aos agentes financiadores dos custos com a TS respeitantes 2024 e ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

Para 2023, os operadores de rede de distribuição, estimam um montante de 117 548 milhares de euros a financiar por aplicação da TS, no Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de acordo com a informação previsional submetida à ERSE para o exercício tarifário de 2024¹¹. Deste valor, 103 378 milhares de euros já foram alocados ao período entre 1 de janeiro e 17 de novembro de 2023, de acordo com a Diretiva n.º 1/2024¹².

Conforme descrito na decisão tarifária de 2024, a tarifa de Acesso às Redes beneficiará de uma redução correspondente a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis¹³. Os custos com a aplicação da TS em 2024, resultantes da aplicação deste desconto, ascendem a 136 503 milhares de euros, incluindo Continente (129 850 milhares de euros), Região Autónoma dos Açores (3 243 milhares de euros) e Região Autónoma da Madeira (3 411 milhares de euros). Estes valores são previsionais, calculados e publicados pela ERSE no exercício tarifário de 2024¹⁴.

O quadro seguinte apresenta os montantes das transferências por agente financiador, que resultam dos critérios de alocação e pressupostos expostos no presente documento.

¹¹ No exercício tarifário de 2023, a previsão da ERSE para os custos da tarifa social a financiar no Continente e Regiões Autónoma dos Açores e da Madeira foi de 129 364 milhares de euros (vide Anexo ao documento "[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico](#)").

¹² Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, ao abrigo do modelo previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação original.

¹³ De acordo com o determinado pelo Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, da Secretária de Estado da Energia e Clima.

¹⁴ [Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#).

No que respeita às transferências mensais indicadas neste quadro, importa referir que, face à duração da presente consulta (30 dias) e ao período que a ERSE necessita para a análise de contributos e tomada de decisão final, estima-se que essas transferências se iniciarão em abril de 2024. De modo a não sobrecarregar os agentes no primeiro ano de aplicação do estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, essas transferências irão recuperar parte do montante a financiar nos dois períodos alvo desta consulta, visto que a sua aplicação apenas se efetuará a partir de março de 2024. Em 2025 e em 2026 efetuar-se-ão os ajustamentos relativos a 2023 e a 2024, respetivamente.

O quadro seguinte apresenta o montante a transferir pelos centros eletroprodutores e o preço do financiamento da tarifa social a faturar aos comercializadores pelo GGS, em 2024, no âmbito do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro.

Quadro 3-1 – Resumo das transferências no âmbito da tarifa social a realizar em 2024

| | Previsão financiamento TS de 2024 (a) | Previsão energia de 2024 (b) | Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 (c) | Estimativa energia entre 18 de nov e 31 de dez 2023 (d) | Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 (d)=(a)+(c) | Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 (e) = (d)/12 | Preço de financiamento da TS após publicação Diretiva em 2024 (f) = (d)/(b) |
|-------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| | EUR | MWh | EUR | MWh | EUR | EUR/mês | EUR/MWh |
| Produtores | 45 727 874 | 22 749 066 33,5% | 5 365 025 | 3 149 266 36,3% | 51 092 899 | 4 257 742 | n.a. |
| Comercializadores | 90 775 295 | 45 159 615 66,5% | 9 425 531 | 5 532 781 63,7% | 100 200 827 | n.a. | 2,2188 |
| Total | 136 503 169 | 67 908 680 | 14 790 556 | 8 682 047 | 151 293 725 | | |

3.2.1 FINANCIAMENTO PELOS CENTROS ELETROPRODUTORES

Tal como referido anteriormente, as transferências dos centros eletroprodutores para o GGS, em 2024, resultam da imputação dos custos da TS de 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

O GGS deverá faturar, a cada produtor, o montante em euros publicado na respetiva Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, representando um valor médio mensal agregado de 4,258 milhões de euros.

FINANCIAMENTO RELATIVO À ESTIMATIVA DE 2023

Os quadros seguintes apresentam os montantes da repartição do financiamento da TS por centro eletroprodutor, referentes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

Quadro 3-2 – Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente ao período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023

| | Decreto-Lei n.º 104/2023 (18 novembro a 31 de dezembro) | | | | | | Valor de financiamento 18 nov a 31 dez 2023 sem juros | Juros | Valor de financiamento 18 nov a 31 de dez 2023 com juros |
|-------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|-------------------------------------------------------------|----------------|----------------------------------------------------------------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot. Lig. deduz-10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | | (a) | (b)=(a)*4,378% | (c)=(a)+(b) |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % | EUR | EUR | EUR |
| | | | | | | | | | |
| CH Agueira | 66 303 | 300,0 | 290,0 | 2,19% | 112 607 | 0,79% | 112 607 | 4 930 | 117 537 |
| CH Alqueva | 74 972 | 580,0 | 570,0 | 4,31% | 221 331 | 1,56% | 221 331 | 9 689 | 231 021 |
| CH Alto Lindoso | 175 240 | 700,0 | 690,0 | 5,21% | 267 927 | 1,89% | 267 927 | 11 729 | 279 656 |
| CH Alto Rabagão | 4 355 | 90,0 | 80,0 | 0,60% | 31 064 | 0,22% | 31 064 | 1 360 | 32 424 |
| CH Baixo Sabor Jusante | 10 707 | 40,0 | 30,0 | 0,23% | 11 649 | 0,08% | 11 649 | 510 | 12 159 |
| CH Baixo Sabor Montante | 43 687 | 170,0 | 160,0 | 1,21% | 62 128 | 0,44% | 62 128 | 2 720 | 64 848 |
| CH Belver | 18 247 | 100,6 | 90,6 | 0,68% | 35 180 | 0,25% | 35 180 | 1 540 | 36 720 |
| CH Bemposta | 91 720 | 462,0 | 452,0 | 3,41% | 175 512 | 1,24% | 175 512 | 7 684 | 183 195 |
| CH Bouçã | 27 960 | 56,0 | 46,0 | 0,35% | 17 862 | 0,13% | 17 862 | 782 | 18 644 |
| CH Cabril | 52 549 | 122,0 | 112,0 | 0,85% | 43 490 | 0,31% | 43 490 | 1 904 | 45 394 |
| CH Caldeirão | 10 103 | 40,0 | 30,0 | 0,23% | 11 649 | 0,08% | 11 649 | 510 | 12 159 |
| CH Caniçada | 54 198 | 68,0 | 58,0 | 0,44% | 22 521 | 0,16% | 22 521 | 986 | 23 507 |
| CH Carrapetelo | 92 633 | 201,0 | 191,0 | 1,44% | 74 165 | 0,52% | 74 165 | 3 247 | 77 412 |
| CH Castelo de Bode | 59 811 | 172,2 | 162,2 | 1,23% | 62 982 | 0,44% | 62 982 | 2 757 | 65 740 |
| CF Algeruz | 2 783 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 1 895 | 0,01% | 1 895 | 83 | 1 978 |
| CF Amareleja | 2 249 | 10,4 | 0,4 | 0,00% | 162 | 0,00% | 162 | 7 | 169 |
| CF Gloria | 2 176 | 17,9 | 7,9 | 0,06% | 3 050 | 0,02% | 3 050 | 134 | 3 184 |
| CF Quinta da Cruz | 1 493 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 306 | 0,00% | 306 | 13 | 319 |
| CF Albercas | 1 709 | 19,0 | 9,0 | 0,07% | 3 484 | 0,02% | 3 484 | 153 | 3 636 |
| CF Albisparks | 913 | 22,3 | 12,3 | 0,09% | 4 784 | 0,03% | 4 784 | 209 | 4 993 |
| CF Alcanhões | 2 725 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 1 317 | 0,01% | 1 317 | 58 | 1 375 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-2 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente ao período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023

| | Decreto-Lei n.º 104/2023 (18 novembro a 31 de dezembro) | | | | | | | Valor de financiamento 18 nov a 31 dez 2023 sem juros | Juros | Valor de financiamento 18 nov a 31 de dez 2023 com juros |
|----------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|--------|-------------------------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------------------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot. Lig. deduz-10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | | (a) | (b)=(a)*4,378% | (c)=(a)+(b) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % | EUR | EUR | EUR | |
| CF Alcochete | 511 | 21,6 | 11,6 | 0,09% | 4 495 | 0,03% | 4 495 | 197 | 4 692 | |
| CF Alcouthim | 13 890 | 148,8 | 138,8 | 1,05% | 53 896 | 0,38% | 53 896 | 2 359 | 56 256 | |
| CF Bensafrim | 6 641 | 28,3 | 18,3 | 0,14% | 7 095 | 0,05% | 7 095 | 311 | 7 406 | |
| CF Esteveira | 2 365 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 1 895 | 0,01% | 1 895 | 83 | 1 978 | |
| CF Évora | 186 | 18,6 | 8,6 | 0,06% | 3 339 | 0,02% | 3 339 | 146 | 3 486 | |
| CF Ínsua | 4 770 | 33,5 | 23,5 | 0,18% | 9 117 | 0,06% | 9 117 | 399 | 9 516 | |
| CF Mendo Marco | 1 524 | 14,1 | 4,1 | 0,03% | 1 606 | 0,01% | 1 606 | 70 | 1 676 | |
| CF Mexeeiro | 2 937 | 20,1 | 10,1 | 0,08% | 3 917 | 0,03% | 3 917 | 171 | 4 089 | |
| CF Mina-Tó | 856 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 1 317 | 0,01% | 1 317 | 58 | 1 375 | |
| CF Mogadouro | 5 359 | 31,2 | 21,2 | 0,16% | 8 251 | 0,06% | 8 251 | 361 | 8 612 | |
| CF Moura | 6 792 | 31,2 | 21,2 | 0,16% | 8 251 | 0,06% | 8 251 | 361 | 8 612 | |
| CF Ourikal | 5 611 | 30,1 | 20,1 | 0,15% | 7 817 | 0,06% | 7 817 | 342 | 8 159 | |
| CF Ourique | 7 380 | 36,8 | 26,8 | 0,20% | 10 417 | 0,07% | 10 417 | 456 | 10 873 | |
| CF Paderne | 2 208 | 10,4 | 0,4 | 0,00% | 162 | 0,00% | 162 | 7 | 169 | |
| CF Pereiro | 2 023 | 19,3 | 9,3 | 0,07% | 3 599 | 0,03% | 3 599 | 158 | 3 757 | |
| CF Pinhal Novo | 4 274 | 36,4 | 26,4 | 0,20% | 10 244 | 0,07% | 10 244 | 448 | 10 692 | |
| CF S.Marcos | 5 563 | 33,4 | 23,4 | 0,18% | 9 088 | 0,06% | 9 088 | 398 | 9 486 | |
| CF Tábua | 1 330 | 29,8 | 19,8 | 0,15% | 7 673 | 0,05% | 7 673 | 336 | 8 009 | |
| CF Tendeiros | 2 295 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 1 895 | 0,01% | 1 895 | 83 | 1 978 | |
| CF Triana | 1 777 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 1 317 | 0,01% | 1 317 | 58 | 1 375 | |
| CF Valpaços | 847 | 22,3 | 12,3 | 0,09% | 4 784 | 0,03% | 4 784 | 209 | 4 993 | |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-2 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente ao período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023

| | Decreto-Lei n.º 104/2023 (18 novembro a 31 de dezembro) | | | | | | | Valor de financiamento 18 nov a 31 dez 2023 sem juros | Juros | Valor de financiamento 18 nov a 31 de dez 2023 com juros |
|-------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|---------|-------------------------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------------------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot. Lig. deduz-10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | | (a) | (b)=(a)*4,378% | (c)=(a)+(b) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % | EUR | EUR | EUR | |
| CF Viçoso | 5 811 | 32,5 | 22,5 | 0,17% | 8 742 | 0,06% | 8 742 | 383 | 9 124 | |
| CF Freixial | 2 151 | 11,5 | 1,5 | 0,01% | 566 | 0,00% | 566 | 25 | 591 | |
| CF Herdade da Serra | 6 012 | 26,8 | 16,8 | 0,13% | 6 517 | 0,05% | 6 517 | 285 | 6 803 | |
| CF Mogado de Arge | 4 374 | 33,5 | 23,5 | 0,18% | 9 117 | 0,06% | 9 117 | 399 | 9 516 | |
| CF Nisa | 5 092 | 37,2 | 27,2 | 0,21% | 10 562 | 0,07% | 10 562 | 462 | 11 024 | |
| CF Vale de Moura | 3 632 | 18,6 | 8,6 | 0,06% | 3 339 | 0,02% | 3 339 | 146 | 3 486 | |
| CH Crestuma | 46 705 | 108,3 | 98,3 | 0,74% | 38 170 | 0,27% | 38 170 | 1 671 | 39 841 | |
| CH Daivões | 37 653 | 130,0 | 120,0 | 0,91% | 46 596 | 0,33% | 46 596 | 2 040 | 48 636 | |
| CH Desterro | 9 073 | 14,6 | 4,6 | 0,03% | 1 786 | 0,01% | 1 786 | 78 | 1 864 | |
| CH Senhora do Porto | 1 563 | 10,6 | 0,6 | 0,00% | 233 | 0,00% | 233 | 10 | 243 | |
| CH Pedrógão | 1 751 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 311 | 0,00% | 311 | 14 | 324 | |
| CH Foz Tua | 69 321 | 300,0 | 290,0 | 2,19% | 112 607 | 0,79% | 112 607 | 4 930 | 117 537 | |
| CH Frades | 134 630 | 1 082,8 | 1 072,8 | 8,10% | 416 569 | 2,94% | 416 569 | 18 237 | 434 805 | |
| CH Fratel | 31 136 | 150,0 | 140,0 | 1,06% | 54 362 | 0,38% | 54 362 | 2 380 | 56 742 | |
| CH Gouvães | 171 663 | 980,0 | 970,0 | 7,33% | 376 651 | 2,66% | 376 651 | 16 489 | 393 140 | |
| CCGT Lares | 110 562 | 1 060,0 | 1 050,0 | 7,93% | 407 715 | 2,88% | 407 715 | 17 849 | 425 564 | |
| CH Miranda | 75 611 | 390,0 | 380,0 | 2,87% | 147 554 | 1,04% | 147 554 | 6 460 | 154 014 | |
| PE Folgosa | 7 643 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 1 317 | 0,01% | 1 317 | 58 | 1 375 | |
| PE Meroicinha | 1 467 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 306 | 0,00% | 306 | 13 | 319 | |
| PE Terras Altas de Fafe | 958 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 1 895 | 0,01% | 1 895 | 83 | 1 978 | |
| CCGT Pego | 370 470 | 1 006,0 | 996,0 | 7,52% | 386 747 | 2,73% | 386 747 | 16 931 | 403 678 | |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-2 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente ao período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023

| | Decreto-Lei n.º 104/2023 (18 novembro a 31 de dezembro) | | | | | | Valor de financiamento 18 nov a 31 dez 2023 sem juros | Juros | Valor de financiamento 18 nov a 31 de dez 2023 com juros |
|----------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------|-------------------------------------------------------------|----------------|----------------------------------------------------------------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot. Lig. deduz-10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | | (a) | (b)=(a)*4,378% | (c)=(a)+(b) |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % | EUR | EUR | EUR |
| CH Picote | 84 322 | 489,0 | 479,0 | 3,62% | 185 996 | 1,31% | 185 996 | 8 143 | 194 138 |
| CH Pocinho | 40 032 | 186,0 | 176,0 | 1,33% | 68 341 | 0,48% | 68 341 | 2 992 | 71 333 |
| CH Ponte de Jugais | 13 294 | 21,9 | 11,9 | 0,09% | 4 621 | 0,03% | 4 621 | 202 | 4 823 |
| CH Pracana | 7 188 | 47,9 | 37,9 | 0,29% | 14 717 | 0,10% | 14 717 | 644 | 15 361 |
| CH Raiva | 9 584 | 26,0 | 16,0 | 0,12% | 6 213 | 0,04% | 6 213 | 272 | 6 485 |
| CH Régua | 65 792 | 174,0 | 164,0 | 1,24% | 63 681 | 0,45% | 63 681 | 2 788 | 66 469 |
| CCGT Ribatejo | 106 916 | 1 344,0 | 1 334,0 | 10,08% | 517 993 | 3,66% | 517 993 | 22 677 | 540 669 |
| CH Ribeiradio | 24 613 | 83,0 | 73,0 | 0,55% | 28 346 | 0,20% | 28 346 | 1 241 | 29 587 |
| CH Sabugueiro | 19 477 | 27,2 | 17,2 | 0,13% | 6 667 | 0,05% | 6 667 | 292 | 6 959 |
| CH Salamonde | 72 967 | 296,3 | 286,3 | 2,16% | 111 170 | 0,78% | 111 170 | 4 867 | 116 037 |
| CH Santa Luzia | 10 550 | 32,0 | 22,0 | 0,17% | 8 543 | 0,06% | 8 543 | 374 | 8 917 |
| CH Tabuaço | 15 089 | 80,0 | 70,0 | 0,53% | 27 181 | 0,19% | 27 181 | 1 190 | 28 371 |
| CH Torrão | 49 182 | 160,0 | 150,0 | 1,13% | 58 245 | 0,41% | 58 245 | 2 550 | 60 795 |
| CH Touvedo | 14 684 | 24,0 | 14,0 | 0,11% | 5 436 | 0,04% | 5 436 | 238 | 5 674 |
| CCGT Turbogás | 459 523 | 1 182,0 | 1 172,0 | 8,85% | 455 088 | 3,21% | 455 088 | 19 923 | 475 011 |
| CH Valeira | 68 302 | 240,0 | 230,0 | 1,74% | 89 309 | 0,63% | 89 309 | 3 910 | 93 219 |
| CH Varosa | 11 905 | 29,8 | 19,8 | 0,15% | 7 688 | 0,05% | 7 688 | 337 | 8 025 |
| CH Venda Nova | 40 236 | 162,0 | 152,0 | 1,15% | 59 022 | 0,42% | 59 022 | 2 584 | 61 605 |
| CH Vila Cova | 15 051 | 26,0 | 16,0 | 0,12% | 6 213 | 0,04% | 6 213 | 272 | 6 485 |
| CH Vilarinho das Furnas | 47 612 | 161,0 | 151,0 | 1,14% | 58 633 | 0,41% | 58 633 | 2 567 | 61 200 |
| SubTotal Produtores | 3 149 266 36,3% | 14 067,2 | 13 237,2 | 100% | 5 140 006 | 36,3% | 5 140 006 | 225 019 | 5 365 025 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

FINANCIAMENTO RELATIVO ÀS PREVISÕES PARA 2024

Os quadros seguintes apresentam a repartição por centro eletroprodutor do financiamento do custo com a TS referente ao ano de 2024.

Quadro 3-3 – Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2024

| | Tarifa Social 2024 | | | | | |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot.Lig. deduz 10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % |
| CH Aguireira | 271 372 | 300,0 | 290,0 | 2,35% | 1 074 414 | 0,79% |
| CH Alqueva | 498 168 | 580,0 | 570,0 | 4,62% | 2 111 779 | 1,55% |
| CH Alto Lindoso | 745 068 | 700,0 | 690,0 | 5,59% | 2 556 364 | 1,87% |
| CH Alto Rabagão | 70 456 | 90,0 | 80,0 | 0,65% | 296 390 | 0,22% |
| CH Baixo Sabor Jusante | 58 706 | 40,0 | 30,0 | 0,24% | 111 146 | 0,08% |
| CH Baixo Sabor Montante | 228 953 | 170,0 | 160,0 | 1,30% | 592 780 | 0,43% |
| CH Belver | 127 787 | 100,6 | 90,6 | 0,73% | 335 662 | 0,25% |
| CH Bemposta | 820 281 | 462,0 | 452,0 | 3,66% | 1 674 604 | 1,23% |
| CH Bouçã | 136 643 | 56,0 | 46,0 | 0,37% | 170 424 | 0,12% |
| CH Cabril | 259 945 | 122,0 | 112,0 | 0,91% | 414 946 | 0,30% |
| CH Caldeirão | 32 422 | 40,0 | 30,0 | 0,24% | 111 146 | 0,08% |
| CH Caniçada | 287 413 | 68,0 | 58,0 | 0,47% | 214 883 | 0,16% |
| CH Carrapetelo | 663 542 | 201,0 | 191,0 | 1,55% | 707 631 | 0,52% |
| CH Castelo de Bode | 296 673 | 172,2 | 162,2 | 1,31% | 600 931 | 0,44% |
| CF Algeruz | 32 332 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 18 080 | 0,01% |
| CF Amareleja | 24 537 | 10,4 | 0,4 | 0,00% | 1 541 | 0,00% |
| CF Gloria | 35 196 | 17,9 | 7,9 | 0,06% | 29 106 | 0,02% |
| CF Quinta da Cruz | 23 441 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 2 919 | 0,00% |
| CF Albercas | 41 223 | 19,0 | 9,0 | 0,07% | 33 240 | 0,02% |
| CF Albisparks | 48 498 | 22,3 | 12,3 | 0,10% | 45 644 | 0,03% |
| CF Alcanhões | 32 372 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 12 567 | 0,01% |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-3 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2024

| | Tarifa Social 2024 | | | | | |
|----------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot.Lig. deduz 10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % |
| CF Alcochete | 46 881 | 21,6 | 11,6 | 0,09% | 42 888 | 0,03% |
| CF Alcouthim | 212 224 | 148,8 | 138,8 | 1,12% | 514 237 | 0,38% |
| CF Bensafrim | 61 431 | 28,3 | 18,3 | 0,15% | 67 695 | 0,05% |
| CF Esteveira | 32 332 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 18 080 | 0,01% |
| CF Évora | 2 149 | 18,6 | 8,6 | 0,07% | 31 862 | 0,02% |
| CF Ínsua | 72 747 | 33,5 | 23,5 | 0,19% | 86 990 | 0,06% |
| CF Mendo Marco | 30 715 | 14,1 | 4,1 | 0,03% | 15 323 | 0,01% |
| CF Mexeeiro | 40 682 | 20,1 | 10,1 | 0,08% | 37 375 | 0,03% |
| CF Mina-Tó | 29 099 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 12 567 | 0,01% |
| CF Mogadouro | 76 216 | 31,2 | 21,2 | 0,17% | 78 721 | 0,06% |
| CF Moura | 70 323 | 31,2 | 21,2 | 0,17% | 78 721 | 0,06% |
| CF Ourika! | 65 957 | 30,1 | 20,1 | 0,16% | 74 587 | 0,05% |
| CF Ourique | 78 532 | 36,8 | 26,8 | 0,22% | 99 394 | 0,07% |
| CF Paderne | 22 632 | 10,4 | 0,4 | 0,00% | 1 541 | 0,00% |
| CF Pereiro | 41 870 | 19,3 | 9,3 | 0,08% | 34 343 | 0,03% |
| CF Pinhal Novo | 79 052 | 36,4 | 26,4 | 0,21% | 97 741 | 0,07% |
| CF S.Marcos | 72 585 | 33,4 | 23,4 | 0,19% | 86 715 | 0,06% |
| CF Tábua | 64 664 | 29,8 | 19,8 | 0,16% | 73 208 | 0,05% |
| CF Tendeiros | 40 453 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 18 080 | 0,01% |
| CF Triana | 29 099 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 12 567 | 0,01% |
| CF Valpaços | 48 498 | 22,3 | 12,3 | 0,10% | 45 644 | 0,03% |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-3 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2024

| | Tarifa Social 2024 | | | | | |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot.Lig. deduz 10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % |
| CF Viçoso | 70 646 | 32,5 | 22,5 | 0,18% | 83 407 | 0,06% |
| CF Freixial | 27 977 | 11,5 | 1,5 | 0,01% | 5 400 | 0,00% |
| CF Herdade da Serra | 60 965 | 26,8 | 16,8 | 0,14% | 62 183 | 0,05% |
| CF Mogado de Arge | 52 709 | 33,5 | 23,5 | 0,19% | 86 990 | 0,06% |
| CF Nisa | 56 080 | 37,2 | 27,2 | 0,22% | 100 773 | 0,07% |
| CF Vale de Moura | 40 851 | 18,6 | 8,6 | 0,07% | 31 862 | 0,02% |
| CH Crestuma | 285 653 | 108,3 | 98,3 | 0,80% | 364 189 | 0,27% |
| CH Daivões | 176 488 | 130,0 | 120,0 | 0,97% | 444 585 | 0,33% |
| CH Desterro | 33 627 | 14,6 | 4,6 | 0,04% | 17 042 | 0,01% |
| CH Senhora do Porto | 16 373 | 10,6 | 0,6 | 0,00% | 2 223 | 0,00% |
| CH Pedrógão | 13 394 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 2 964 | 0,00% |
| CH Foz Tua | 290 269 | 300,0 | 290,0 | 2,35% | 1 074 414 | 0,79% |
| CH Frades | 1 045 051 | 1 082,8 | 1 072,8 | 8,69% | 3 974 591 | 2,91% |
| CH Fratel | 219 588 | 150,0 | 140,0 | 1,13% | 518 683 | 0,38% |
| CH Gouvães | 1 330 446 | 980,0 | 970,0 | 7,86% | 3 593 730 | 2,63% |
| CCGT Lares | 2 202 601 | 1 060,0 | 1 050,0 | 8,51% | 3 890 120 | 2,85% |
| CH Miranda | 689 487 | 390,0 | 380,0 | 3,08% | 1 407 853 | 1,03% |
| PE Folgorosa | 68 427 | 13,4 | 3,4 | 0,03% | 12 567 | 0,01% |
| PE Meroicinha | 26 347 | 10,8 | 0,8 | 0,01% | 2 919 | 0,00% |
| PE Terras Altas de Fafe | 36 341 | 14,9 | 4,9 | 0,04% | 18 080 | 0,01% |
| CCGT Pego | 3 139 375 | 1 006,0 | 996,0 | 8,07% | 3 690 056 | 2,70% |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-3 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2024

| | Tarifa Social 2024 | | | | | |
|----------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------|
| | 1.ª repartição Prod = En. Injetada | Potência de ligação (≥10MVA) | Potência de ligação deduzida de 10 MVA | 2.ª repartição Prod = Pot.Lig. deduz 10 MVA | Pagamento p/ Agente (% do valor financiado por Prod.) | |
| | MWh | MVA | MVA | % | EUR | % |
| CH Picote | 829 439 | 489,0 | 479,0 | 3,88% | 1 774 636 | 1,30% |
| CH Pocinho | 317 386 | 186,0 | 176,0 | 1,43% | 652 058 | 0,48% |
| CH Ponte de Jugais | 47 315 | 21,9 | 11,9 | 0,10% | 44 088 | 0,03% |
| CH Pracana | 30 261 | 47,9 | 37,9 | 0,31% | 140 415 | 0,10% |
| CH Raiva | 43 303 | 26,0 | 16,0 | 0,13% | 59 278 | 0,04% |
| CH Régua | 480 200 | 174,0 | 164,0 | 1,33% | 607 600 | 0,45% |
| CCGT Ribatejo | 2 256 962 | 1 344,0 | 1 334,0 | 10,81% | 4 942 305 | 3,62% |
| CH Ribeiradio | 106 655 | 83,0 | 73,0 | 0,59% | 270 456 | 0,20% |
| CH Sabugueiro | 114 176 | 27,2 | 17,2 | 0,14% | 63 613 | 0,05% |
| CH Salamonde | 370 707 | 296,3 | 286,3 | 2,32% | 1 060 706 | 0,78% |
| CH Santa Luzia | 43 976 | 32,0 | 22,0 | 0,18% | 81 507 | 0,06% |
| CH Tabuaço | 86 668 | 80,0 | 70,0 | 0,57% | 259 341 | 0,19% |
| CH Torrão | 213 665 | 160,0 | 150,0 | 1,22% | 555 731 | 0,41% |
| CH Touvedo | 66 412 | 24,0 | 14,0 | 0,11% | 51 868 | 0,04% |
| CCGT Turbogás | 909 000 | 287,4 | 277,4 | 2,25% | 1 027 830 | 0,75% |
| CH Valeira | 521 129 | 240,0 | 230,0 | 1,86% | 852 121 | 0,62% |
| CH Varosa | 56 876 | 29,8 | 19,8 | 0,16% | 73 357 | 0,05% |
| CH Venda Nova | 203 234 | 162,0 | 152,0 | 1,23% | 563 141 | 0,41% |
| CH Vila Cova | 52 708 | 26,0 | 16,0 | 0,13% | 59 278 | 0,04% |
| CH Vilarinho das Furnas | 163 128 | 161,0 | 151,0 | 1,22% | 559 436 | 0,41% |
| SubTotal Produtores | 22 749 066 | 13 172,6 | 12 342,6 | 100% | 45 727 874 | 33,5% |
| | 33,5% | | | | | |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN. A central da Turbogás termina o seu CAE a 29 de março de 2024, tendo sido considerada na 1.ª repartição a energia injetada na rede correspondente a esse período e na 2.ª repartição uma potência de ligação determinada entre a proporção do número de dias desse período e o total de dias do ano 2024.

3.2.2 FINANCIAMENTO PELOS COMERCIALIZADORES

No caso dos comercializadores, o GGS deverá faturar a cada um desses agentes o preço por unidade de energia faturada, apresentado no Quadro 3-1, multiplicado pelas quantidades por comercializador, em cada mês. Este preço, a aplicar após a publicação da Diretiva, terá que incorporar os montantes a financiar em 2024 e de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, não distinguindo esses montantes.

A opção da faturação de um preço igual para todos os comercializadores permite, por um lado, minimizar potenciais desvios de quantidades nas carteiras dos comercializadores, adequando a faturação às variações das suas carteiras, e, por outro, permite que o impacto económico relativo seja igual para todos os comercializadores, incluindo para aqueles que iniciem a sua atividade no período, evitando distorções nas condições de concorrência no mercado retalhista. Neste sentido, se um comercializador não contemplado na lista publicada pela ERSE, na respetiva Diretiva, iniciar a sua atividade em 2024, o GGS deverá igualmente faturar-lhe o preço de financiamento da tarifa social.

Neste sentido, o preço a faturar aos comercializadores foi calculado aplicando-se a metodologia descrita de seguida:

$$P_{com_{2024}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Financiamento_{2024} + Financiamento_{2023})_i}{Energia_{2024}} \quad (1)$$

Em que:

- $P_{com_{2024}}$ corresponde ao preço de financiamento da tarifa social a aplicar a todos os comercializadores em 2024, que corresponde a 2,2188 €/MWh (2,0101 €/MWh relativo a 2024 e 0,2087 €/MWh relativo ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023).
- i corresponde ao comercializador i .
- $Financiamento_{2023}$ corresponde ao financiamento total de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 pelos comercializadores, que resulta da divisão do montante total a financiar pelos agentes (comercializadores e centros electroprodutores) multiplicado pela proporção da energia dos comercializadores na energia total considerada para efeitos de apuramento do financiamento nesse período.
- $Financiamento_{2024}$ corresponde ao financiamento total de 2024 pelos comercializadores, que resulta da divisão do montante total a financiar pelos agentes (comercializadores e centros

electroprodutores) multiplicado pela proporção da energia dos comercializadores na energia total considerada para efeitos de apuramento do financiamento nesse ano.

- $Energia_{2024}$ corresponde às quantidades de energia dos comercializadores previstas para 2024, de acordo com os pressupostos anteriormente descritos.

Desta forma, o preço de financiamento da tarifa social relativo à transferência total dos comercializadores em 2024 é calculado através da soma do montante a financiar por todos os comercializadores, no período remanescente de 2023 e no ano de 2024, dividido pelas quantidades de energia a faturar em 2024, tal como expresso na fórmula (1).

Para obter o montante a transferir por comercializador em 2024, o valor do preço de energia obtido em (1) é multiplicado pelas quantidades por comercializador, de acordo com a fórmula (2):

$$Transferência_{i,2024} = P_{com2024} * Energia_{i,2024} \quad (2)$$

Em que:

- $Transferência_{i,2024}$ corresponde ao montante previsto transferir pelo comercializador i , em 2024.
- $Energia_{i,2024}$ corresponde às quantidades previstas para o comercializador i , em 2024.

A fórmula utilizada para determinar o preço unitário a faturar aos comercializadores será adaptada em exercícios de alocação do financiamento da tarifa social nos anos subsequentes, para incorporar os acertos (ajustamentos) dos financiamentos da tarifa social.

O ajustamento só poderá ser efetuado em definitivo no segundo ano após o ano a que respeita a definição do preço de financiamento da tarifa social, com a obtenção dos valores reais e auditados.

Em cada ano (t-1) a ERSE determinará o montante global do ajustamento do ano anterior (t-2) para o conjunto dos comercializadores, em euros. O ajustamento do ano anterior (t-2), juntamente com o financiamento do ano seguinte (t), originará o custo global dos comercializadores no ano t. Este custo, dividido pela soma das quantidades previstas para os comercializadores para o ano t, corresponderá ao preço de financiamento da tarifa social a faturar pelo GGS no ano t, que será igual para todos os comercializadores. Deste modo, 2025 (ano t) corresponderá ao primeiro ano em que será efetuado o ajustamento de 2023 (ano t-2), com base em valores reais e auditados.

Este processo é semelhante ao atualmente utilizado no processo tarifário, no qual os proveitos permitidos do ano t incluem os ajustamentos do passado ($t-1$ e $t-2$).

Sendo o preço único para todos os comercializadores, neste capítulo não são apresentadas, separadamente por comercializador, as parcelas dos montantes previstos transferir relativos a 2023 e a 2024, ao contrário do capítulo 3.2.1.

3.2.3 VALORES PREVISTOS DOS MONTANTES DE TARIFA SOCIAL A FINANCIAR POR AGENTE

Os quadros seguintes apresentam os montantes a transferir pelos produtores e os montantes previstos transferir pelos comercializadores, por aplicação do preço de financiamento da tarifa social que lhe será faturado pelo GGS, obtidos de acordo com as metodologias descritas anteriormente.

Quadro 3-4 – Transferências dos produtores no âmbito da tarifa social a realizar em 2024, respeitantes ao financiamento do período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024

| | Previsão financiamento TS de 2024 | Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 | Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 | Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 |
|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a) + (b) | (d) = (c) / 12 |
| | EUR | EUR | EUR | EUR/mês |
| CH Agueira | 1 074 414 | 117 537 | 1 191 951 | 99 329 |
| CH Alqueva | 2 111 779 | 231 021 | 2 342 800 | 195 233 |
| CH Alto Lindoso | 2 556 364 | 279 656 | 2 836 021 | 236 335 |
| CH Alto Rabagão | 296 390 | 32 424 | 328 814 | 27 401 |
| CH Baixo Sabor Jusante | 111 146 | 12 159 | 123 305 | 10 275 |
| CH Baixo Sabor Montante | 592 780 | 64 848 | 657 628 | 54 802 |
| CH Belver | 335 662 | 36 720 | 372 382 | 31 032 |
| CH Bemposta | 1 674 604 | 183 195 | 1 857 799 | 154 817 |
| CH Bouçã | 170 424 | 18 644 | 189 068 | 15 756 |
| CH Cabril | 414 946 | 45 394 | 460 340 | 38 362 |
| CH Caldeirão | 111 146 | 12 159 | 123 305 | 10 275 |
| CH Caniçada | 214 883 | 23 507 | 238 390 | 19 866 |
| CH Carrapetelo | 707 631 | 77 412 | 785 043 | 65 420 |
| CH Castelo de Bode | 600 931 | 65 740 | 666 670 | 55 556 |
| CF Algeruz | 18 080 | 1 978 | 20 058 | 1 671 |
| CF Amareleja | 1 541 | 169 | 1 710 | 142 |
| CF Gloria | 29 106 | 3 184 | 32 290 | 2 691 |
| CF Quinta da Cruz | 2 919 | 319 | 3 239 | 270 |
| CF Albercas | 33 240 | 3 636 | 36 876 | 3 073 |
| CF Albisparks | 45 644 | 4 993 | 50 637 | 4 220 |
| CF Alcanhões | 12 567 | 1 375 | 13 942 | 1 162 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-4 (cont.) - Transferências dos produtores no âmbito da tarifa social a realizar em 2024, respeitantes ao financiamento do período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024

| | Previsão financiamento TS de 2024 | Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 | Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 | Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 |
|----------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a) + (b) | (d) = (c) / 12 |
| | EUR | EUR | EUR | EUR/mês |
| CF Alcochete | 42 888 | 4 692 | 47 579 | 3 965 |
| CF Alcoutim | 514 237 | 56 256 | 570 492 | 47 541 |
| CF Bensafrim | 67 695 | 7 406 | 75 101 | 6 258 |
| CF Esteveira | 18 080 | 1 978 | 20 058 | 1 671 |
| CF Évora | 31 862 | 3 486 | 35 348 | 2 946 |
| CF Ínsua | 86 990 | 9 516 | 96 507 | 8 042 |
| CF Mendo Marco | 15 323 | 1 676 | 17 000 | 1 417 |
| CF Mexeeiro | 37 375 | 4 089 | 41 463 | 3 455 |
| CF Mina-Tó | 12 567 | 1 375 | 13 942 | 1 162 |
| CF Mogadouro | 78 721 | 8 612 | 87 333 | 7 278 |
| CF Moura | 78 721 | 8 612 | 87 333 | 7 278 |
| CF Ourika! | 74 587 | 8 159 | 82 746 | 6 896 |
| CF Ourique | 99 394 | 10 873 | 110 268 | 9 189 |
| CF Paderne | 1 541 | 169 | 1 710 | 142 |
| CF Pereiro | 34 343 | 3 757 | 38 100 | 3 175 |
| CF Pinhal Novo | 97 741 | 10 692 | 108 433 | 9 036 |
| CF S.Marcos | 86 715 | 9 486 | 96 201 | 8 017 |
| CF Tábua | 73 208 | 8 009 | 81 217 | 6 768 |
| CF Tendeiros | 18 080 | 1 978 | 20 058 | 1 671 |
| CF Triana | 12 567 | 1 375 | 13 942 | 1 162 |
| CF Valpaços | 45 644 | 4 993 | 50 637 | 4 220 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores ou comercializadores para a REN.

Quadro 3-4 (cont.) - Transferências dos produtores no âmbito da tarifa social a realizar em 2024, respeitantes ao financiamento do período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024

| | Previsão financiamento TS de 2024 | Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 | Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 | Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 |
|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a) + (b) | (d) = (c) / 12 |
| | EUR | EUR | EUR | EUR/mês |
| CF Viçoso | 83 407 | 9 124 | 92 532 | 7 711 |
| CF Freixial | 5 400 | 591 | 5 991 | 499 |
| CF Herdade da Serra | 62 183 | 6 803 | 68 985 | 5 749 |
| CF Mogado de Arge | 86 990 | 9 516 | 96 507 | 8 042 |
| CF Nisa | 100 773 | 11 024 | 111 797 | 9 316 |
| CF Vale de Moura | 31 862 | 3 486 | 35 348 | 2 946 |
| CH Crestuma | 364 189 | 39 841 | 404 030 | 33 669 |
| CH Daivões | 444 585 | 48 636 | 493 221 | 41 102 |
| CH Desterro | 17 042 | 1 864 | 18 907 | 1 576 |
| CH Senhora do Porto | 2 223 | 243 | 2 466 | 206 |
| CH Pedrógão | 2 964 | 324 | 3 288 | 274 |
| CH Foz Tua | 1 074 414 | 117 537 | 1 191 951 | 99 329 |
| CH Frades | 3 974 591 | 434 805 | 4 409 396 | 367 450 |
| CH Fratel | 518 683 | 56 742 | 575 425 | 47 952 |
| CH Gouvães | 3 593 730 | 393 140 | 3 986 870 | 332 239 |
| CCGT Lares | 3 890 120 | 425 564 | 4 315 684 | 359 640 |
| CH Miranda | 1 407 853 | 154 014 | 1 561 867 | 130 156 |
| PE Folgorosa | 12 567 | 1 375 | 13 942 | 1 162 |
| PE Meroicinha | 2 919 | 319 | 3 239 | 270 |
| PE Terras Altas de Fafe | 18 080 | 1 978 | 20 058 | 1 671 |
| CCGT Pego | 3 690 056 | 403 678 | 4 093 735 | 341 145 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

Quadro 3-4 (cont.) - Transferências dos produtores no âmbito da tarifa social a realizar em 2024, respeitantes ao financiamento do período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024

| | Previsão financiamento TS de 2024 | Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 | Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 | Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 |
|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a) + (b) | (d) = (c) / 12 |
| | EUR | EUR | EUR | EUR/mês |
| CH Picote | 1 774 636 | 194 138 | 1 968 774 | 164 064 |
| CH Pocinho | 652 058 | 71 333 | 723 391 | 60 283 |
| CH Ponte de Jugais | 44 088 | 4 823 | 48 911 | 4 076 |
| CH Pracana | 140 415 | 15 361 | 155 776 | 12 981 |
| CH Raiva | 59 278 | 6 485 | 65 763 | 5 480 |
| CH Régua | 607 600 | 66 469 | 674 069 | 56 172 |
| CCGT Ribatejo | 4 942 305 | 540 669 | 5 482 974 | 456 914 |
| CH Ribeiradio | 270 456 | 29 587 | 300 043 | 25 004 |
| CH Sabugueiro | 63 613 | 6 959 | 70 572 | 5 881 |
| CH Salamonde | 1 060 706 | 116 037 | 1 176 743 | 98 062 |
| CH Santa Luzia | 81 507 | 8 917 | 90 424 | 7 535 |
| CH Tabuaço | 259 341 | 28 371 | 287 712 | 23 976 |
| CH Torrão | 555 731 | 60 795 | 616 526 | 51 377 |
| CH Touvedo | 51 868 | 5 674 | 57 542 | 4 795 |
| CCGT Turbogas | 1 027 830 | 475 011 | 1 502 841 | 125 237 |
| CH Valeira | 852 121 | 93 219 | 945 340 | 78 778 |
| CH Varosa | 73 357 | 8 025 | 81 381 | 6 782 |
| CH Venda Nova | 563 141 | 61 605 | 624 747 | 52 062 |
| CH Vila Cova | 59 278 | 6 485 | 65 763 | 5 480 |
| CH Vilarinho das Furnas | 559 436 | 61 200 | 620 636 | 51 720 |
| SubTotal Produtores | 45 727 874 | 5 365 025 | 51 092 899 | 4 257 742 |

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

O GGS irá faturar aos centros eletroprodutores os montantes, em euros, indicados nos quadros anteriores, após a publicação da respetiva Diretiva.

Quadro 3-5 – Transferências previstas dos comercializadores no âmbito da tarifa social a realizar em 2024, respeitantes ao financiamento do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e do ano de 2024

| | Previsão energia de 2024 | Preço de financiamento da TS após publicação Diretiva em 2024 | Transferência prevista para 2024 |
|------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| | (a) | (b) | (c)=(a)*(b) |
| | MWh | EUR/MWh | EUR |
| Acciona Green Energy Development S.L. Sucursal em Portugal | 1 107 862 | 2,2188 | 2 458 141 |
| Audax Renovables, S.A. | 540 039 | 2,2188 | 1 198 247 |
| ENI Plenitude Iberia, S.L.U.-Sucursal em Portugal | 397 903 | 2,2188 | 882 872 |
| Alfa Energia, Lda. | 104 994 | 2,2188 | 232 962 |
| Audax Renovables, S.A. - Sucursal em Portugal | 204 248 | 2,2188 | 453 189 |
| Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda. | 1 206 957 | 2,2188 | 2 678 014 |
| Cepsa Gas y Electricidad, S.A.- Sucursal em Portugal | 15 724 | 2,2188 | 34 888 |
| EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A. | 16 896 263 | 2,2188 | 37 489 681 |
| SU Eletricidade, S.A. | 3 018 910 | 2,2188 | 6 698 403 |
| AXPO Iberia, S.L. | 372 389 | 2,2188 | 826 261 |
| Elergone Energia, Lda. | 722 509 | 2,2188 | 1 603 113 |
| Endesa Energia, S.A. - Sucursal de Portugal | 7 085 511 | 2,2188 | 15 721 437 |
| Enforcesco, S.A. | 235 670 | 2,2188 | 522 909 |
| Capwatt Retail Electricidade PT, S.A. | 30 510 | 2,2188 | 67 695 |
| Ezurimbol - Comércio de Eletricidade, Lda. | 53 383 | 2,2188 | 118 446 |
| Fortia Energia S.L. | 1 299 812 | 2,2188 | 2 884 043 |
| G9Telecom, S.A. | 1 268 | 2,2188 | 2 814 |
| Petrogal, S.A. | 2 718 549 | 2,2188 | 6 031 957 |
| Gas Natural Comercializadora, S.A. - Sucursal em Portugal | 61 310 | 2,2188 | 136 035 |
| NATURGY IBERIA, S.A. | 161 673 | 2,2188 | 358 722 |
| Gold Energy - Comercializadora de Energia, S.A. | 953 613 | 2,2188 | 2 115 890 |
| Ibelectra Mercados, Lda. | 1 678 | 2,2188 | 3 722 |
| Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda. | 6 692 196 | 2,2188 | 14 848 745 |
| JAF PLUS, Lda. | 56 061 | 2,2188 | 124 390 |
| Logica Energy, Lda. | 17 548 | 2,2188 | 38 936 |
| LusíadaEnergia, S.A. | 53 822 | 2,2188 | 119 420 |
| LUZBOA - Comercialização de Energia, Lda. | 301 356 | 2,2188 | 668 654 |
| Muon Electric, Lda. | 5 937 | 2,2188 | 13 174 |
| On Demand Facilities, S.L.U. | 1 070 | 2,2188 | 2 375 |
| Petrotermica Energia, SA. | 3 381 | 2,2188 | 7 501 |
| PlenoEnergia, Lda. | 7 133 | 2,2188 | 15 826 |
| Portulogos Power, Lda. | 165 421 | 2,2188 | 367 038 |
| PropensaAlternativa, Unipessoal, Lda. | 29 086 | 2,2188 | 64 535 |
| MEO Energia - Comercialização de Energia, S.A. | 340 936 | 2,2188 | 756 474 |
| Repsol Portuguesa, Lda. | 245 573 | 2,2188 | 544 880 |
| Usenergy, Lda. | 49 323 | 2,2188 | 109 438 |
| SubTotal Comercializadores | 45 159 615 | 2,2188 | 100 200 827 |

Nota: O sinal positivo indica um montante previsto a transferir dos comercializadores para a REN

Pelos motivos expostos anteriormente, o GGS irá faturar aos comercializadores o preço de financiamento da tarifa social, em EUR/MWh, constante do quadro anterior.

4 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL

Nos termos 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, compete à ERSE realizar a estimativa anual para o ano seguinte dos valores do financiamento da TS, discriminado por entidade financiadora, assim como o seu cálculo em definitivo, no ano seguinte ao da sua estimativa¹⁵.

Por outro lado, a mesma legislação prevê o reporte da informação das entidades financiadoras da TS ao GGS, que, sempre que solicitado, envia os dados consolidados à ERSE, até ao dia 30 de abril do ano seguinte a que respeitam. Esta informação é crucial para a concretização dos deveres atribuídos à ERSE, sendo igualmente necessário prever-se o reporte de informação de acompanhamento do processo de faturação e liquidação dos valores às entidades financiadoras da TS.

Este capítulo tem, assim, como objetivo definir os requisitos de reporte de informação das entidades abrangidas no regime legal de financiamento dos custos da TS ao GGS e deste à ERSE, de modo a que esta última possa cumprir as suas competências respeitantes à operacionalização do financiamento da tarifa social.

A ERSE sujeita o modelo de reporte de informação, incluindo a definição de prazos e periodicidades, assim como formatos aplicáveis, a Consulta Pública, com o objetivo de recolher contribuições de todas as entidades envolvidas no processo de reporte desta informação.

Na construção da proposta de modelo de reporte de informação, a ERSE procurou assegurar similitude com outros processos de reporte já existentes, incluindo os que se aplicam noutros domínios ao GGS, evitando, sempre que possível, a duplicação do reporte pelos agentes abrangidos.

Sinaliza-se que, no entendimento da ERSE, a operacionalização do financiamento da TS subentende a recolha de informação de natureza física e monetária, que permita tanto a concretização de estimativas, como o apuramento definitivo com base em valores reais.

Destaca-se ainda que a informação a reportar pela GGS à ERSE tem um elevado paralelismo com a informação que aquela entidade já dispõe no âmbito do cumprimento das suas funções de liquidação dos

¹⁵ De acordo com o artigo 199.º-D 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.

desvios de energia nas carteiras dos agentes de mercado. Deste modo, no caso das quantidades relativas aos comercializadores e demais agentes, como o apuramento dos desvios é feito no referencial de emissão de energia elétrica e as quantidades dos comercializadores e demais agentes de mercado, previstas na legislação¹⁶ no âmbito do financiamento da TS, se referem ao referencial de consumo, as quantidades de energia reportadas pelo GGS à ERSE, referentes a esses agentes, devem ser reportadas antes da aplicação dos perfis de perdas por nível de tensão e por comercializador, para garantir o referencial de consumo, o que se assegura com a definição desse reporte pelos operadores de rede no referencial pretendido.

TIPO E SUPORTE DA INFORMAÇÃO ENVIADA À ERSE

Para dar cumprimento às suas obrigações de apuramento anual dos valores de financiamento da TS, assim como ao apuramento definitivo¹⁷, a ERSE propõe o envio de informação de três principais agregados, a saber:

- A. - Informação de reporte pelas entidades abrangidas ao GGS, em formato CSV, de modo a poder ser objeto de tratamento sistematizado – Informação real, de grandezas físicas, correspondendo ao preenchimento dos dados solicitados no formato respetivo (ficheiros CSV com especificação detalhada dos campos que os compõem). O reporte das entidades abrangidas na atividade de produção não tem uma periodicidade específica, devendo ocorrer num primeiro reporte para caracterização e sempre que ocorram alterações ao reporte inicial.
- B. - Informação de reporte periódico pelo GGS à ERSE, em formato CSV, de modo a poder ser objeto de tratamento sistematizado – Informação real e periódica, de grandezas físicas e monetárias, correspondendo ao preenchimento dos dados solicitados no formato respetivo (ficheiros CSV com especificação detalhada dos campos que os compõem).
- C. - Informação real com certificação – para dar cumprimento ao apuramento definitivo dos valores reais, a informação deverá ser certificada e corroborar a informação reportada. O nível de certificação é detalhado no ponto seguinte neste documento.

¹⁶ De acordo com o n.º 2 do artigo 199.º-B 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.

¹⁷ De acordo com o artigo 199.º-D 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.

PRAZOS E PERIODICIDADES DE ENVIO DA INFORMAÇÃO REPORTADA

De acordo com a legislação ¹⁸, as entidades financiadoras da TS e os operadores de rede deverão reportar mensalmente ao GGS, que sempre que solicitado, envia os dados anuais consolidados à ERSE, até 30 de abril do ano seguinte a que respeitam. Não identificando qualquer restrição associada à definição de outras periodicidades, a ERSE coloca à consideração a sua proposta de:

- 1) Manter a **periodicidade mensal** para a informação a ser reportada pelos operadores de rede ao GGS, o que é, de resto, expressamente previsto no quadro legal, definindo-se que esta deve ser concretizada até ao segundo dia útil de cada mês relativamente ao mês precedente (reporte de informação inserido no agregado A., antes mencionado);
- 2) Estabelecer um **prazo de reporte inicial**, a concretizar até 15 dias contados da entrada em vigor das regras de reporte, aplicável à informação de caracterização dos agentes financiadores na atividade de produção, bem assim como um reporte sem data definida **sempre que ocorra uma alteração** da informação inicial (reporte de informação inserido no agregado A., antes mencionado);
- 3) Estabelecer a **periodicidade mensal** para a informação a ser reportada pelo GGS à ERSE, devendo ser concretizada até dia 15 de cada mês relativamente ao mês precedente (reporte de informação inserido no agregado B., antes mencionado); e
- 4) Manter a data de reporte de **30 de abril de cada ano** relativamente à informação anual do ano precedente, como de resto, expressamente previsto no quadro legal, para a informação real de certificação, que se materializa com o relatório anual produzido pelo GGS (reporte de informação inserido no agregado C., antes mencionado).

ESTRUTURA, FORMATOS E CONTEÚDO DA INFORMAÇÃO REPORTADA

De forma a conferir, por um lado, previsibilidade ao exercício de reporte de informação e, por outro lado, capacidade de integração destes reportes em tratamento através de sistemas de informação, a ERSE coloca a consulta, através das regras que acompanham este documento, a definição de aspetos procedimentais associados à estrutura, ao formato adotado e ao conteúdo dos diferentes reportes previstos. Assim, prevê-

¹⁸ De acordo com o artigo 199.º-C 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.

se que o modelo de reporte a implementar para operacionalização do financiamento da TS, possa, nestas vertentes, assentar no seguinte:

1) No **agregado de reporte A.**, prevê-se que o reporte dos operadores de rede e dos agentes financiadores da TS na atividade de produção se faça com a submissão de ficheiros no formato CSV, que assim potencializam o seu tratamento automatizado. O conteúdo da informação a reportar, sendo diferenciado entre o tipo de entidade que reporta a informação, inclui conteúdo padronizado que contém:

a. No caso dos operadores de rede, a identificação dos agentes (comercializadores e agentes na função consumo), período reportado e energia consumida (no referencial de consumo) nesse mesmo período.

A especificação detalhada da estrutura e conteúdo dos ficheiros de reporte para os operadores de rede consta da Tabela 1 do anexo às regras procedimentais colocadas a consulta.

b. No caso dos agentes financiadores na atividade de produção, designadamente, a identificação dos agentes (produtores), a data de reporte da informação, tecnologia, características físicas da instalação produtora (potência instalada e de ligação) e do título de exploração que lhe está associado (por exemplo, data), assim como os critérios de isenção que se possam aplicar;

A especificação detalhada da estrutura e conteúdo dos ficheiros de reporte para os produtores consta da Tabela 2 do anexo às regras procedimentais colocadas a consulta.

2) No **agregado de reporte B.**, prevê-se o reporte pelo GGS à ERSE com a submissão de ficheiros no formato CSV, que inclui, em conteúdo, os elementos de identificação dos agentes (produtores, comercializadores e agentes na função consumo), valores de financiamento faturados e energia correspondente (injetada na rede no referencial de produção, para os produtores; e consumida no referencial de consumo, para comercializadores e agentes na função consumo).

A especificação detalhada da estrutura e conteúdo dos ficheiros de reporte do GGS à ERSE consta das Tabelas 3 e 4 do anexo às regras procedimentais colocadas a consulta, respetivamente para informação relativa a agentes produtores e informação relativa a comercializadores e agentes na função consumo.

- 3) No **agregado de reporte C.**, prevê-se o envio de um relatório anual pela GGS à ERSE, de acordo com a legislação ¹⁹. Neste contexto, o GGS envia os dados anuais consolidados à ERSE, com detalhe mensal, até 30 de abril do ano seguinte (t-1) a que respeitam. Neste reporte o GGS deverá enviar, em formatos de quadros e tabelas que assegurem a representação da informação real processada, a informação consolidada e relativa aos centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. No que respeita à informação real deverá igualmente garantir que esta está em conformidade com a respetiva informação certificada, nos termos definidos no ponto seguinte, assim como garantir, quando aplicável, a verificação da isenção da obrigação do financiamento da TS.

CRITÉRIOS DE CERTIFICAÇÃO QUE A INFORMAÇÃO REAL DEVE RESPEITAR

Para cumprimento da certificação dos valores reais determinada no n.º 2 do Artigo 199.º-D, a ERSE propõe que o GGS apresente um relatório (agregado de reporte C.) de garantia limitada de fiabilidade, emitido por um auditor, elaborado de acordo com a Norma Internacional de Trabalhos de Garantia de Fiabilidade que não sejam auditorias ou revisões de informação histórica – ISAE 3000 e as demais normas e orientações técnicas e éticas da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas.

No caso da informação reportada pelo produtor ao GGS para aferir o cumprimento da sua isenção de financiamento da tarifa social deve ser acompanhada por uma certificação/declaração emitida por um Revisor Oficial de Contas (ROC), que ateste a situação da empresa para o cumprimento desses critérios, designadamente a potência e o regime remuneratório que permitam avaliar as isenções. No caso dos produtores que não estejam obrigados a possuir um ROC para efetuar a certificação legal de contas nos termos do Artigo 262.º do Código das Sociedades Comerciais, esta declaração poderá ser emitida por um contabilista certificado.

¹⁹ De acordo com o artigo 199.º-C 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.

5 TEMAS ADICIONAIS

Na presente consulta pública, a ERSE pretende ainda abordar um conjunto de temas que, pela sua relevância, se incluem na presente discussão pública.

REGRAS DE FATURAÇÃO

A ERSE, sendo a entidade responsável por operacionalizar os termos do financiamento dos custos da TS, conjugando essa competência com a incumbência estabelecida no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, de atribuir ao GGS a responsabilidade de faturar aos agentes financiadores os respetivos custos, entende dever estabelecer-se um procedimento de faturação claro, transparente e previsível.

Assim, por similitude com outros fluxos de relacionamento comercial, mas mantendo as especificidades próprias do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, é proposto em Diretiva de procedimentos de operacionalização daquele regime que:

- a) Seja definida a periodicidade e data de faturação do GGS aos agentes financiadores;
- b) Seja estabelecido o prazo de pagamento para que os agentes financiadores liquidem ao GGS as responsabilidades por este apresentadas a pagamento e que concretizam os termos de repartição definidos na legislação e presentes regras operacionais;
- c) Se determine a existência de situação de incumprimento – dívida não regularizada no prazo previsto – dos agentes financiadores sempre e quando estes não liquidem os encargos que lhe correspondam até à respetiva data de pagamento.

A inclusão de normas claras sobre a periodicidade, prazo e definição de incumprimentos de pagamento dos custos com o financiamento da tarifa social permite, para salvaguarda do cumprimento das obrigações pelos agentes abrangidos, efetuar a remessa destas situações para o regime geral de gestão de riscos e garantias no SEN e SNG, ainda que este tenha que ser objeto de adaptação em concordância.

FALTA DE PAGAMENTO PELOS AGENTES FINANCIADORES

Através das propostas constantes nesta consulta pública, a ERSE procura assegurar um quadro de previsibilidade e estabilidade para a definição e publicação dos montantes a financiar por cada agente, salvaguardando os seus direitos. Com efeito, desde o apuramento com base em estimativas até ao

apuramento definitivo, pretende-se que existam pressupostos, procedimentos de recolha e validação de informação e propostas de alocação de valores definidos de forma transparente e justificada, que sejam sujeitos a consultas públicas previamente à tomada de decisão pela ERSE e sua publicação em diretiva.

Por conseguinte, entende-se que este quadro permitirá minimizar riscos e inadimplências no pagamento pelos agentes financiadores. Não obstante, existem imponderáveis em que tal poderá acontecer e em que o GGS não consegue efetivamente cobrar esses montantes, mesmo após envidar todos os esforços com os meios ao seu dispor (a título exemplificativo, falência de um agente financiador).

Embora o n.º 2 do artigo 199.º-E preveja que o operador da RNT suporte provisoriamente os custos enquanto não forem pagos pelos respetivos agentes financiadores, em situações de impossibilidade definitiva de recuperação desses montantes, a legislação é omissa. A inexistência de uma alternativa para recuperar os montantes não pagos implicará um desequilíbrio entre os fluxos de desconto da tarifa social e os fluxos de financiamento, que no quadro legal atual se perpetuaria no ORT.

Importa ter presente que um modelo de repartição e atribuição e encargos que, do lado da procura (consumo), se ajuste dinamicamente aos consumos efetuados – seja na carteira de um comercializador, seja por qualquer outro agente na função consumo – é mais consistente ao próprio ciclo de libertação de meios financeiros pelos agentes financiadores e, por conseguinte, contribui para reduzir os riscos de incumprimento por parte destes agentes.

Ainda assim, e como atrás referido, a ERSE perspetiva incluir no âmbito da prestação de garantias já hoje existentes no regime geral de gestão de riscos e garantias no SEN e SNG, o valor das responsabilidades emergentes do quadro do financiamento da tarifa social. Com base nos valores atualmente geridos naquele regime e no valor anual previsional de custos com a tarifa social, estima-se que o valor da garantia (adicional) a prestar se situe entre 3% e 4% dos montantes já hoje depositados pelos agentes. Em algumas situações, este acréscimo é inferior ao valor da margem de garantias assumida pelo agente para a sua própria gestão operacional.

6 ANEXOS

- Projeto de Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024.
- Projeto de Diretiva de Procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social.

Encontram-se em ficheiro autónomos.

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

