

CONSULTA PÚBLICA 136

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

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.....	2
2	ENQUADRAMENTO	4
3	PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL EM 2026 E DOS AJUSTAMENTOS DE 2025 E DE 2024	7
3.1	Pressupostos para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social	10
3.1.1	Situações especializadas	13
3.2	Metodologia de cálculo do Financiamento da tarifa social	17
3.3	Transferências no ano 2026	24
3.3.1	Financiamento pelos centros eletroprodutores	26
3.3.2	Financiamento pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função consumo	35
3.3.3	Valores previstos dos montantes de tarifa social a financiar por agente	35
4	EVOLUÇÃO DA IMPUTAÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL	40
5	INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL ...	44
6	ANEXO	45

1 INTRODUÇÃO

O modelo de financiamento dos custos com a tarifa social (TS) de energia elétrica encontra-se definido nos artigos 199.º a 199.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual ¹. De acordo com este diploma são agentes diretamente financiadores da TS os titulares de centros eletroprodutores, os comercializadores e os demais agentes de mercado na função de consumo de energia elétrica.

O quadro legal em vigor prevê a realização de consultas públicas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para o apuramento do financiamento da tarifa social, incluindo os ajustamentos relativos a anos anteriores. Estas consultas públicas visam promover a auscultação dos agentes financiadores e a sua pronúncia sobre a proposta de repartição dos montantes a financiar no ano seguinte, previamente à decisão da ERSE e sua publicação em Diário da República. Adicionalmente, existem vantagens, de calendário e de referência económica, em concretizar o processo de consulta pública relativo à repartição do financiamento da TS, em sincronismo com a proposta anual de tarifas e preços de energia elétrica para o ano seguinte.

Neste quadro, na sequência da submissão ao Conselho Tarifário (CT), a 15 de outubro, da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2026, a ERSE coloca em consulta pública² a proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao ano de 2026, ajustamentos provisórios do ano de 2025 e ajustamentos de 2024, apurados ao abrigo do quadro legal em vigor.

No presente documento descrevem-se os pressupostos e parâmetros adotados, explicitam-se os cálculos e apresenta-se o resultado da proposta de repartição dos custos com o financiamento da TS pelos agentes financiadores, nos períodos acima indicados. Note-se que a estimativa do montante total de custos com a TS a financiar no ano de 2026 que foi considerada nesta consulta pública resulta da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2026 e poderá ser atualizada na decisão final, atendendo, designadamente a alteração do cálculo das tarifas e preços resultantes de recomendações que constem no parecer do CT. A decisão a tomar pela ERSE sobre os temas colocados em consulta será concretizada com a publicação da Diretiva, cuja proposta consta em anexo a este documento.

¹ Nomeadamente com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, alterada pela Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro.

² 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).

Considerando as matérias abrangidas, a ERSE, nos termos dos seus Estatutos, consulta diretamente o CT e o Conselho Consultivo (CC), informando o membro do Governo responsável pela área da Energia, a Direção-Geral de Energia e Geologia e as empresas reguladas.

Nos termos do n.º 3 do artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a consulta pública decorre por 30 dias corridos, desde **5 de novembro** até **5 de dezembro de 2025**. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE.

Para que os comentários sejam considerados pela ERSE, devem ser enviados por *e-mail* ou por correio para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 136 ou Consulta Pública 136):

- 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 elaborará um relatório da consulta pública onde sistematizará os contributos recebidos e a ponderação efetuada para a versão final das matérias em consulta.

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):

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

2 ENQUADRAMENTO

A TS de eletricidade foi criada para apoiar os clientes economicamente vulneráveis e encontra-se regulada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que determina que são financiadores os 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].

Assim, no modelo de financiamento dos custos com a TS em vigor, o cálculo das contribuições de cada agente é 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 na rede elétrica de serviço público (RESP) 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, de maneira diferenciada: (i) no caso dos centros eletroprodutores, considera-se uma alocação proporcional à potência de ligação, deduzida de 10 MVA; (ii) no caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, considera-se uma alocação na proporção da energia ativa que cada um faturou ou adquiriu, respetivamente [art. 199.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual].

Relativamente à incidência dos custos com a TS sobre os centros eletroprodutores, o modelo em vigor prevê as seguintes isenções [art.199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual]:

- 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 de apoio à remuneração ou que paguem contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade através de procedimento concorrencial³;
- 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;

³ Esta isenção cessa quando os respetivos produtores deixarem de beneficiar de remuneração garantida ou terminarem as contribuições para o SEN a que estão sujeitos.

- titulares de instalações de produção de eletricidade em regime de cogeração.

No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado 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 do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual].

Ao abrigo do quadro legal em vigor, a Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio⁴, publicou a repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, e a Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro⁵, os respeitantes ao ano de 2025, neste último caso incluindo ajustamentos de anos anteriores. Nestas diretivas foram aprovadas pela ERSE as transferências dos centros electroprodutores e o valor unitário de financiamento da TS a faturar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, respeitantes aos anos de 2024 e 2025, respetivamente.

Neste quadro legal, coloca-se em discussão pública a proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS do ano de 2026 e os ajustamentos dos montantes publicados nas duas Diretivas acima referidas, de que resultarão novos montantes a transferir pelos centros eletroprodutores e um novo valor unitário do financiamento a aplicar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, durante o ano de 2026. No capítulo 3 deste documento são descritos os principais pressupostos adotados e apresentam-se os resultados obtidos, constando o projeto de Diretiva para a sua publicação no Anexo a este documento. O capítulo 4 apresenta uma síntese da evolução dos custos com o financiamento da TS de 2024 a 2026, assim como alguns elementos com relevância na operacionalização do financiamento que é efetuada pela ERSE.

Importa salientar que o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, introduziu um conjunto de disposições para a operacionalização da repartição do financiamento da TS, de que se destaca os deveres de reporte pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do SEN (GGS), que, por sua vez, envia dados consolidados à ERSE [artigo 199.º-C].

Neste âmbito e face às competências legais atribuídas à ERSE para garantir a operacionalização do financiamento da TS [artigo 199.º, n.º 7], foi publicada a Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, que definiu as

⁴ Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio, precedida pela [Consulta Pública n.º 119](#).

⁵ Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro, precedida pela [Consulta Pública n.º 124](#).

regras pelas quais se operacionaliza o financiamento dos custos da TS, nas suas vertentes de reporte de informação, faturação e cobrança e apuramento de valores. As obrigações de reporte de informação impostas por esta Diretiva a todos os intervenientes nos fluxos de financiamento da TS (centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, operadores de rede, GGS), são um elemento basilar para uma correta repartição do financiamento dos custos com a TS entre os agentes financiadores, que é executada pela ERSE.

3 PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL EM 2026 E DOS AJUSTAMENTOS DE 2025 E DE 2024

Nesta consulta, é proposta uma repartição do financiamento dos custos com a TS entre os centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, com incidência no ano de 2026, decorrente da aplicação do modelo de financiamento em vigor⁶. Esta proposta incide sobre os seguintes montantes, que decorrem da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2026:

- a previsão do financiamento dos custos com a TS para o ano 2026;
- o ajustamento provisório relativo ao financiamento dos custos com a TS do ano de 2025;
- o ajustamento relativo ao financiamento dos custos com a TS do ano de 2024;
- o ajustamento de faturação aos comercializadores no ano de 2024, por desvio da energia faturada face à prevista.

O Quadro 3-1 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, com desagregação por Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que foram transferidos do GGS para os operadores das redes de distribuição.

⁶ Previsto nos artigos 199.º a 199.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, alterado pela Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro.

Quadro 3-1 – 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 2025 com juros para 2026	Ajustamento de 2024 em 2026	
	(a)	(b)	(c)	$(d)=[(c)-(b)] \times (1+i_{2025})$	(e)	(f)	(g)	$(h)=[(f)-(e)] \times (1+i_{2025}) \times (1+i_{2024}) - (g)$	
Continente	138 401	117 298	128 853	11 864	0	123 196	-4 606	-2 429	147 836
Região Autónoma dos Açores	3 389	3 387	3 323	-66	3 241	3 199	-18	-27	3 296
Região Autónoma da Madeira	3 507	3 538	3 539	1	3 410	3 380	47	-78	3 430
Total custos TS apurados dos descontos a clientes	145 297	124 223	135 715	11 799	6 651	129 776	-4 577	-2 535	154 561
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	145 297	124 223	135 715	11 848	6 651	129 776	-4 577	-368	156 777

- Notas:
- (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores 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 (112 009,68€).
 - (3) Corresponde ao ajustamento por desvio de energia faturada aos comercializadores em 2024, de acordo com o descrito no ponto 3.1.1 e apresentado nos quadros do ponto 3.3.
 - (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 3-5, 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.

Os custos com a TS para 2026 apresentados no Quadro 3-1, num total de 145 297 milhares de euros, são previsionais e calculados pela ERSE na proposta de tarifas para 2026, submetida a parecer do CT a 15 de outubro. Este montante decorre do Despacho n.º 12372/2025, de 14 de outubro, do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia, que determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade em 2026. O mesmo deve corresponder a um valor que permita uma redução de 33,8 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis. A proposta de tarifas de energia elétrica para 2026 encontra-se em apreciação pelo CT até 15 de novembro, podendo os valores apresentados nesta consulta sofrer alterações na decisão final de tarifas para 2026, que será publicada pela ERSE até 15 de dezembro. Essas alterações podem decorrer da atualização das variáveis usadas no cálculo tarifário ou de recomendações que constem no parecer do CT.

Os demais montantes a financiar por aplicação da TS que são apresentados no Quadro 3-1 são os reportados pelos operadores de rede de distribuição (ORD), nas suas contas reais e auditadas para o ano de 2024 e nas contas previsionais para o ano de 2025.

Para o ano de 2025, foi previsto na Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro, um custo total com a TS de 124 223 milhares de euros, cuja estimativa atual passa a ser de 135 715 milhares de euros com base na melhor informação disponível na presente data. Deste modo, o ajustamento provisório de 2025 será a pagar pelos agentes financiadores.

No que respeita aos custos com a TS do ano de 2024, foi previsto na Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio um total de 136 503 milhares de euros ⁷, que foi revisto para 132 160 milhares de euros na Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro. Esta revisão deu origem a um ajustamento provisório a devolver aos agentes financiadores. O montante real apurado para o custo total com a TS em 2024 é de 129 776 milhares de euros, resultando em novo ajustamento a devolver aos agentes financiadores.

O cálculo destes ajustamentos 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) ⁸. Dada a complexidade da metodologia de ajustamentos, apresenta-se no ponto 3.2 deste documento, de forma esquemática, o procedimento adotado nos cálculos dos ajustamentos da repartição do financiamento dos custos com a TS a recuperar no ano de 2026.

A presente proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS é realizada com base na melhor informação disponível na presente data pela ERSE. No caso dos centros electroprodutores é efetuada, de acordo com as características respeitantes ao seu licenciamento (e.g., potência de ligação, regime remuneratório)⁹ e tendo em consideração a energia por estes injetada na RESP até setembro de 2025. No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, é efetuada de acordo com as previsões da energia a faturar em 2026, estimativa para 2025 e real de 2024, utilizadas no exercício

⁷ Valor correspondente aos descontos da TS previstos nas tarifas para 2024 cujos financiamento foi repartido entre produtores e comercializadores. A fixação excecional das tarifas de junho a dezembro de 2024, atualizou os montantes de descontos da TS, mas tal não foi refletido na repartição do financiamento entre produtores e comercializadores. Ver nota (4) do Quadro 3-1.

⁸ Vide, por exemplo, o artigo 131.º do RT ([Regulamento n.º 2/2025 \[numeração ERSE\], aprovado a 13 de outubro de 2025, que aguarda ainda publicação em Diário da República](#)) que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 e t-2 aos proveitos permitidos.

⁹ De acordo com os n.ºs 3 e 4 do artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024, a aferição do cumprimento dos critérios legalmente definidos para a isenção de financiamento dos custos com a tarifa social deve ser devidamente certificada.

tarifário de 2026, assim como dos dados de faturação do financiamento da tarifa social até setembro de 2025.

De seguida, são apresentados com maior detalhe os pressupostos assumidos pela ERSE na repartição do financiamento dos custos com a TS, que se submete a consulta pública através do projeto de Diretiva que consta no Anexo a este documento.

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

Conforme exposto no capítulo 2 deste documento, nos termos dos artigo 199.º ss. do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação vigente, o modelo de repartição do financiamento da TS prevê uma primeira repartição entre produtores e comercializadores (e demais agentes de consumo) na proporção da energia veiculada na RESP, seguida de uma segunda repartição entre produtores, com base na sua potência de ligação (deduzida de 10 MVA), e entre comercializadores e demais agentes de consumo, com base na energia faturada ou adquirida, respetivamente, medida nos pontos de consumo. Na preparação da presente consulta pública, foram considerados os seguintes pressupostos:

1. **Fonte de dados para a repartição** ¹⁰: (i) dados recebidos do GGS ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, nomeadamente o relatório de auditoria referente à informação consolidada do ano de 2024 ¹¹ e a informação com periodicidade mensal prevista nos deveres de reporte, enviados pelo GGS à ERSE até 22 de outubro de 2025; (ii) dados históricos disponibilizados no sistema de informação interno da ERSE ¹²; (iii) informação relativa aos produtores com remuneração garantida disponibilizada pela SU Eletricidade; (iv) informação disponibilizada pela DGEG, relativa às licenças de produção e de exploração dos centros electroprodutores, à duração do período experimental e aos regimes remuneratórios.
2. **Identificação dos centros eletroprodutores**: os centros electroprodutores a sujeitar ao financiamento foram definidos com base na informação referida no ponto anterior. No caso

¹⁰ A informação recebida ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, ainda não apresenta a qualidade necessária para que possa ser assumida como única fonte para a operacionalização do financiamento da TS. Por este motivo, a ERSE manteve a recolha de informação de outras fontes, para reduzir as possibilidades de imputações incorretas.

¹¹ Nos termos do n.º 5 do artigo 6.º da Diretiva n.º 13/2024, o GGS deve apresentar à ERSE um relatório 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

¹² Dados atualizados a 30 de setembro de 2025.

específico de produtores, cujo início do financiamento da TS se inicie em algum dos anos considerados nesta consulta, foi utilizada a ponderação da respetiva data de início da licença de exploração no respetivo ano ¹³. A mesma regra de proporcionalidade é aplicada a produtores que deixam de ter isenção do financiamento dos custos com a TS, por deixarem de beneficiar de regimes remuneratórios garantidos ou por terminarem o período experimental ¹⁴. Esta ponderação afeta quer a energia anual utilizada na primeira repartição, quer a potência de ligação de cada produtor considerada na segunda repartição, no respetivo ano.

3. **Estimativas e previsões de energia injetada na RESP pelos produtores:** foram utilizados dados reais de janeiro de 2021 a setembro de 2025, em base mensal, com origem no sistema de informação interno da ERSE. A ERSE determinou o valor previsto de produção para o ano de 2025 e 2026 com base na média de produção anual no período acima indicado. Nas situações em que o produtor não tem um histórico superior a 2 anos, foi aplicado o fator de utilização da tecnologia¹⁵. A utilização de um período alargado de dados (próximo de 5 anos) tem como objetivo neutralizar os efeitos anuais dos recursos renováveis nos fatores de utilização usados nas previsões de produção para o ano seguinte, tendo também presente a relativa estabilidade da procura a nível ibérico.
4. **Identificação dos comercializadores e demais agentes de mercado na função consumo:** os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo sujeitos ao financiamento, foram definidos com base na informação disponível no reporte previsto na Diretiva n.º 13/2024. A informação recebida por essa via já evita a dupla contabilização de energia faturada entre comercializadores na repartição do financiamento da TS¹⁶, pelo que estes consumos são de utilização direta na imputação desses custos.
5. **Estimativas e previsões de energia faturada pelos Comercializadores:** foram considerados os dados dos fornecimentos totais do CUR e comercializadores no mercado liberalizado previstos na proposta tarifária para o ano de 2026, nomeadamente os valores reais de 2024, os estimados de 2025 e as previsões de 2026. A estrutura dos fornecimentos dos vários comercializadores em 2026 foi

¹³ De acordo com o n.º 3 do artigo 199.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual. Nas centrais que estão em período experimental, e na ausência de melhor informação, considera-se que a licença de exploração é atribuída no dia a seguir ao do fim do período experimental.

¹⁴ De acordo com o n.º 2 do artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual.

¹⁵ Calculada com os dados reais, entre 2019 e agosto de 2025, de todos os produtores da mesma tecnologia que o produtor em causa.

¹⁶ 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.

considerada de forma previsional, como sendo igual à que se obtém da informação de faturação de janeiro a setembro de 2025, reportada ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024.

6. **Taxas de juro aplicadas nos ajustamentos de 2024 e 2025:** A taxa de juro aplicada no apuramento dos ajustamentos de 2024 e 2025 é calculada de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário do sector elétrico para o cálculo dos ajustamentos de t-2 e t-1 no exercício tarifário de 2026. Deste modo, as taxas de juro aplicadas são de 3,724% e 2,675 ¹⁷, para os anos de 2024 e 2025, respetivamente.

No Quadro 3-2, identificam-se as datas de início e fim de financiamento da TS de centros eletroprodutores que alteram os regimes nos anos 2024, 2025 e 2026 e em que é necessário aplicar uma ponderação temporal, como descrito no ponto 2 acima. Estas datas determinam o fator de ponderação a aplicar à potência de ligação deduzida de 10 MVA, no ano em que a alteração de regime ocorre e, consequentemente, a contribuição de cada centro electroprodutor, quando o financiamento da TS não corresponde à totalidade do período anual.

¹⁷ A taxa de juro de 2024 é a média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2024 da taxa de juro EURIBOR a 12M, acrescida de *spread* de 0,45%. A taxa de juro provisória de 2025 é a média dos valores diários entre 01/01 e 15/09 de 2025 da taxa de juro Euribor a 12M, acrescida de um *spread* de 0,45%. Na publicação definitiva o valor da taxa do t-1 será atualizado até 15 de novembro.

Quadro 3-2 – Datas de início e fim de financiamento da TS de centros eletroprodutores que alteram os regimes nos anos 2024, 2025 e 2026 e respetivo fator de ponderação

Nome Central	Ano	Potência de ligação (≥10MVA) (a)	Data de efeito	Dias/Ano	Fator de ponderação (b)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA (c) = ((a)-10)*b	Observações
CF Morgável	2026	48,9	27/10/2026	66	0,18	7,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 27/10/2026
CF Tábua	2026	40,0	20/06/2026	196	0,53	16,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 20/06/2026
PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	2026	18,5	08/06/2026	208	0,57	4,8	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 08/06/2026
PE São Macário	2026	24,3	25/01/2026	342	0,93	13,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 25/01/2026
PE Seixinhos/Marão II	2025	10,3	23/12/2025	9	0,02	0,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 23/12/2025
PE Penedo Ruivo/Marão I	2025	13,3	23/12/2025	9	0,02	0,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 23/12/2025
CF Cerca - Reequipamento	2025	28,4	14/09/2025	109	0,30	5,5	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 14/09/2025
CF Lordelo	2025	12,4	01/08/2025	153	0,42	1,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/08/2025
CF Albercas	2025	25,5	01/08/2025	153	0,42	6,5	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/08/2025
CF Viçoso	2025	43,7	31/07/2025	154	0,42	14,2	Data de Entrada em Exploração a 31/07/2025
CF S.Marcos	2025	44,9	31/07/2025	154	0,42	14,7	Data de Entrada em Exploração a 31/07/2025
CF Pereiro	2025	25,9	31/07/2025	154	0,42	6,7	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 31/07/2025
CF Mato da Cruz	2025	12,4	01/07/2025	185	0,50	1,2	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/07/2025
PE Outeiro	2025	28,6	07/06/2025	209	0,57	10,6	Data de Entrada em Exploração a 07/06/2025
PE Serra da Capucha	2025	10,8	31/05/2025	216	0,59	0,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 31/05/2025
PE Passarinho	2025	12,9	04/05/2025	243	0,66	1,9	Data de Entrada em Exploração a 04/05/2025
CF Quinta do Anjo	2025	30,0	24/04/2025	253	0,69	13,8	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 24/04/2025
PETROGAL (SINES)	2025	20,7	01/04/2025	276	0,75	8,1	Início de produção a 01/04/2025
PE Trandeiras	2025	18,2	17/02/2025	319	0,87	7,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 17/02/2025
CF Cabeço Vermelho	2025	68,0	13/02/2025	323	0,88	51,2	Início de produção a 13/02/2025
CF Alisparks	2025	30,0	23/01/2025	344	0,94	18,8	Início de produção a 23/01/2025
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 exploração a 20/12/2024
CF BARCOS	2024	40,0	18/09/2024	105	0,29	8,6	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 18/09/2024
CF Trindade	2024	11,0	06/08/2024	148	0,40	0,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 06/08/2024
CF Valpaços	2024	30,0	19/07/2024	166	0,45	9,1	Data de início de exploração a 19/07/2024
PE Vale Grande	2024	12,3	12/07/2024	173	0,47	1,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 12/07/2024
RSU Valorsul	2024	63,2	01/07/2024	184	0,50	26,7	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/07/2024
RSU LIPOR	2024	27,0	01/07/2024	184	0,50	8,5	Data de Entrada em Exploração a 01/07/2024
CH Alto Tâmega	2024	180,0	18/04/2024	258	0,70	119,8	Data de Entrada em Exploração a 18/04/2024
CF Encarnado	2024	80,3	19/03/2024	288	0,79	55,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024
CF Casal do Paul	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024
CF Alforgemel	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024

Nota: Para os produtores que iniciaram a exploração sem emissão prévia de licença de exploração, ao abrigo do Decreto -Lei 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.

3.1.1 SITUAÇÕES ESPECIALIZADAS

Pela sua especificidade, neste ponto descrevem-se alguns casos que nesta consulta suscitaram uma análise mais aprofundada, requereram maior detalhe no tratamento de dados ou houve necessidade de considerar pressupostos específicos. Alguns destes casos mantêm-se face ao apresentado na Consulta Pública n.º 124, enquanto outros são situações que surgiram pela primeira vez no presente exercício.

CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO OUTEIRO (TURBOGÁS)

Atualmente, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro tem particular relevância para a segurança do abastecimento do SEN e é um dos centros eletroprodutores com capacidade de prestar o serviço de arranque autónomo (*black start*). Por estes motivos, após o término do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), a 29 de março de 2024, este centro eletroprodutor encontra-se em período de devolução, ao abrigo de Acordo de prorrogação, previsto no próprio CAE. O Acordo foi celebrado entre a REN, no âmbito das suas funções de gestor global do sistema, e o titular do centro eletroprodutor (Turbogás

– Produtora Energética, S.A.), sobre a tutela do membro do Governo responsável pela área da energia ¹⁸, estando vigente pelo menos até março de 2026 (sem prejuízo da possibilidade de prorrogação ou da continuação de funcionamento num outro regime, a qual se admite para efeitos de imputação do financiamento da tarifa social).

A central da Tapada do Outeiro dispõe de licença de exploração e o artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, não contempla expressamente a isenção desta central, pelo que está sujeita ao financiamento da TS. Neste contexto, a presente consulta considera a imputação do financiamento da TS a este centro eletroprodutor durante os anos de 2024, 2025 e 2026.

No que respeita à primeira repartição da tarifa social (entre produtores e comercializadores), para o ano de 2024, foi considerada a produção real verificada nesta central, enquanto em 2025 e 2026, se assumiu uma previsão nula para a produção injetada na RESP pela central da Tapada do Outeiro, atendendo ao condicionamento da sua produção a situações excecionais, por motivos de garantia da segurança de abastecimento, até 31 de março de 2026 e à incerteza quanto ao regime de exploração após essa data.

Embora no período posterior a 31 de março de 2026, subsistam incertezas quanto ao regime de exploração da central, não é expectável que deixe de estar ligada à rede, nomeadamente por motivos de segurança de abastecimento, implicando a continuidade da licença de exploração e como tal a incidência do financiamento da TS.

No Quadro 3-11 é apresentada a imputação do financiamento do TS pelos diferentes períodos acima referidos. Esta imputação foi igualmente considerada no exercício tarifário para 2026, atendendo à repercussão tarifária dos montantes respeitantes ao período em que o Acordo vigora.

IDENTIFICAÇÃO DE PRODUTORES COM DIFERENTES PONTOS LIGAÇÃO À RESP

Para efeitos da repartição do financiamento da TS, a desagregação da informação dos centros eletroprodutores por Códigos de Ponto de Entrega (CPE), de acordo com o formato de reporte definido na Diretiva n.º 13/2024, tem impacto na 2.ª repartição efetuada dentro do conjunto dos produtores elegíveis, que tem como variável de proporcionalidade a potência de ligação após dedução de 10 MVA. Sendo esta

¹⁸ O Acordo foi aprovado pelo Despacho n.º 22/SEENC/2024, de 28 de março de 2024, emitido pela Senhora Secretária de Estado da Energia e Clima em 28 de março de 2024, tendo a sua duração sido prorrogada pelos Despachos n.º 72/2024/MAEn, de 19 de novembro, e 65/2025/MAEN, de 12 de fevereiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia. Nos termos deste último Despacho, o período transitório de prestação de serviços ao SEN pela central da Tapada do Outeiro termina a 31 de março de 2026.

dedução efetuada para cada centro eletroprodutor identificado como elegível, não é indiferente se o produtor é tratado de forma agregada ou em separado por pontos de ligação à RESP, sendo a imputação do financiamento diferente para cada um destes casos.

A este respeito, os pressupostos assumidos na presente consulta são iguais aos da Consulta Pública n.º 124, nomeadamente:

- As centrais termoelétricas foram tratadas como um único centro eletroprodutor, independentemente do número de grupos geradores que as compõem e dos respetivos pontos de ligação à rede.
- Nos aproveitamentos hidroelétricos foram tratadas de forma diferenciada o centro eletroprodutor original e os reforços de potência subsequentes.
- Os parques eólicos e as centrais fotovoltaicas foram tratados por ponto de ligação à rede.

PRODUTORES SEM LICENÇA DE EXPLORAÇÃO

A incidência subjetiva do financiamento da TS (artigos 199.º e 199.º-A, do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual) recai sobre os titulares de centros electroprodutores, isto é, que possuam, para além de uma licença de produção, uma licença de exploração¹⁹. Durante o período experimental previsto no artigo 32.º do mesmo diploma, a exigência de financiamento da TS não terá aplicação, qualquer que seja o centro electroprodutor em comissionamento, uma vez que ainda não obteve a licença de exploração (embora já tenha a licença de produção).

Adicionalmente, o critério de não incidência do financiamento da TS em produtores que não são detentores de licença de exploração é normativo e está estipulado na letra do artigo 199.º-B, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, nos termos do qual: “O montante resultante do disposto na alínea a) do número anterior é proporcionalmente alocado aos titulares dos centros eletroprodutores em função da potência de ligação, deduzida de 10 MVA, e do período para o qual o centro disponha de licença de exploração, sempre que este período não corresponda à totalidade do período anual” (destaque nosso).

¹⁹ De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o “titular da licença de produção” não é, ainda, um titular de centro electroprodutor (artigo 31.º), tendo, aliás, a obrigação de “requerer a emissão da licença de exploração dentro do prazo estabelecido na licença de produção” (artigo 31.º, n.º 2, al. d).

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.

O Quadro 3-2 apresenta a data de início de financiamento da TS para os produtores em que o financiamento não corresponde à totalidade do período anual em algum dos anos em apreço neste processo (2024, 2025 e 2026).

SOBREEQUIPAMENTOS E PRODUTORES HIBRIDIZADOS

No modelo vigente de repartição do financiamento da TS, os custos alocados ao conjunto dos titulares dos centros eletroprodutores elegíveis são suportados individualmente por cada centro electroprodutor, em função da sua potência de ligação deduzidos de 10 MVA (artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual). Atento o critério legal estabelecido, o sobreequipamento ou a hibridização não têm implicações no valor imputável aos centros electroprodutores pré-existentes, uma vez que, em ambas as situações, a potência de ligação mantém-se inalterada (artigos 3.º, alíneas nn) e sss), 63.º, 64.º do Decreto-Lei n.º 15/2022).

Contudo, se o centro eletroprodutor original, que obteve o ponto de ligação à rede, não estiver isento do financiamento de acordo com os critérios previstos no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, a energia produzida pelo centro electroprodutor sobreequipado e pelo centro electroprodutor hibridizado (o segundo a ligar-se) são contabilizadas no cálculo da 1.ª repartição, contribuindo dessa forma para aumentar o montante a suportar pelo conjunto dos produtores.

AJUSTAMENTO POR DESVIO DE ENERGIA FATURADA AOS COMERCIALIZADORES EM 2024

O preço de financiamento da TS em EUR/MWh aplicado aos comercializadores em 2024 foi calculado através do rácio entre o montante a transferir pelos comercializadores em 2024 e a energia prevista faturar

pelos comercializadores nesse ano, de acordo com a melhor informação disponível na preparação da Consulta Pública n.º 119, que precedeu a publicação da Diretiva n.º 14/2024.

Uma vez que a energia real faturada em 2024 pelos comercializadores é diferente da energia previsional acima referida, usada no cálculo do preço, é necessário assegurar que o desvio dos montantes de financiamento da TS efetivamente faturados aos comercializadores em 2024 face ao montante previsto transferir na Diretiva n.º 14/2024, é recuperado pelo GGS por se tratar de um desvio por defeito. Desta forma, assegura-se a neutralidade financeira para o GGS, tendo presente que os montantes que transferiu para os ORD em 2024, fixados nas Diretivas que publicaram as tarifas de energia elétrica para 2024 ²⁰, foram superiores.

Em 2024 este desvio foi de 1,9 milhões de euros a recuperar pelo GGS (a energia faturada real foi inferior à energia prevista no cálculo do preço), conforme apresentado no Quadro 3-1. Este montante acrescido de 2 anos de juros (2,1 milhões de euros) é adicionado às transferências imputadas aos comercializadores em 2026, sendo dessa forma internalizado no preço do financiamento TS para 2026.

De modo similar, se ocorrer um desvio por excesso, isto é, se a energia faturada real for superior à energia prevista no cálculo do preço, este ajustamento será no sentido da devolução pelo GGS aos comercializadores.

3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

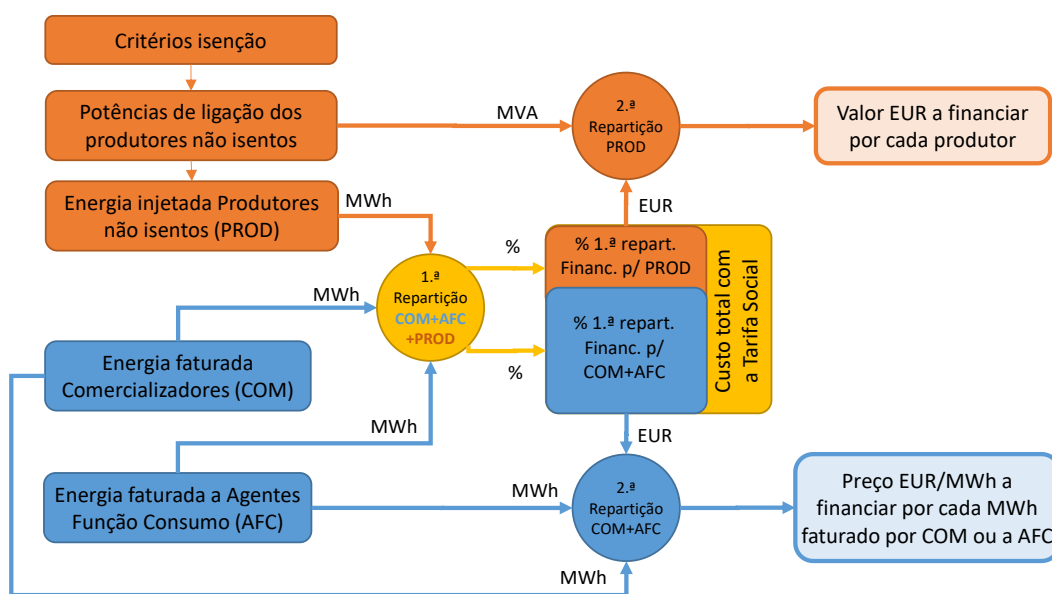
Na Figura 3-1 apresenta-se um esquema do processo da repartição do financiamento dos custos com a TS e as variáveis utilizadas na determinação do valor de cada produtor e do valor unitário a aplicar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. Estas variáveis e procedimentos de repartição são determinados em três momentos distintos: (i) num primeiro momento, com valores previsionais (ano t); (ii) num segundo momento, no ano seguinte, com a atualização da previsão com um valor estimado, que permite a determinação do ajustamento provisório (ano t-1); e (iii) num terceiro momento, dois anos após a previsão, com valores reais que permitem a determinação do ajustamento

²⁰ [Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro](#), e [Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho](#).

definitivo (ano t-2). A metodologia de cálculo dos ajustamentos é idêntica à aplicada nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades reguladas, prevista no RT ²¹, que melhor se detalha abaixo.

Excecionalmente, a repartição do financiamento dos custos com a TS ainda não pode ser apurada em definitivo, para o período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e para o ano de 2024, por ainda não terem sido enviadas à ERSE as certificações de informação de todos os produtores, conforme previsto nos n.ºs 3 e 4 do artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024.

Figura 3-1 – Esquema de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social entre produtores e comercializadores (e demais agentes de mercado na função consumo)



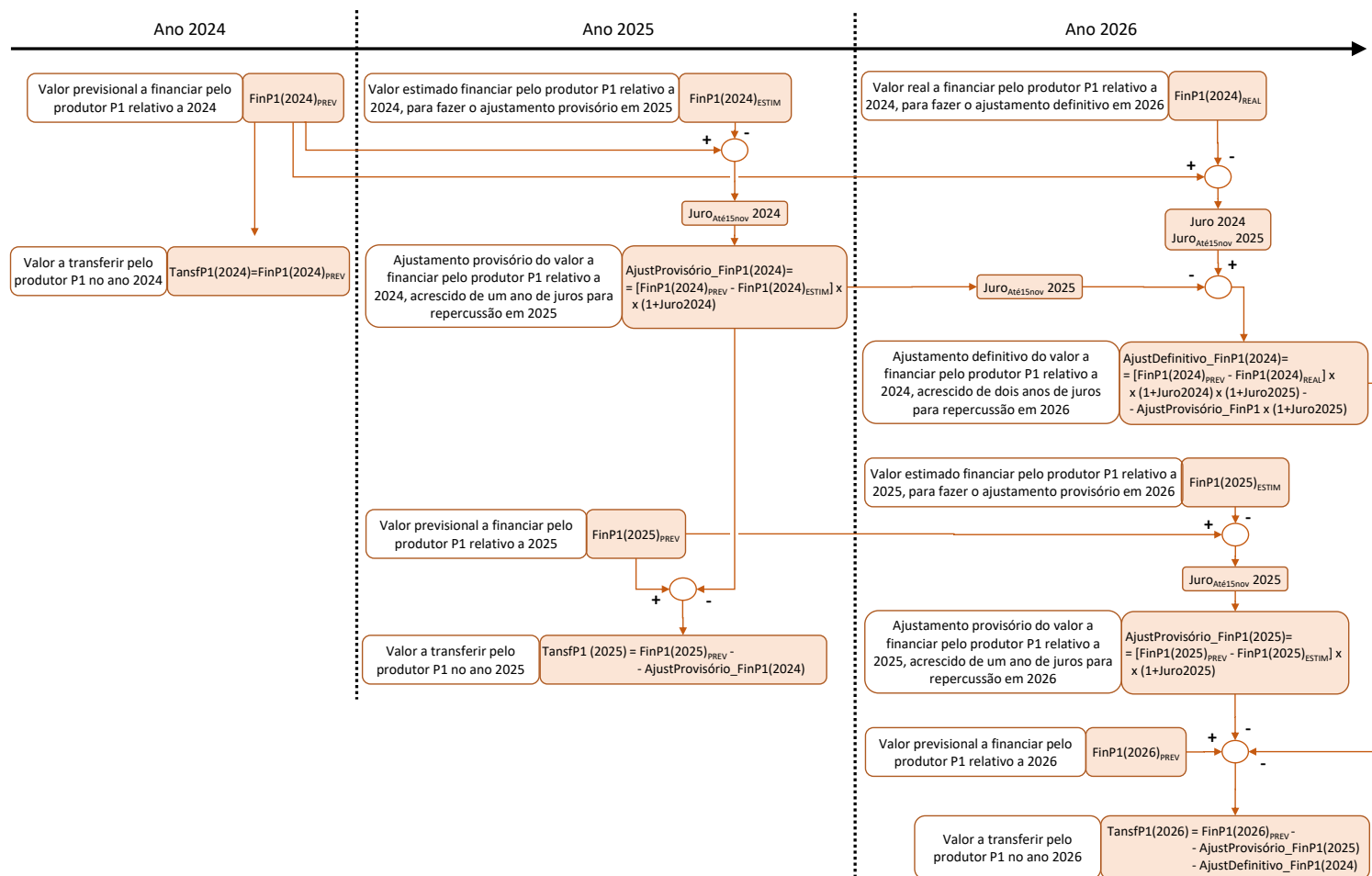
No caso dos centros eletroprodutores, o apuramento definitivo da contribuição para o financiamento da TS considera a atualização da informação dos produtores com dados reais, nomeadamente: (i) os produtores elegíveis para financiamento da TS no período, incluindo novos produtores e respetivas datas de entrada ou a saída de exploração de produtores anteriormente elegíveis, bem como a verificação dos critérios de isenção legalmente estabelecidos ²²; e (ii) as energias injetadas na RESP e as respetivas potências de ligação. O cálculo dos ajustamentos dos montantes a financiar será efetuado para cada centro

²¹ Vide, por exemplo, o artigo 131.º do RT ([Regulamento n.º 2/2025 \[numeração ERSE\], aprovado a 13 de outubro de 2025, que aguarda ainda publicação em Diário da República](#)) que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 e t-2 aos proveitos permitidos.

²² De acordo com o artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual.

eletroprodutor individualmente, através da comparação do valor em EUR, resultante das percentagens de repartição atualizadas (1.ª e 2.ª repartições), com o valor em EUR que havia sido imputado na repartição anterior (t-1). A Figura 3-2 ilustra a metodologia de ajustamento do valor a financiar por um produtor, assim como a sua repercussão nas transferências a efetuar em cada ano, tomando como exemplo os montantes afetos a 2024.

Figura 3-2 – Esquema da metodologia de ajustamento do valor a financiar por um produtor P1 e da determinação da transferência anual



Notas: 1) Para os anos seguintes a 2026 a metodologia replica-se, sendo o valor a transferir pelo produtor obtido com o valor previsional a financiar relativo ao próprio ano, pelo ajustamento provisório relativo ao ano anterior e pelo ajustamento definitivo relativo a dois anos antes.

2) O esquema apresenta o momento temporal em que cada valor ou cálculo é obtido (colunas) e as ligações entre as variáveis representam a formulação que é descrita dentro das caixas laranja.

No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo de consumo, os ajustamentos são igualmente repercutidos no financiamento a recuperar no ano seguinte (ano t), mas neste caso, incorporados num valor unitário igual para todos os comercializadores e demais agentes de consumo em atividade no ano t. Em concreto, o cálculo dos ajustamentos é efetuado de forma agregada para o conjunto dos comercializadores, nos seguintes termos:

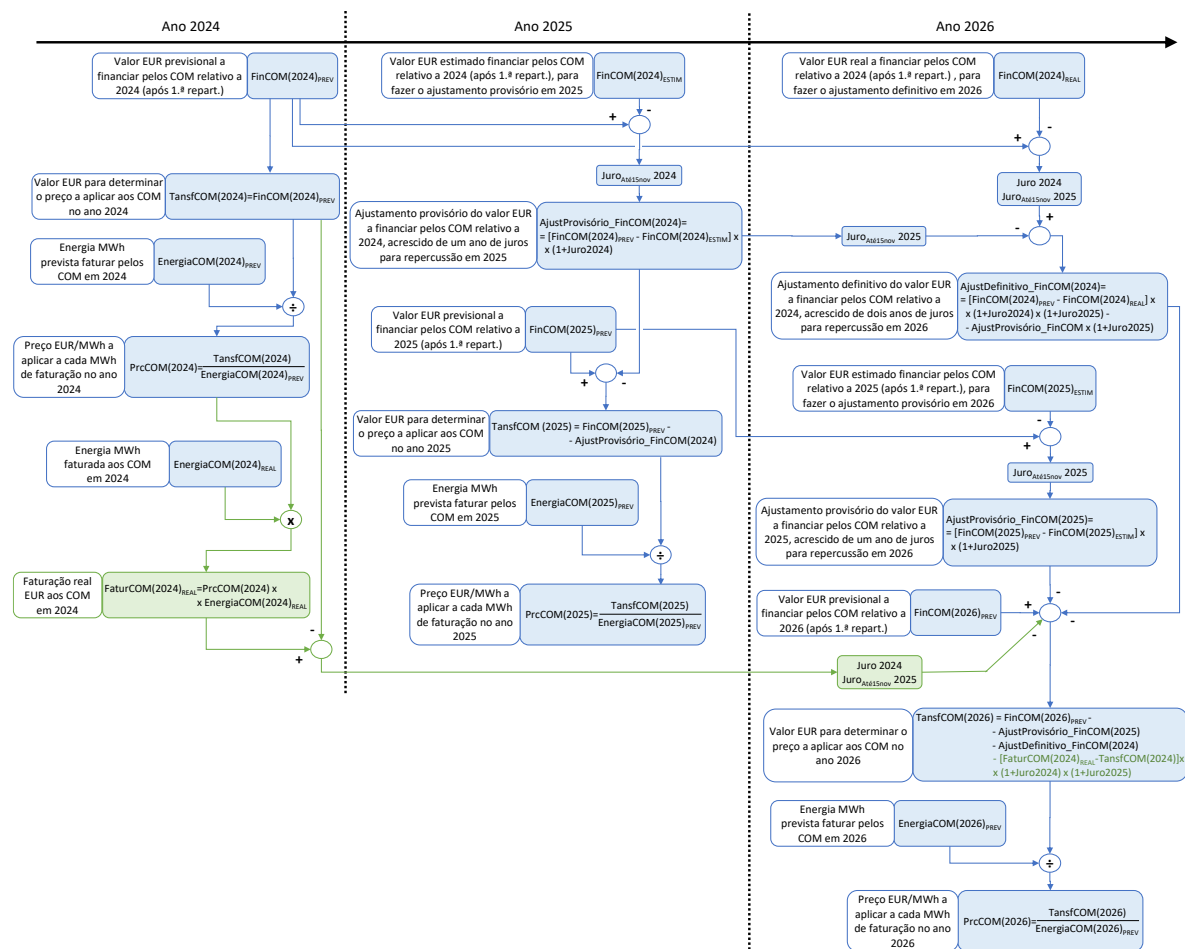
- **Ajustamento provisório (ano t-1)** – um ano após a fixação do valor unitário, a atualização dos dados da 1.ª repartição do ano t-1, resulta na atualização do valor em EUR imputado ao conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo. O desvio em EUR entre este valor atualizado e o valor previsto (em t-1), acrescido dos juros t-1 previstos no RT, corresponde ao ajustamento t-1 a repercutir no ano t.
- **Ajustamento definitivo (ano t-2)** – dois anos após a fixação do valor unitário são obtidos os valores reais dos dados da 1.ª repartição do ano t-2 e, conseqüentemente, os valores reais em EUR imputados ao conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo nesse ano. O desvio em EUR entre este valor obtido com dados reais e o valor previsto dois anos antes (t-2), acrescido dos juros t-1 e t-2 previstos no RT, é deduzido do ajustamento provisório em EUR determinado no ano anterior (atualizado com juros t-1), para obter o ajustamento t-2 a repercutir no ano t.
- **Ajustamento por desvio de energia faturada aos comercializadores (ano t-2)** – o preço de financiamento da TS em EUR/MWh suportado pelos comercializadores é calculado com uma energia previsional, sendo necessário apurar o desvio entre: (i) o montante que resulta da faturação real do ano t-2 (aplicação do preço de financiamento da TS à energia faturada real do ano t-2); e (ii) o montante imputado aos comercializadores no ano t-2, que resulta da 1.ª repartição efetuada com valores previstos dois anos antes. Este ajustamento é representado esquematicamente na Figura 3-3, em cor verde.
- O montante total em EUR a transferir no ano t pelo conjunto dos comercializadores inclui: (i) o valor previsto para esse ano; (ii) o ajustamento provisório t-1; e (iii) o ajustamento definitivo t-2 relativos a anos anteriores ²³, incluindo o ajustamento por desvio de quantidades na faturação. O

²³ Como previsto no artigo 199.º -D do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual.

valor unitário do financiamento, em EUR/MWh, a aplicar nesse ano é calculado pela divisão do montante total, em EUR, pelas quantidades previstas faturar pelos comercializadores no ano t.

Na Figura 3-3 ilustra-se a metodologia de ajustamento dos montantes a financiar pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, assim como a respetiva repercussão no valor unitário do financiamento em EUR/MWh que lhes é aplicado em cada ano.

Figura 3-3 – Esquema da metodologia de ajustamento do valor unitário a financiar pelos comercializadores



Notas: 1) Para os anos seguintes a 2026 a metodologia replica-se, com incorporação no valor unitário a aplicar do valor provisional a financiar relativo ao próprio ano, do ajustamento provisório relativo ao ano anterior e do ajustamento definitivo relativo a dois anos antes.

2) O esquema apresenta o momento temporal em que cada valor ou cálculo é obtido e as ligações entre as variáveis procuram representar a formulação que é apresentada dentro das caixas azuis.

3.3 TRANSFERÊNCIAS NO ANO 2026

Os montantes das transferências dos agentes financiadores para o GGS em 2026 identificados nesta consulta pública resultam da imputação dos custos com a TS respeitantes à: (i) previsão de custos para 2026; (ii) ao ajustamento provisório relativo ao ano de 2025; (iii) ao ajustamento de 2024; e iv) ao desvio de faturação dos comercializadores relativo a 2024.

O quadro seguinte resume o montante a transferir pelos produtores e o valor unitário do financiamento da TS a faturar pelo GGS aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, em 2026, no âmbito do quadro legal em vigor.

Quadro 3-3 – Resumo das transferências no âmbito da tarifa social, 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%	25 344 101	50 014 623	8 083 545	-4 677 866	n.a.	53 420 302	4 451 691,81	290
Comercializadores	65,6%	48 282 702	95 282 175	3 764 674	2 206 016	2 103 833	103 356 698	n.a.	2,1407
Total	100%	73 626 803	145 296 798	11 848 218	-2 471 849	2 103 833	156 777 000		

- Notas:
- (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores ou comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o gestor global do SEN (REN).
 - (2) Os montantes de ajustamentos referentes aos anos de 2024 e 2025, bem como o ajustamento de faturação dos comercializadores estão atualizados para o ano de 2025 às taxas de juro utilizadas nos ajustamentos dos proveitos permitidos de 2026. Estas taxas de juro são de 3,724%²⁴ e de 2,675%²⁵, respetivamente.
 - (3) No ano de 2026, a repartição foi aplicada ao montante previsional dos custos com a tarifa social determinado no exercício tarifário para 2025 (145,296 milhões de euros), em resultado da aplicação do desconto da tarifa de acesso às redes, determinado nos termos do Despacho n.º 12372/2025, publicado a 21 de outubro na 2.ª Série do Diário da República, da Ministra do Ambiente e Energia.
 - (4) O ajustamento de faturação aos comercializadores é determinado pela diferença entre os montantes transferidos pelo ORT para os ORD referentes ao financiamento dos comercializadores, em 2024, nos termos da Diretiva n.º 14/2024, e os montantes efetivamente faturados pelo ORT aos Comercializadores.
 - (5) O total das transferências dos produtores inclui ainda 7870 euros relativos a acertos de faturação da CF Freixial do ano 2023, que foram devidamente redistribuídos pelos restantes produtores com aplicação de taxa de juro de 2025.
 - (6) O valor da potência unitária mensal dos produtores (EUR/MVA/mês) considera uma potência de ligação, antes da dedução de 10 MVA e da aplicação do fator de ponderação no tempo, de 15 340 MVA.

O Quadro 3-4 e o Quadro 3-5 resumem o cálculo dos ajustamentos provisórios relativos ao ano de 2025 e de 2024, respetivamente.

²⁴ Média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2024 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,45%.

²⁵ Média dos valores diários entre 01/01 e 15/09 de 2025 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,45%.

Quadro 3-4 – 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	36,3%	27 177 503	49 300 986	7 872 973	210 571	8 083 545
Comercializadores	66,6%	47 127 242	82 747 353	63,7%	47 636 282	86 413 959	3 666 606	98 067	3 764 674
Total	100,0%	70 749 192	124 223 445	100,0%	74 813 785	135 714 945	11 491 500	308 639	11 848 218

- Notas:
- (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores ou comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o gestor global do SEN (REN).
 - (2) No ano de 2025, a repartição foi aplicada sobre a estimativa de custos com a tarifa social (135,715 milhões de euros), que foi reportada pelos operadores das redes de distribuição à ERSE na informação para efeitos do exercício tarifário de 2026.
 - (3) Na coluna (f) foi aplicada a taxa de 2,675% ²⁶.

Quadro 3-5 – 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})	Ajustamento 2024 a repercutir em 2026 (com juros)
%	MWh	EUR		%	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR
Produtores	32,6%	22 587 013	44 446 762	31,7%	21 520 626	41 088 210	-3 358 552	-218 548	1 100 766
Comercializadores	67,4%	46 781 345	92 056 407	68,3%	46 464 254	88 695 227	-3 361 180	-218 426	-5 785 623
Total	100,0%	69 368 358	136 503 169	100,0%	67 984 880	129 775 772	-6 727 398	-436 974	-4 684 857

- Notas:
- (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores ou comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o gestor global do SEN (REN).
 - (2) No ano de 2024, a repartição foi aplicada sobre os valores reais de custos com a tarifa social (129,776 milhões de euros), que foi reportada pelos operadores das redes de distribuição à ERSE na informação para efeitos do exercício tarifário de 2026.
 - (3) O ajustamento de 2024 inclui ainda 7870 euros relativos a acertos de faturação da CF Freixial, incluindo juros.
 - (4) Os juros da coluna (f) incidem sobre o ajustamento de 2024, com a aplicação da taxa de juro de 2024 e 2025, e com a aplicação da taxa de juro de 2025 sobre o acerto de faturação de CF Freixial.

O Quadro 3-6 apresenta o desvio de faturação dos comercializadores em 2024, considerando os juros de 2025 e 2026. O ajustamento de faturação aos comercializadores é determinado pela diferença entre os montantes transferidos pelo ORT para os ORD referentes ao financiamento dos comercializadores, em 2024, nos termos da Diretiva n.º 14/2024, e os montantes efetivamente faturados pelo ORT aos comercializadores.

²⁶ Média dos valores diários entre 01/01 e 15/09 de 2025 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,45%. Para mais informação consultar o ponto 3.1 do documento [“Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”](#).

Quadro 3-6 – Ajustamento de faturação de 2024 dos comercializadores

Desvio em 2024 entre o montante faturado aos comercializadores pelo ORT e o valor liquidado aos ORD						
Montantes faturados pelo ORT aos comercializadores			Montantes liquidados 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 a transferir pelo ORT para os ORD	Juros 2024 e 2025 em T2026	Montante a transferir pelo ORT para os ORD (com juros 2024 e 2025 em T2026)	
(a)	(b)=(a)*(i2024_2025)	(c)=(b)+(a)	(d)	(e)=(d)*((1+2024_T2026+12025_T2026*(1+2024_T2026)))	(f)=(d)+(e)	
EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
99 529 269	6 467 896	105 997 165	101 504 727	6 596 271	108 100 998	2 103 833

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).

3.3.1 FINANCIAMENTO PELOS CENTROS ELETROPRODUTORES

FINANCIAMENTO RELATIVO ÀS PREVISÕES PARA 2026

Os quadros seguintes apresentam a repartição por centro eletroprodutor do financiamento do custo com a TS referente ao ano de 2026.

Quadro 3-7 – Financiamento da Tarifa Social para 2026, por centro eletroprodutor

Tarifa Social 2026									
Fator de ponderação	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.)	% do custo com TS			
		(a)	(b) = (a) - 10	(c) = (a)/Total Pot.	(d)=(c)*Total Financ PROD				
CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%
PT0001906000100027VD PT0001906000100028VX	CCGN Lares	CCGT	100,00%	1 597 647	1 060,0	1 050,0	7,45%	3 727 188	2,57%
PT0001906000100048HF PT0001906000100049HP	CCGN Pego	CCGT	100,00%	2 927 771	1 006,0	996,0	7,07%	3 535 504	2,43%
PT0001122000100055CC PT0001140000100056KJ PT0001140000100057KZ	CCGN Ribatejo	CCGT	100,00%	1 619 302	1 344,0	1 334,0	9,47%	4 735 303	3,26%
PT0001906000100043HW PT0001906000100044HA PT0001906000100045HG	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	100,00%	0	1 182,0	1 172,0	8,32%	4 160 251	2,86%
PT0002990114491395CV	PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	Eólica	56,71%	34 001	18,5	4,8	0,03%	17 112	0,01%
PT0002990112824451VK	PE Alto da Folgosa	Eólica	100,00%	65 421	18,6	8,6	0,06%	30 616	0,02%
PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	100,00%	42 745	15,6	5,6	0,04%	19 822	0,01%
PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	100,00%	74 552	28,6	18,6	0,13%	66 166	0,05%
PT0002990106606935XA PT0002990118179666RP	PE Passarinho	Eólica	100,00%	30 905	12,9	2,9	0,02%	10 294	0,01%
PT0002990107794667S5	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	100,00%	26 773	13,3	3,3	0,02%	11 608	0,01%
PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	Eólica	100,00%	21 959	10,3	0,3	0,00%	1 065	0,00%
PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	100,00%	18 629	10,8	0,8	0,01%	2 662	0,00%
PT0002990116169919KR	PE São Macário	Eólica	93,42%	44 586	24,3	13,4	0,09%	47 456	0,03%
PT0001906000800155MV	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	0,00%	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%
PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	100,00%	37 883	18,2	8,2	0,06%	29 108	0,02%
PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	100,00%	33 151	12,3	2,3	0,02%	8 164	0,01%
PT0001906000800146MP	CF Albergas	Fotovoltaica	100,00%	41 131	25,5	15,5	0,11%	55 020	0,04%
PT0001906000800160ME	CF Albisparks	Fotovoltaica	100,00%	46 431	30,0	20,0	0,14%	70 994	0,05%
PT0002990129329181ZC	CF Alcanhões	Fotovoltaica	100,00%	35 755	18,0	8,0	0,06%	28 398	0,02%
PT0001906000800081WN PT0001906000800081WN	CF Alcouthim	Fotovoltaica	100,00%	298 078	200,0	190,0	1,35%	674 443	0,46%
PT0001906000800178VV	CF Alfordgemel	Fotovoltaica	100,00%	84 969	54,9	44,9	0,32%	159 382	0,11%
PT0002990127599998CT	CF Amareleja	Fotovoltaica	100,00%	28 796	14,0	4,0	0,03%	14 199	0,01%
PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	100,00%	61 908	40,0	30,0	0,21%	106 491	0,07%
PT0002990129329011FB	CF Bensafim	Fotovoltaica	100,00%	88 450	38,0	28,0	0,20%	99 392	0,07%
PT0001906000800196FN	CF Cabeço Vermelho	Fotovoltaica	100,00%	105 244	68,0	58,0	0,41%	205 883	0,14%
PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	100,00%	84 969	54,9	44,9	0,32%	159 382	0,11%
PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	100,00%	43 955	28,4	18,4	0,13%	65 315	0,04%
PT0001906000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	100,00%	124 281	80,3	70,3	0,50%	249 544	0,17%
PT00029901297100755B	CF Esteveira	Fotovoltaica	100,00%	44 347	20,0	10,0	0,07%	35 497	0,02%
PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	100,00%	17 261	12,0	2,0	0,01%	7 099	0,00%
PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	100,00%	18 850	10,4	0,4	0,00%	1 391	0,00%
PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	100,00%	30 908	14,8	4,8	0,03%	17 039	0,01%
PT0002990126521629PD	CF Glória	Fotovoltaica	100,00%	41 342	20,0	10,0	0,07%	35 497	0,02%
PT0002990129328484FJ	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	100,00%	76 238	36,0	26,0	0,18%	92 292	0,06%
PT00029901100798518B	CF Hércules	Fotovoltaica	100,00%	17 910	10,8	0,8	0,01%	2 840	0,00%
PT0002990127095953RT	CF Infatado	Fotovoltaica	100,00%	26 294	12,0	2,0	0,01%	7 099	0,00%
PT0002970204222683CQ	CF Lordelo	Fotovoltaica	100,00%	19 217	12,4	2,4	0,02%	8 578	0,01%
PT0002970203102259CZ	CF Mato da Cruz	Fotovoltaica	100,00%	19 217	12,4	2,4	0,02%	8 578	0,01%
PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	100,00%	43 564	25,0	15,0	0,11%	53 246	0,04%
PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	Fotovoltaica	100,00%	40 982	18,0	8,0	0,06%	28 398	0,02%

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 3-7 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social para 2026, por centro eletroprodutor

			Tarifa Social 2026						
	Fator de ponderação	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.)	% do custo com TS		
			(a)	(b) = (a) -10	(c) = (a)/Total Pot	(d)=(c)*Total Financ PROD			
CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%
PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	100,00%	75 463	42,0	32,0	0,23%	113 590	0,08%
PT0002990133552715ZH	CF Montemor	Fotovoltaica	100,00%	16 655	10,8	0,8	0,01%	2 702	0,00%
PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	100,00%	77 713	45,0	35,0	0,25%	124 240	0,09%
PT00020001296124975SW	CF Morgável	Fotovoltaica	18,08%	15 868	48,9	7,0	0,05%	24 969	0,02%
PT0002990129328713VN	CF Moura	Fotovoltaica	100,00%	65 004	42,0	32,0	0,23%	113 590	0,08%
PT0002990113587162JY	CF Moura	Fotovoltaica	100,00%	50 301	32,5	22,5	0,16%	79 868	0,05%
PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	100,00%	31 206	15,0	5,0	0,04%	17 749	0,01%
PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	100,00%	31 005	15,0	5,0	0,04%	17 749	0,01%
PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	100,00%	41 338	20,0	10,0	0,07%	35 497	0,02%
PT0001906000800076WF	CF Ourika!	Fotovoltaica	100,00%	69 632	40,5	30,5	0,22%	108 266	0,07%
PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	100,00%	93 057	49,5	39,5	0,28%	140 213	0,10%
PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	100,00%	28 288	14,0	4,0	0,03%	14 199	0,01%
PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	100,00%	33 290	25,9	15,9	0,11%	56 440	0,04%
PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	100,00%	109 806	48,9	38,9	0,28%	138 083	0,10%
PT0002990131745024XN	CF Quinta do Anjo	Fotovoltaica	100,00%	46 431	30,0	20,0	0,14%	70 994	0,05%
PT0001906000800145MF	CF S. Marcos	Fotovoltaica	100,00%	74 373	44,9	34,9	0,25%	123 885	0,09%
PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	100,00%	25 391	12,5	2,5	0,02%	8 874	0,01%
PT0002990125963196QQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	100,00%	40 195	20,0	10,0	0,07%	35 497	0,02%
PT0002990132545235AF	CF Triana	Fotovoltaica	100,00%	37 001	18,0	8,0	0,06%	28 398	0,02%
PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	100,00%	17 025	11,0	1,0	0,01%	3 550	0,00%
PT0002990132576072XR	CF Tábua	Fotovoltaica	53,42%	33 074	40,0	16,0	0,11%	56 892	0,04%
PT0002970200097103RS	CF Vale da Pedra	Fotovoltaica	100,00%	17 025	11,0	1,0	0,01%	3 550	0,00%
PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	100,00%	44 735	25,0	15,0	0,11%	53 246	0,04%
PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	100,00%	55 893	30,0	20,0	0,14%	70 994	0,05%
PT0001906000800144MY	CF Vifoso	Fotovoltaica	100,00%	74 990	43,7	33,7	0,24%	119 625	0,08%
PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	100,00%	54 932	25,0	15,0	0,11%	53 246	0,04%
PT0002990129826543LF	CF Ínsua	Fotovoltaica	100,00%	82 035	45,0	35,0	0,25%	124 240	0,09%
PT0001122000800065GW	CH Aguireira	Hídrica	100,00%	339 536	300,0	290,0	2,06%	1 029 414	0,71%
PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	100,00%	594 871	294,0	284,0	2,02%	1 008 116	0,69%
PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	100,00%	480 336	286,0	276,0	1,96%	979 718	0,67%
PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	100,00%	848 740	700,0	690,0	4,90%	2 449 295	1,69%
PT0001150000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	100,00%	90 417	90,0	80,0	0,57%	283 976	0,20%
PT0001906000800137GE	CH Alto Tâmega	Hídrica	100,00%	302 309	180,0	170,0	1,21%	603 449	0,42%
PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (Jusante)	Hídrica	100,00%	85 363	40,0	30,0	0,21%	106 491	0,07%
PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	100,00%	340 384	170,0	160,0	1,14%	567 952	0,39%
PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	100,00%	171 458	100,6	90,6	0,64%	321 603	0,22%
PT0001122000800087MR	CH Bemposta	Hídrica	100,00%	503 615	266,7	256,7	1,82%	911 209	0,63%
PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	100,00%	395 650	225,0	215,0	1,53%	763 186	0,53%
PT0001150000800069TG	CH Bouça	Hídrica	100,00%	153 809	56,0	46,0	0,33%	163 286	0,11%
PT0001150000800062EC	CH Cabril	Hídrica	100,00%	301 856	122,0	112,0	0,79%	397 567	0,27%
PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	100,00%	39 786	40,0	30,0	0,21%	106 491	0,07%
PT0001150000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	100,00%	281 474	74,0	64,0	0,45%	227 181	0,16%
PT0001122000800088MW	CH Carrapatelo	Hídrica	100,00%	755 997	201,0	191,0	1,36%	677 993	0,47%
PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	100,00%	335 591	172,2	162,2	1,15%	575 762	0,40%
PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	100,00%	326 485	108,3	98,3	0,70%	348 936	0,24%

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 3-7 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social para 2026, por centro eletroprodutor

			Tarifa Social 2026						
	Fator de ponderação	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.)	% do custo com TS		
			(a)	(b) = (a) -10	(c) = (a)/Total Pot	(d)=(c)*Total Financ PRDD			
CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%
PT0001906000800135GC	CH Daivões	Hídrica	100,00%	159 085	130,0	120,0	0,85%	425 964	0,29%
PT0002990080072647WX	CH Desterro	Hídrica	100,00%	34 345	14,6	4,6	0,03%	16 329	0,01%
PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	100,00%	30 525	10,7	0,7	0,01%	2 620	0,00%
PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	100,00%	424 341	300,0	290,0	2,06%	1 029 414	0,71%
PT0001115000800099RB	CH Frades	Hídrica	100,00%	313 662	212,8	202,8	1,44%	719 880	0,50%
PT0001115000800068TA	CH Fratel	Hídrica	100,00%	280 475	150,0	140,0	0,99%	496 958	0,34%
PT0001906000800132GV	CH Gouvães	Hídrica	100,00%	1 417 104	980,0	970,0	6,88%	3 443 211	2,37%
PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	100,00%	758 209	410,0	400,0	2,84%	1 419 881	0,98%
PT0001906000800047RR									
PT00029901077391225S	CH Pedrogão	Hídrica	100,00%	18 139	10,8	0,8	0,01%	2 840	0,00%
PT0001122000800080GV	CH Picote	Hídrica	100,00%	559 266	216,7	206,7	1,47%	733 724	0,50%
PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	100,00%	348 261	273,0	263,0	1,87%	933 572	0,64%
PT0001122000800081GH	CH Pocinho	Hídrica	100,00%	370 712	186,0	176,0	1,25%	624 748	0,43%
PT0002990080085425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	100,00%	48 205	21,9	11,9	0,08%	42 241	0,03%
PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	100,00%	39 145	47,9	37,9	0,27%	134 534	0,09%
PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	100,00%	51 861	26,0	16,0	0,11%	56 795	0,04%
PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermiã	Hídrica	100,00%	117 972	83,0	73,0	0,52%	259 128	0,18%
PT0001122000800082GL	CH Régua	Hídrica	100,00%	557 509	174,0	164,0	1,16%	582 151	0,40%
PT0002970118569948XV	CH Sabugueiro I	Hídrica	100,00%	41 331	16,0	6,0	0,04%	21 298	0,01%
PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	100,00%	27 058	11,2	1,2	0,01%	4 153	0,00%
PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	100,00%	14 816	50,0	40,0	0,28%	141 988	0,10%
PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	100,00%	432 672	246,3	236,3	1,68%	838 795	0,58%
PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	100,00%	53 256	32,0	22,0	0,16%	78 093	0,05%
PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	100,00%	16 849	10,6	0,6	0,00%	2 130	0,00%
PT0001115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	100,00%	109 820	80,0	70,0	0,50%	248 479	0,17%
PT0001122000800084GK	CH Torrão	Hídrica	100,00%	240 775	160,0	150,0	1,06%	532 455	0,37%
PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	100,00%	72 312	24,0	14,0	0,10%	49 696	0,03%
PT0001122000800083GC	CH Valeira	Hídrica	100,00%	585 906	240,0	230,0	1,63%	816 432	0,56%
PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	100,00%	63 154	29,8	19,8	0,14%	70 284	0,05%
PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	100,00%	223 772	96,0	86,0	0,61%	305 274	0,21%
PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	100,00%	1 461 162	870,0	860,0	6,10%	3 052 744	2,10%
PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	100,00%	55 068	26,0	16,0	0,11%	56 795	0,04%
PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradelã	Hídrica	100,00%	110 847	66,0	56,0	0,40%	198 783	0,14%
PT0001115000800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	100,00%	172 061	161,0	151,0	1,07%	536 005	0,37%
PT0001000000000184JJ	PETROGAL (SINES)	PRE	100,00%	1	20,7	10,7	0,08%	37 962	0,03%
PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	100,00%	161 325	27,0	17,0	0,12%	60 345	0,04%
PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	100,00%	268 273	63,2	53,2	0,38%	188 837	0,13%
Total Produtores				25 344 101	15 340	14 090	100%	50 014 623	34,4%

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO RELATIVO A 2025

Os quadros seguintes apresentam os ajustamentos provisórios de 2025, por centro eletroprodutor.

Quadro 3-8 – Ajustamento provisório de 2025, por centro electroprodutor

CPENomeTec			TS T2025 Previsão para 2025 publicada na Diretiva (t-1)					Estimativa de 2025 a incluir no financiamento de 2026									
			Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Pagamento por agente	Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2025	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2025 (sem juros)	Juros 2025	Ajustamento provisório 2025 (com juros 2025 T2026)
					(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento			(d)	(e) = (d) / Total Pot.	(f) = (e) / Total Pot.	(g)	(h) = (g) / Total Financiamento Prod	(i) = (g) - (f)	(j) = (i)*_2025	(k) = (i) + (j)
PT0001906000100027VD PT0001906000100028VX	CCGN Lares	CCGT	100,0%	2 048 518	1 050	7,9%	3 279 316	100,0%	2 557 203	1 060,0	1 050,0	7,53%	3 712 293	2,74%	432 977	11 580	444 558
PT0001906000100048HF PT0001906000100049HP	CCGN Pego	CCGT	100,0%	3 046 327	996	7,5%	3 110 665	100,0%	2 188 486	1 006,0	996,0	7,14%	3 521 375	2,59%	410 710	10 985	421 695
PT0001122000100055CC PT0001140000100056KJ PT0001140000100057KZ	CCGN Ribatejo	CCGT	100,0%	1 945 619	1 334	10,0%	4 166 293	100,0%	1 743 137	1 344,0	1 334,0	9,57%	4 716 380	3,48%	550 088	14 713	564 800
PT0001906000100043HW PT0001906000100044HA PT0001906000100045HG	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	50,0%	0	586	4,4%	1 830 171	100,0%	0	1 182,0	1 172,0	8,40%	4 143 626	3,05%	2 313 456	61 876	2 375 332
PT0002990114491395CV	PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	Eólica	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	18,5	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PT0002990112824451VK	PE Alto da Folgorosa	Eólica	100,0%	67 544	9	0,1%	26 937	100,0%	61 054	18,6	8,6	0,06%	30 494	0,02%	3 557	95	3 652
PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	100,0%	38 944	6	0,0%	17 440	100,0%	42 410	15,6	5,6	0,04%	19 742	0,01%	2 303	62	2 364
PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	67,1%	49 899	13	0,1%	39 076	57,0%	42 309	28,6	10,6	0,08%	37 555	0,03%	-1 521	-41	-1 562
PT0002990106606935XA PT0002990118179666RP	PE Passarinho	Eólica	50,4%	16 879	1	0,0%	4 566	66,3%	20 491	12,9	1,9	0,01%	6 798	0,01%	2 232	60	2 292
PT0002990107794667SS	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	8,5%	2 925	0	0,0%	867	2,5%	636	13,3	0,1	0,00%	285	0,00%	-582	-16	-598
PT0002990107858588BL	PE Sexinhos/Marão II	Eólica	8,5%	2 271	0	0,0%	80	2,5%	477	10,3	0,0	0,00%	26	0,00%	-53	-1	-55
PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	67,1%	18 729	1	0,0%	1 572	58,9%	10 595	10,8	0,4	0,00%	1 562	0,00%	-10	0	-11
PT0002990116169919KR	PE São Macário	Eólica	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	24,3	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PT00019060000800155MV	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	91,5%	43 228	8	0,1%	23 435	87,1%	33 155	18,2	7,1	0,05%	25 258	0,02%	1 823	49	1 872
PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	100,0%	31 926	2	0,0%	7 183	100,0%	36 147	12,3	2,3	0,02%	8 132	0,01%	948	25	974
PT00019060000800146MP	CF Albergas	Fotovoltaica	42,2%	17 415	7	0,0%	20 425	41,9%	15 236	25,5	6,5	0,05%	22 971	0,02%	2 547	68	2 615
PT00019060000800160ME	CF Albisparks	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	94,0%	43 633	30,0	18,8	0,13%	66 448	0,05%	66 448	1 777	68 226
PT0002990129329181ZC	CF Alcanhões	Fotovoltaica	100,0%	35 874	8	0,1%	24 985	100,0%	34 590	18,0	8,0	0,06%	28 284	0,02%	3 299	88	3 387
PT00019060000800081WN PT00019060000800081WN	CF Alcouthim	Fotovoltaica	100,0%	347 914	190	1,4%	593 400	100,0%	237 501	200,0	190,0	1,36%	671 748	0,49%	78 348	2 096	80 444
PT00019060000800178YV	CF Alforegemel	Fotovoltaica	100,0%	95 503	45	0,3%	140 230	100,0%	86 691	54,9	44,9	0,32%	158 745	0,12%	18 515	495	19 010
PT0002990127599998CT	CF Amareleja	Fotovoltaica	100,0%	29 054	4	0,0%	12 493	100,0%	28 058	14,0	4,0	0,03%	14 142	0,01%	1 649	44	1 694
PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	100,0%	69 583	30	0,2%	93 695	100,0%	65 093	40,0	30,0	0,22%	106 066	0,08%	12 371	331	12 702
PT0002990129329011FB	CF Bensafirim	Fotovoltaica	100,0%	86 219	28	0,2%	87 448	100,0%	91 762	38,0	28,0	0,20%	98 994	0,07%	11 546	309	11 855
PT00019060000800196FN	CF Cabeço Vermelho	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	88,2%	92 846	68,0	51,2	0,37%	180 902	0,13%	180 902	4 838	185 741
PT00019060000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	100,0%	95 503	45	0,3%	140 230	100,0%	86 897	54,9	44,9	0,32%	158 745	0,12%	18 515	495	19 010
PT00019060000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	29,9%	14 753	5	0,0%	17 161	29,9%	13 126	28,4	5,5	0,04%	19 427	0,01%	2 266	61	2 326
PT00019060000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	100,0%	139 688	70	0,5%	219 558	100,0%	125 027	80,3	70,3	0,50%	248 547	0,18%	28 989	775	29 764
PT0002990129710075S8	CF Esteveira	Fotovoltaica	100,0%	45 399	10	0,1%	31 232	100,0%	42 087	20,0	10,0	0,07%	35 355	0,03%	4 124	110	4 234
PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	100,0%	15 701	2	0,0%	6 246	100,0%	13 767	12,0	2,0	0,01%	7 071	0,01%	825	22	847
PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	100,0%	18 078	0	0,0%	1 224	100,0%	16 927	10,4	0,4	0,00%	1 386	0,00%	162	4	166
PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	100,0%	32 499	20	0,2%	63 088	100,0%	27 186	14,8	4,8	0,03%	16 970	0,01%	1 962	52	2 014
PT0002990126521629PD	CF Glória	Fotovoltaica	100,0%	41 270	10	0,1%	31 232	100,0%	41 501	20,0	10,0	0,07%	35 355	0,03%	4 124	110	4 234
PT0002990129328484FJ	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	100,0%	77 449	26,0	0,2%	81 202	100,0%	70 846	36,0	26,0	0,19%	91 923	0,07%	10 721	287	11 008
PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	100,0%	17 744	1	0,0%	2 499	100,0%	16 070	10,8	0,8	0,01%	2 828	0,00%	330	9	339
PT0002990127095953RT	CF Infanteado	Fotovoltaica	100,0%	26 439	2	0,0%	6 246	100,0%	25 473	12,0	2,0	0,01%	7 071	0,01%	825	22	847
PT0002970204222683CQ	CF Lordelo	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	41,9%	2 203	12,4	1,0	0,01%	3 582	0,00%	3 582	96	3 677
PT0002970203102259CZ	CF Mato da Cruz	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	50,4%	2 680	12,4	1,2	0,01%	4 307	0,00%	4 307	115	4 422
PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	100,0%	46 570	15	0,1%	46 847	100,0%	35 817	25,0	15,0	0,11%	53 033	0,04%	6 185	165	6 351
PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tô	Fotovoltaica	100,0%	41 648	8	0,1%	24 985	100,0%	38 287	18,0	8,0	0,06%	28 284	0,02%	3 299	88	3 387

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 3-8 (cont.) - Ajustamento provisório de 2025, por centro electroprodutor

CPENomeTec			TS T2025 Previsão para 2025 publicada na Diretiva (t-1)					Estimativa de 2025 a incluir no financiamento de 2026									
			Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Pagamento por agente	Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2025	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2025 (sem juros)	Juros 2025	Ajustamento provisório 2025 (com juros 2025 T2026
					(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento			(d)	(e) = (d) / Total Pot.	(f) = (e) / Total Pot.	(g)	(h) = (g) / Total Financiamento Prod	(i) = (g) - (f)	(j) = (i)*L_2025	(k) = (i) + (j)
%	MWh	MVA	%	EUR	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR		
PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	100,0%	76 805	32	0,2%	99 941	100,0%	71 175	42,0	32,0	0,23%	113 137	0,08%	13 196	353	13 548
PT0002990133552715ZH	CF Montemor	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	100,0%	19 833	10,8	0,8	0,01%	2 691	0,00%	2 691	72	2 763
PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	100,0%	78 951	35	0,3%	109 311	100,0%	73 204	45,0	35,0	0,25%	123 743	0,09%	14 433	386	14 819
PT00020001296124975SW	CF Morgável	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	48,9	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PT0002990129328713VN	CF Moura	Fotovoltaica	100,0%	101 969	32	0,2%	99 941	100,0%	65 004	42,0	32,0	0,23%	113 137	0,08%	13 196	353	13 548
PT000299013587162JY	CF Moura	Fotovoltaica	100,0%	56 536	23	0,2%	70 271	100,0%	50 301	32,5	22,5	0,16%	79 549	0,06%	9 278	248	9 526
PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	100,0%	31 764	5	0,0%	15 616	100,0%	29 357	15,0	5,0	0,04%	17 678	0,01%	2 062	55	2 117
PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	100,0%	31 643	5	0,0%	15 616	100,0%	28 937	15,0	5,0	0,04%	17 678	0,01%	2 062	55	2 117
PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	100,0%	42 136	10	0,1%	31 232	100,0%	38 856	20,0	10,0	0,07%	35 355	0,03%	4 124	110	4 234
PT0001906000800076WF	CF Ourikal	Fotovoltaica	100,0%	71 550	31	0,2%	95 256	100,0%	66 562	40,5	30,5	0,22%	107 833	0,08%	12 577	336	12 913
PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	100,0%	81 265	40	0,3%	123 365	100,0%	78 143	49,5	39,5	0,28%	139 653	0,10%	16 288	436	16 724
PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	100,0%	28 925	4	0,0%	12 493	100,0%	26 787	14,0	4,0	0,03%	14 142	0,01%	1 649	44	1 694
PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	42,2%	12 280	7	0,1%	20 952	42,2%	16 748	25,9	6,7	0,05%	23 718	0,02%	2 766	74	2 840
PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	100,0%	113 194	39	0,3%	121 491	100,0%	99 199	48,9	38,9	0,28%	137 532	0,10%	16 041	429	16 470
PT0002990131745024XN	CF Quinta do Anjo	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	69,0%	44 741	30,0	13,8	0,10%	48 819	0,04%	48 819	1 306	50 125
PT0001906000800145MF	CF S. Marcos	Fotovoltaica	42,2%	32 804	15	0,1%	45 988	42,2%	28 686	44,9	14,7	0,11%	52 060	0,04%	6 072	162	6 234
PT0002990133584497OZ	CF Sado	Fotovoltaica	100,0%	26 041	3	0,0%	7 808	100,0%	23 307	12,5	2,5	0,02%	8 839	0,01%	1 031	28	1 058
PT0002990125963196OQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	100,0%	40 455	10	0,1%	31 232	100,0%	37 833	20,0	10,0	0,07%	35 355	0,03%	4 124	110	4 234
PT0002990132545235AF	CF Triana	Fotovoltaica	100,0%	31 312	8	0,1%	24 985	100,0%	36 270	18,0	8,0	0,06%	28 284	0,02%	3 299	88	3 387
PT0002990201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	100,0%	19 135	1	0,0%	3 123	100,0%	27 978	11,0	1,0	0,01%	3 536	0,00%	412	11	423
PT0002990132576072XR	CF Tábua	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0	40,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PT000299027020097103RS	CF Vale da Pedra	Fotovoltaica	0,0%	0	0	0,0%	0	100,0%	17 779	11,0	1,0	0,01%	3 536	0,00%	3 536	95	3 630
PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	100,0%	41 592	15	0,1%	46 847	100,0%	39 972	25,0	15,0	0,11%	53 033	0,04%	6 185	165	6 351
PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	100,0%	52 187	20	0,2%	62 463	100,0%	54 784	30,0	20,0	0,14%	70 710	0,05%	8 247	221	8 468
PT0001906000800144MY	CF Viçoso	Fotovoltaica	42,2%	32 846	14	0,1%	44 407	42,2%	28 805	43,7	14,2	0,10%	50 270	0,04%	5 863	157	6 020
PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	100,0%	47 773	15	0,1%	46 847	100,0%	50 121	25,0	15,0	0,11%	53 033	0,04%	6 185	165	6 351
PT0002990129826543LF	CF Ínsua	Fotovoltaica	100,0%	89 620	35	0,3%	109 311	100,0%	66 358	45,0	35,0	0,25%	123 743	0,09%	14 433	386	14 819
PT0001122000800065GW	CH Agueira	Hídrica	100,0%	302 402	290	2,2%	905 716	100,0%	390 620	300,0	290,0	2,08%	1 025 300	0,76%	119 584	3 198	122 783
PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	100,0%	539 832	284	2,1%	886 977	100,0%	664 179	294,0	284,0	2,04%	1 004 087	0,74%	117 110	3 132	120 242
PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	100,0%	434 272	276	2,1%	861 992	100,0%	480 336	286,0	276,0	1,98%	975 803	0,72%	113 811	3 044	116 855
PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	100,0%	824 235	690	5,2%	2 154 979	100,0%	860 381	700,0	690,0	4,95%	2 439 507	1,80%	284 528	7 610	292 138
PT0001115000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	100,0%	80 640	80	0,6%	249 853	100,0%	94 176	90,0	80,0	0,57%	282 841	0,21%	32 989	882	33 871
PT0001906000800137GE	CH Alto Tâmega	Hídrica	100,0%	251 048	170	1,3%	530 937	100,0%	82 005	180,0	170,0	1,22%	601 038	0,44%	70 101	1 875	71 976
PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	100,0%	68 778	30	0,2%	93 695	100,0%	95 489	40,0	30,0	0,22%	106 066	0,08%	12 371	331	12 702
PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	100,0%	267 652	160	1,2%	499 705	100,0%	379 336	170,0	160,0	1,15%	565 683	0,42%	65 978	1 765	67 742
PT0002990080774404S2	CH Belver	Hídrica	100,0%	140 856	91	0,7%	282 958	100,0%	210 995	100,6	90,6	0,65%	320 318	0,24%	37 360	999	38 359
PT0001122000800087MR	CH Bemposta	Hídrica	100,0%	391 979	257	1,9%	801 715	100,0%	622 362	266,7	256,7	1,84%	907 567	0,67%	105 853	2 831	108 684
PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	100,0%	478 031	215	1,6%	671 479	100,0%	513 583	225,0	215,0	1,54%	760 136	0,56%	88 657	2 371	91 029
PT0001115000800069TG	CH Bouça	Hídrica	100,0%	142 849	46	0,3%	143 665	100,0%	211 491	56,0	46,0	0,33%	162 634	0,12%	18 969	507	19 476
PT0001115000800062EC	CH Cabril	Hídrica	100,0%	275 105	112	0,8%	349 794	100,0%	430 346	122,0	112,0	0,80%	395 978	0,29%	46 184	1 235	47 420
PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	100,0%	35 550	30	0,2%	93 695	100,0%	58 445	40,0	30,0	0,22%	106 066	0,08%	12 371	331	12 702
PT0001115000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	100,0%	292 567	64	0,5%	199 882	100,0%	290 498	74,0	64,0	0,46%	226 273	0,17%	26 391	706	27 097
PT0001122000800088MW	CH Carrapatelo	Hídrica	100,0%	704 138	191	1,4%	596 523	100,0%	955 075	201,0	191,0	1,37%	675 284	0,50%	78 761	2 107	80 867
PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	100,0%	304 523	162	1,2%	506 576	100,0%	469 305	172,2	162,2	1,16%	573 461	0,42%	66 885	1 789	68 674
PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	100,0%	299 200	98	0,7%	307 006	100,0%	408 847	108,3	98,3	0,70%	347 541	0,26%	40 535	1 084	41 619

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 3-8 (cont.) - Ajustamento provisório de 2025, por centro electroprodutor

			TS T2025 Previsão para 2025 publicada na Diretiva (t-1)					Estimativa de 2025 a incluir no financiamento de 2026									
			Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Pagamento por agente	Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2025	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2025 (sem juros)	Juros 2025	Ajustamento provisório 2025 (com juros 2025 T2026)
					(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento			(d)	(e) = (d) / Total Pot.	(f) = (e) / Total Pot.	(g)	(h) = (g) / Total Financiamento Prod	(i) = (g) - (f)	(j) = (i)*_2025	(k) = (i) + (j)
CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	%	EUR	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR
PT0001906000800135GC	CH Daivões	Hídrica	100,0%	171 275	120	0,9%	374 779	100,0%	166 930	130,0	120,0	0,86%	424 262	0,31%	49 483	1 323	50 807
PT0002990080072647WX	CH Desterro	Hídrica	100,0%	33 683	5	0,0%	14 367	100,0%	41 602	14,6	4,6	0,03%	16 263	0,01%	1 897	51	1 948
PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	100,0%	22 353	1	0,0%	2 305	100,0%	31 856	10,7	0,7	0,01%	2 609	0,00%	304	8	312
PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	100,0%	331 329	290	2,2%	905 716	100,0%	484 754	300,0	290,0	2,08%	1 025 300	0,76%	119 584	3 198	122 783
PT0001115000800099RB	CH Frades	Hídrica	100,0%	302 468	203	1,5%	633 376	100,0%	268 414	212,8	202,8	1,45%	717 003	0,53%	83 626	2 237	85 863
PT0001115000800068TA	CH Fratel	Hídrica	100,0%	240 334	140	1,1%	437 242	100,0%	294 720	150,0	140,0	1,00%	494 972	0,36%	57 730	1 544	59 274
PT0001906000800132GV	CH Gouvães	Hídrica	100,0%	1 301 930	970	7,3%	3 029 463	100,0%	1 482 440	980,0	970,0	6,96%	3 429 452	2,53%	399 989	10 698	410 687
PT0001906000800045TE PT0001906000800047RR	CH Miranda I e II	Hídrica	100,0%	729 330	400	3,0%	1 249 263	100,0%	958 871	410,0	400,0	2,87%	1 414 207	1,04%	164 944	4 412	169 355
PT0002990107739122S5	CH Pedrogão	Hídrica	100,0%	13 895	1	0,0%	2 499	100,0%	18 139	10,8	0,8	0,01%	2 828	0,00%	330	9	339
PT000111220080080806GV	CH Picote	Hídrica	100,0%	505 918	207	1,6%	645 557	100,0%	598 658	216,7	206,7	1,48%	730 791	0,54%	85 235	2 280	87 514
PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	100,0%	349 723	263	2,0%	821 391	100,0%	572 715	273,0	263,0	1,89%	929 841	0,69%	108 451	2 901	111 351
PT00011122008008081GH	CH Pocinho	Hídrica	100,0%	331 765	176	1,3%	549 676	100,0%	492 894	186,0	176,0	1,26%	622 251	0,46%	72 575	1 941	74 516
PT0002990080085425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	100,0%	47 565	12	0,1%	37 166	100,0%	57 831	21,9	11,9	0,09%	42 073	0,03%	4 907	131	5 038
PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	100,0%	32 021	38	0,3%	118 368	100,0%	68 915	47,9	37,9	0,27%	133 996	0,10%	15 628	418	16 046
PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	100,0%	48 318	16	0,1%	49 971	100,0%	71 243	26,0	16,0	0,11%	56 568	0,04%	6 598	176	6 774
PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	100,0%	116 420	73	0,5%	227 991	100,0%	136 085	83,0	73,0	0,52%	258 093	0,19%	30 102	805	30 907
PT00011122008008082GL	CH Régua	Hídrica	100,0%	511 039	164	1,2%	512 198	100,0%	712 234	174,0	164,0	1,18%	579 825	0,43%	67 627	1 809	69 436
PT0002970118569948XV	CH Sabugueiro I	Hídrica	100,0%	41 148	6	0,0%	18 739	100,0%	51 689	16,0	6,0	0,04%	21 213	0,02%	2 474	66	2 540
PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	100,0%	20 935	1	0,0%	3 654	100,0%	31 288	11,2	1,2	0,01%	4 137	0,00%	482	13	495
PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	100,0%	15 486	40	0,3%	124 926	100,0%	18 929	50,0	40,0	0,29%	141 421	0,10%	16 494	441	16 936
PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	100,0%	387 266	236	1,8%	738 002	100,0%	495 000	246,3	236,3	1,69%	835 443	0,62%	97 441	2 606	100 047
PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	100,0%	48 479	22	0,2%	68 709	100,0%	72 163	32,0	22,0	0,16%	77 781	0,06%	9 072	243	9 315
PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	100,0%	16 327	1	0,0%	1 874	100,0%	20 214	10,6	0,6	0,00%	2 121	0,00%	247	7	254
PT0001115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	100,0%	101 020	70	0,5%	218 621	100,0%	122 714	80,0	70,0	0,50%	247 486	0,18%	28 865	772	29 637
PT00011220080008084GK	CH Torrão	Hídrica	100,0%	232 630	150	1,1%	468 474	100,0%	265 974	160,0	150,0	1,08%	530 328	0,39%	61 854	1 654	63 508
PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	100,0%	70 924	14	0,1%	43 724	100,0%	78 850	24,0	14,0	0,10%	49 497	0,04%	5 773	154	5 927
PT00011220080008083GC	CH Valeira	Hídrica	100,0%	539 314	230	1,7%	718 326	100,0%	744 947	240,0	230,0	1,65%	813 169	0,60%	94 843	2 537	97 379
PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	100,0%	62 114	20	0,1%	61 839	100,0%	78 373	29,8	19,8	0,14%	70 003	0,05%	8 165	218	8 383
PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	100,0%	221 663	86	0,6%	268 592	100,0%	180 446	96,0	86,0	0,62%	304 054	0,22%	35 463	948	36 411
PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	100,0%	815 003	860	6,5%	2 685 916	100,0%	1 461 162	870,0	860,0	6,17%	3 040 545	2,24%	354 629	9 485	364 114
PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	100,0%	53 172	16	0,1%	49 971	100,0%	68 049	26,0	16,0	0,11%	56 568	0,04%	6 598	176	6 774
PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradelas	Hídrica	100,0%	100 217	56	0,4%	174 897	100,0%	110 847	66,0	56,0	0,40%	197 989	0,15%	23 092	618	23 710
PT0001115000800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	100,0%	175 591	151	1,1%	471 597	100,0%	176 141	161,0	151,0	1,08%	533 863	0,39%	62 266	1 665	63 932
PT0001000000000184JJ	PETROGAL (SINES)	PRE	0,0%	0	0	0,0%	0	75,3%	1	20,7	8,1	0,06%	28 487	0,02%	28 487	762	29 249
PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	100,0%	11 405	17	0,1%	53 094	100,0%	167 301	27,0	17,0	0,12%	60 104	0,04%	7 010	187	7 198
PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	100,0%	38 339	53	0,4%	166 146	100,0%	247 507	63,2	53,2	0,38%	188 082	0,14%	21 937	587	22 523
Total Produtores				23 621 950	13 280	100%	41 476 092		27 177 503	15 340	13 944	100%	49 300 986	36,3%	7 872 973	210 571	8 083 545

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

AJUSTAMENTO DE 2024

Os quadros seguintes apresentam os ajustamentos, por centro eletroprodutor, referentes ao ano de 2024.

Quadro 3-9 – Ajustamento de 2024, por centro electroprodutor

Previsão 2024 publicada na Diretiva (t-2)								Real de 2024 a incluir no financiamento de 2026													
Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025	Fator de ponderação	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	% do custo com TS	Ajustamento de 2024 (sem juros)	Juros 2024 e 2025 em T2026	Ajustamento de 2024 (com juros 2024 e 2025 em T2026)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025 (com juros T2026)	Ajustamento de 2024 em T2026 (com juros)				
		(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento				(d)	(e) = (d) - 10	(f) = (e)/ Total Pot.	(g)	(h) = (g)/ Total Financiamento	(i) = (g) - (c)	(j) = (i)*_2024_2025	(k) = (i) + (j)	(l)	(m) = (k) - (l)				
CPE	Nome	Tec		MWh	MVA	%	EUR	EUR	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR			
PT0001906000100027VD PT0001906000100028VX	CCGN Lares	CCGT	100,0%	2 202 601	1 050,0	8,4%	3 749 343	-254 563	100,0%	821 445	1 060	1 050	7,70%	3 165 860	2,44%	-583 482	-37 941	-621 423			
PT0001906000100048HF PT0001906000100049HP	CCGN Pego	CCGT	100,0%	3 139 375	996,0	8,0%	3 556 519	-241 471	100,0%	1 442 451	1 006	996	7,31%	3 003 045	2,31%	-553 475	-35 989	-589 464			
PT0001122000100055CC PT0001140000100056KJ PT0001140000100057KZ	CCGN Ribatejo	CCGT	100,0%	2 256 962	1 334,0	10,7%	4 763 451	-323 416	100,0%	398 548	1 344	1 334	9,79%	4 022 150	3,10%	-741 301	-48 203	-789 503			
PT0001906000100043HW PT0001906000100044HA PT0001906000100045HG	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	24,3%	909 000	277,4	2,2%	990 634	3 032 705	100,0%	712 592	1 182	1 172	8,60%	3 533 703	2,72%	2 543 069	165 235	2 708 304			
PT0002990114491395CV	PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	19	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990112824451VK	PE Alto da Folgosa	Eólica	100,0%	68 427	8,6	0,1%	30 798	-2 091	100,0%	65 524	19	9	0,06%	26 005	0,02%	-4 793	-312	-5 105			
PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	100,0%	26 347	5,0	0,0%	17 866	799	100,0%	42 217	16	6	0,04%	16 836	0,01%	-1 030	-67	-1 097			
PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	29	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990106606935KA PT0002990118179666RP	PE Passarinho	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	13	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990107794667SS	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	13	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990107858588BL	PE Sevilhos/Marão II	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	10	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	11	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990116169919KR	PE São Macário	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	24	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT00019060008000155MV	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	100,0%	36 341	10,7	0,1%	38 188	-39 652	0,0%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	-38 188	-2 482	-40 669			
PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	18	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	3 789	47,3%	15 140	12	1	0,01%	3 277	0,00%	3 277	213	3 490			
PT0001906000800146MP	CF Albercas	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	26	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0001906000800160ME	CF Abisparks	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	30	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990129329181ZC	CF Alcanhões	Fotovoltaica	100,0%	36 291	8,0	0,1%	28 566	-1 940	100,0%	35 956	18	8	0,06%	24 121	0,02%	-4 446	-289	-4 735			
PT0001906000800081WN PT0001906000800081WN	CF Alcúitum	Fotovoltaica	100,0%	314 190	190,0	1,5%	678 452	-46 064	100,0%	314 156	200	190	1,39%	572 870	0,44%	-105 583	-6 865	-112 448			
PT00019060008000178YV	CF Alforegemel	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	122 433	78,7%	0	55	35	0,26%	106 507	0,08%	106 507	6 921	113 428			
PT0002990127599998CT	CF Amareloja	Fotovoltaica	100,0%	29 022	4,0	0,0%	14 283	-970	100,0%	28 434	14	4	0,03%	12 060	0,01%	-2 223	-145	-2 367			
PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	29 824	28,7%	0	40	9	0,06%	25 945	0,02%	25 945	1 686	27 631			
PT0002990129329011FB	CF Bensafrim	Fotovoltaica	100,0%	66 977	29,0	0,2%	103 553	-10 496	100,0%	85 321	38	28	0,21%	84 423	0,07%	-19 130	-1 244	-20 374			
PT0001906000800196FN	CF Cabeço Vermelho	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	68	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	122 433	78,7%	0	55	35	0,26%	106 507	0,08%	106 507	6 921	113 428			
PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	28	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0001906000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	191 693	78,7%	0	80	55	0,41%	166 758	0,13%	166 758	10 837	177 595			
PT0002990129710075SB	CF Esteveira	Fotovoltaica	100,0%	34 347	10,0	0,1%	35 708	-2 424	100,0%	44 747	20	10	0,07%	30 151	0,02%	-5 557	-361	-5 918			
PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	100,0%	16 980	0,4	0,0%	1 400	5 477	100,0%	13 021	12	2	0,01%	6 030	0,00%	4 630	301	4 931			
PT0002990114637377JH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	1 358	100,0%	16 548	10	0	0,00%	1 182	0,00%	1 182	77	1 259			
PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	100,0%	34 464	4,8	0,0%	17 140	52 202	100,0%	27 380	15	5	0,04%	14 470	0,01%	-2 670	-174	-2 844			
PT0002990126521629PD	CF Glória	Fotovoltaica	100,0%	40 858	10,0	0,1%	35 708	-2 424	100,0%	42 480	20	10	0,07%	30 151	0,02%	-5 557	-361	-5 918			
PT0002990129328484FJ	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	100,0%	77 438	26,0	0,2%	92 841	-6 303	100,0%	77 154	36	26,0	0,19%	78 393	0,06%	-14 448	-939	-15 388			
PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	100,0%	18 547	0,8	0,0%	2 857	-194	100,0%	16 469	11	1	0,01%	2 412	0,00%	-445	-29	-473			
PT0002990127095938RT	CF Infanteado	Fotovoltaica	100,0%	26 471	2,0	0,0%	7 142	-485	100,0%	26 573	12	2	0,01%	6 030	0,00%	-1 111	-72	-1 184			
PT000297020422683CQ	CF Lordelo	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	12	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002970203102259CZ	CF Mato da Cruz	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	12	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0			
PT0002990129953495HE	CF Mexeleiro	Fotovoltaica	100,0%	49 712	15,0	0,1%	53 562	-3 637	100,0%	39 031	25	15	0,11%	45 227	0,03%	-8 335	-542	-8 877			
PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tô	Fotovoltaica	100,0%	30 912	8,0	0,1%	28 566	-1 940	100,0%	41 131	18	8	0,06%	24 121	0,02%	-4 446	-289	-4 735			

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN). O ajustamento de 2024 inclui o acerto de faturação (7 870 euros) da CF Freixial em 2023, incluindo juros.

Quadro 3-9 (cont.) - Ajustamento de 2024, por centro electroprodutor

Previsão 2024 publicada na Diretiva (t-2)										Real de 2024 a incluir no financiamento de 2026									
Fator de ponderação		1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025	Fator de ponderação	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	% do custo com TS	Ajustamento de 2024 (sem juros)	Juros 2024 e 2025 em T2026	Ajustamento de 2024 (com juros 2024 e 2025 em T2026)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025 (com juros T2026)	Ajustamento de 2024 em T2026 (com juros)	
		(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento				(d)	(e) = (d) - 10		(f) = (e) / Total Pot.	(g)	(h) = (g) / Total Financiamento	(i) = (g) - (c)	(j)= (i)*_2024_2025	(k) = (i) + (j)	(l)	(m) = (k) - (l)	
CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	%	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	
PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	100,0%	77 908	27,3	0,2%	100,0%	75 846	42	32	0,23%	96 483	0,07%	-985	-65	-1 050	9 942	-10 992	
PT0002990133552715ZH	CF Montemor	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	11	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	100,0%	78 856	35,0	0,3%	100,0%	77 380	45	35	0,26%	105 529	0,08%	-19 449	-1 265	-20 714	-8 712	-12 002	
PT00020001296124975SW	CF Morgável	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	49	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0002990129328713VN	CF Moura	Fotovoltaica	100,0%	82 870	32,0	0,3%	100,0%	114 266	42	32	0,23%	96 483	0,07%	-17 782	-1 156	-18 939	-7 966	-10 973	
PT0002990113587162IY	CF Moura	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	33	23	0,17%	67 828	0,05%	67 828	4 408	72 236	80 055	-7 819	
PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	100,0%	32 537	10,0	0,1%	100,0%	35 708	15	5	0,04%	15 076	0,01%	-20 633	-1 341	-21 973	-20 279	-1 694	
PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	100,0%	32 412	10,0	0,1%	100,0%	35 708	15	5	0,04%	15 076	0,01%	-20 633	-1 341	-21 973	-20 279	-1 694	
PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	100,0%	43 161	20,0	0,2%	100,0%	40 298	20	10	0,07%	30 151	0,02%	-41 265	-2 682	-43 947	-40 558	-3 389	
PT0001906000800076WF	CF Ourikal	Fotovoltaica	100,0%	65 957	30,5	0,2%	100,0%	108 909	41	31	0,22%	91 961	0,07%	-16 949	-1 102	-18 051	-7 592	-10 459	
PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	100,0%	97 651	39,5	0,3%	100,0%	92 453	50	40	0,29%	119 097	0,09%	-21 950	-1 427	-23 377	-9 833	-13 545	
PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	100,0%	24 043	4,0	0,0%	100,0%	14 283	14	4	0,03%	12 060	0,01%	-2 223	-145	-2 367	-996	-1 372	
PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	26	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	100,0%	83 979	38,9	0,3%	100,0%	138 904	49	39	0,29%	117 288	0,09%	-21 617	-1 406	-23 022	-9 683	-13 339	
PT0002990131745024XN	CF Quinta do Anjo	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	30	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0001906000800145MF	CF S. Marcos	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	45	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	100,0%	25 911	2,5	0,0%	100,0%	8 927	13	3	0,02%	7 538	0,01%	-1 389	-90	-1 480	-622	-857	
PT0002990125963196QO	CF Tendeiros	Fotovoltaica	100,0%	42 190	10,0	0,1%	100,0%	35 790	20	10	0,07%	30 151	0,02%	-5 557	-361	-5 918	-2 489	-3 429	
PT0002990132545235AF	CF Triana	Fotovoltaica	100,0%	30 912	8,0	0,1%	100,0%	28 566	18	8	0,06%	24 121	0,02%	-4 446	-289	-4 735	-1 991	-2 743	
PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	11	0	0,00%	1 219	0,00%	1 219	79	1 298	1 439	-141	
PT0002990132576072XR	CF Tábua	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	40	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0002970200097103RS	CF Vale da Pedra	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	11	0	0,00%	99	0,00%	99	6	105	0	105	
PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	100,0%	45 883	15,9	0,1%	100,0%	56 662	25	15	0,11%	45 227	0,03%	-11 435	-743	-12 179	-7 038	-5 140	
PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	30	9	0,07%	27 345	0,02%	27 345	1 777	29 122	32 275	-3 153	
PT0001906000800144MY	CF Vicoso	Fotovoltaica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	44	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	
PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	100,0%	55 569	15,0	0,1%	100,0%	53 562	25	15	0,11%	45 227	0,03%	-8 335	-542	-8 877	-3 734	-5 144	
PT0002990129826543LF	CF Insua	Fotovoltaica	100,0%	75 564	34,0	0,3%	100,0%	87 849	45	35	0,26%	105 529	0,08%	-15 879	-1 033	-16 911	-4 905	-12 006	
PT0001122000800065GW	CH Agueira	Hídrica	100,0%	271 372	290,0	2,3%	100,0%	403 523	300	290	2,13%	874 380	0,67%	-161 152	-10 479	-171 631	-72 188	-99 443	
PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	100,0%	276 076	289,1	2,3%	100,0%	668 631	294	284	2,08%	856 290	0,66%	-175 927	-11 439	-187 366	-90 001	-97 365	
PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	100,0%	222 092	280,9	2,3%	100,0%	0	286	276	2,03%	832 169	0,64%	-170 971	-11 117	-182 088	-87 466	-94 622	
PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	100,0%	745 068	690,0	5,5%	100,0%	1 063 854	700	690	5,06%	2 080 422	1,60%	-383 431	-24 932	-408 364	-171 758	-236 605	
PT0001115000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	100,0%	70 456	80,0	0,6%	100,0%	285 664	90	80	0,59%	241 208	0,19%	-44 456	-2 891	-47 347	-19 914	-27 433	
PT0001906000800137GE	CH Alto Tâmega	Hídrica	0,0%	0	0,0	0,0%	0,0%	0	180	120	0,88%	361 249	0,28%	361 249	23 476	384 725	426 374	-41 649	
PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	100,0%	58 706	30,0	0,2%	100,0%	107 124	40	30	0,22%	90 453	0,07%	-16 671	-1 084	-17 755	-7 468	-10 287	
PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	100,0%	228 953	160,0	1,3%	100,0%	427 680	170	160	1,17%	482 417	0,37%	-88 912	-5 781	-94 693	-39 828	-54 865	
PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	100,0%	127 787	90,6	0,7%	100,0%	232 515	101	91	0,66%	273 169	0,21%	-50 346	-3 274	-53 620	-22 553	-31 067	
PT0001122000800087MR	CH Bemposta	Hídrica	100,0%	369 574	246,0	2,0%	100,0%	878 343	227	217	1,88%	773 977	0,60%	-104 366	-6 788	-111 154	-23 086	-88 068	
PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	100,0%	450 707	206,0	1,7%	100,0%	735 660	225	215	1,58%	648 248	0,50%	-87 412	-5 685	-93 097	-19 336	-73 761	
PT0001115000800069TG	CH Bouça	Hídrica	100,0%	136 643	46,0	0,4%	100,0%	164 257	56	46	0,34%	138 695	0,11%	-25 562	-1 662	-27 224	-11 451	-15 774	
PT0001115000800062EC	CH Cabril	Hídrica	100,0%	259 945	112,0	0,9%	100,0%	399 930	122	112	0,82%	337 692	0,26%	-62 238	-4 047	-66 285	-27 880	-38 406	
PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	100,0%	32 422	30,0	0,2%	100,0%	107 124	40	30	0,22%	90 453	0,07%	-16 671	-1 084	-17 755	-7 468	-10 287	
PT0001115000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	100,0%	287 413	58,0	0,5%	100,0%	207 107	74	64	0,47%	192 967	0,15%	-14 140	-920	-15 060	6 910	-21 970	
PT0001122000800008MW	CH Carrapatelo	Hídrica	100,0%	663 542	191,0	1,5%	100,0%	682 023	201	191	1,40%	575 885	0,44%	-106 138	-6 902	-113 040	-47 545	-65 495	
PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	100,0%	296 673	162,2	1,3%	100,0%	579 184	198	182	1,19%	489 050	0,38%	-90 134	-5 861	-95 995	-40 376	-55 619	
PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	100,0%	285 653	98,3	0,8%	100,0%	351 010	108	98	0,72%	296 385	0,23%	-54 625	-3 552	-58 177	-24 469	-33 708	

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN). O ajustamento de 2024 inclui o acerto de faturação (7 870 euros) da CF Freixial em 2023, incluindo juros.

Quadro 3-9 (cont.) - Ajustamento de 2024, por centro electroprodutor

			Previsão 2024 publicada na Diretiva (t-2)						Real de 2024 a incluir no financiamento de 2026												
	Fator de ponderação	1.ª repartição Prod = En. Injetada	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025		Fator de ponderação	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024 (sem juros)	% do custo com TS	Ajustamento de 2024 (sem juros)	Juros 2024 e 2025 em T2026	Ajustamento de 2024 (com juros 2024 e 2025 em T2026)	Ajustamento provisório de 2024 em T2025 (com juros T2026)	Ajustamento de 2024 em T2026 (com juros)		
			(a)	(b) = (a)/Total Pot.	(c)=(b)*Total Financiamento					(d)	(e) = (d) - 10	(f) = (e)/Total Pot.	(g)	(h) = (g) / Total Financiamento	(i) = (g) - (c)	(j) = (e)*_2024_2025	(k) = (i) + (j)	(l)	(m) = (k) - (l)		
	CPE	Nome	Tec	%	MWh	MVA	%	EUR	EUR	%	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR	
	PT00019060008000135GC	CH Davões	Hídrica	100,0%	176 931	120,0	1,0%	428 496	-29 093	100,0%	158 040	130	120	0,88%	361 813	0,28%	-66 684	-4 336	-71 020	-29 871	-41 149
	PT0002990080072647WV	CH Desteno	Hídrica	100,0%	33 627	4,6	0,0%	16 426	-1 115	100,0%	37 947	15	5	0,03%	13 869	0,01%	-2 556	-165	-2 721	-1 145	-1 577
	PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	0,0%	0	0,0	0,0%	0	2 557	100,0%	38 860	11	1	0,01%	2 225	0,00%	2 225	145	2 370	2 626	-256
	PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	100,0%	290 269	290,0	2,3%	1 035 533	-70 308	100,0%	512 446	300	290	2,13%	874 380	0,67%	-161 152	-10 479	-171 631	-72 188	-99 443
	PT0001115000800099RB	CH Frades	Hídrica	100,0%	282 866	204,7	1,6%	730 972	-56 242	100,0%	535 137	213	203	1,49%	611 463	0,47%	-119 509	-7 771	-127 280	-57 746	-69 534
	PT0001115000800068TA	CH Fratel	Hídrica	100,0%	219 588	140,0	1,1%	499 912	-33 942	100,0%	399 817	150	140	1,03%	422 115	0,33%	-77 798	-5 059	-82 856	-34 850	-48 007
	PT00019060008001132GV	CH Gouvães	Hídrica	100,0%	1 333 786	970,0	7,8%	3 463 678	-235 168	100,0%	1 669 898	980	970	7,12%	2 924 652	2,25%	-539 027	-35 050	-574 077	-241 458	-332 619
	PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	100,0%	689 487	380,0	3,1%	1 356 905	-22 822	100,0%	940 858	410	400	2,94%	1 206 042	0,93%	-150 863	-9 813	-160 676	-23 432	-137 244
	PT0001906000800047RR			100,0%	13 394	0,8	0,0%	2 857	-194	100,0%	0	11	1	0,01%	2 412	0,00%	-445	-29	-473	-199	-274
	PT0001122000800080GV	CH Pizote	Hídrica	100,0%	490 426	210,8	1,7%	752 699	-65 287	100,0%	660 055	217	207	1,52%	623 222	0,48%	-129 477	-8 419	-137 895	-67 033	-70 862
	PT0001906000100017QE	CH Pizote II	Hídrica	100,0%	339 013	268,2	2,2%	957 716	-83 070	100,0%	500 965	273	263	1,93%	792 973	0,61%	-164 743	-10 712	-175 455	-85 291	-90 163
	PT0001122000800081GH	CH Pocinho	Hídrica	100,0%	317 386	176,0	1,4%	628 461	-42 670	100,0%	434 232	186	176	1,29%	530 658	0,41%	-97 803	-6 360	-104 162	-43 811	-60 352
	PT00029900800805425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	100,0%	47 315	11,9	0,1%	42 493	-2 885	100,0%	53 614	22	12	0,09%	35 880	0,03%	-6 613	-430	-7 043	-2 962	-4 081
	PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	100,0%	30 261	37,9	0,3%	135 333	-9 189	100,0%	37 179	48	38	0,28%	114 272	0,09%	-21 061	-1 369	-22 430	-9 434	-12 996
	PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	100,0%	43 303	16,0	0,1%	57 133	-3 879	100,0%	64 167	26	16	0,12%	48 242	0,04%	-8 891	-578	-9 469	-3 983	-5 487
	PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	100,0%	106 655	73,0	0,6%	260 669	-17 698	100,0%	136 908	83	73	0,54%	220 103	0,17%	-40 566	-2 638	-43 204	-18 172	-25 032
	PT0001122000800082GL	CH Régua	Hídrica	100,0%	480 200	164,0	1,3%	585 612	-39 760	100,0%	665 181	174	164	1,20%	494 477	0,38%	-91 134	-5 926	-97 060	-40 824	-56 237
	PT0002970118569948XV	CH Sabugueiro I	Hídrica	100,0%	27 637	14,4	0,1%	51 306	-32 482	100,0%	42 046	16	6	0,04%	18 091	0,01%	-33 215	-2 159	-35 374	-33 351	-2 023
	PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	100,0%	14 061	2,8	0,0%	10 005	-6 334	100,0%	31 151	11	1	0,01%	3 528	0,00%	-6 477	-421	-6 898	-6 503	-395
	PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	100,0%	14 254	41,4	0,3%	148 002	-15 065	100,0%	18 571	50	40	0,29%	120 604	0,09%	-27 397	-1 781	-29 179	-15 468	-13 710
	PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	100,0%	356 453	244,9	2,0%	874 319	-88 998	100,0%	514 023	246	236	1,73%	712 469	0,55%	-161 850	-10 523	-172 373	-91 379	-80 994
	PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	100,0%	43 976	22,0	0,2%	78 558	-5 334	100,0%	56 349	32	22	0,16%	66 332	0,05%	-12 225	-795	-13 020	-5 476	-7 544
	PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	100,0%	16 373	0,6	0,0%	2 142	-145	100,0%	18 276	11	1	0,00%	1 809	0,00%	-333	-22	-355	-149	-206
	PT0001115000800085TC	CH Tabuaga (Vilar)	Hídrica	100,0%	86 668	70,0	0,6%	249 956	-16 971	100,0%	152 720	80	70	0,51%	211 057	0,16%	-38 899	-2 529	-41 428	-17 425	-24 003
	PT0001122000800084GK	CH Torão	Hídrica	100,0%	213 665	150,0	1,2%	535 620	-36 366	100,0%	285 210	160	150	1,10%	452 266	0,35%	-83 355	-5 420	-88 775	-37 339	-51 436
	PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	100,0%	66 412	14,0	0,1%	49 991	-3 394	100,0%	93 027	24	14	0,10%	42 211	0,03%	-7 780	-506	-8 286	-3 485	-4 801
	PT0001122000800083GC	CH Valeira	Hídrica	100,0%	521 129	230,0	1,8%	821 285	-55 761	100,0%	661 955	240	230	1,69%	693 474	0,53%	-127 810	-8 311	-136 121	-57 253	-78 868
	PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	100,0%	56 876	19,8	0,2%	70 702	-4 800	100,0%	70 278	30	20	0,15%	59 699	0,05%	-11 003	-715	-11 718	-4 929	-6 790
	PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	100,0%	139 958	92,1	0,7%	328 715	-43 305	100,0%	294 595	96	86	0,63%	259 299	0,20%	-69 416	-4 513	-73 929	-44 463	-29 465
	PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	100,0%	762 184	868,1	7,0%	3 099 785	-238 502	100,0%	0	870	860	6,31%	2 592 990	2,00%	-506 794	-32 953	-539 747	-244 881	-294 867
	PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	100,0%	52 708	16,0	0,1%	57 133	-3 879	100,0%	62 766	26	16	0,12%	48 242	0,04%	-8 891	-578	-9 469	-3 983	-5 487
	PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradelas	Hídrica	100,0%	63 277	59,9	0,5%	214 047	-28 199	100,0%	0	66	56	0,41%	168 846	0,13%	-45 201	-2 939	-48 140	-28 953	-19 187
	PT0001115000800096RP	CH Vilariño das Furnas	Hídrica	100,0%	163 128	151,0	1,2%	539 191	-36 609	100,0%	201 336	161	151	1,11%	455 281	0,35%	-83 910	-5 456	-89 367	-37 588	-51 779
	PT0001000000000184UJ	PETROGAL (SINES)	PRE	0,0%	0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	21	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0
	PT0002990079950096XA	RSU LUPOR	Resíduos	0,0%	0	0,0	0,0%	0	29 616	50,3%	79 949	27	9	0,06%	25 764	0,02%	25 764	1 674	27 438	30 408	-2 970
	PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	0,0%	0	0,0	0,0%	0	92 677	50,3%	162 652	63	27	0,20%	80 622	0,06%	80 622	5 239	85 861	95 156	-9 295
	Total Produtores				22 587 013	12 447	100%	44 446 762	1 125 438		21 520 626	15 340	13 628	100%	41 088 210	31,7%	-3 358 552	-218 548	-3 577 100	1 100 766	-4 677 866

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o para o gestor global do SEN (REN). O ajustamento de 2024 inclui o acerto de faturação (7 870 euros) da CF Freixial em 2023, incluindo juros.

3.3.2 FINANCIAMENTO PELOS COMERCIALIZADORES E DEMAIS AGENTES DE MERCADO NA FUNÇÃO CONSUMO

No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, o GGS deverá faturar a cada um desses agentes o valor por unidade de energia faturada, apresentado no Quadro 3-3, multiplicado pelas quantidades por comercializador, em cada mês. Este valor unitário incorpora os montantes a financiar em 2026 e os ajustamentos relativos a 2025 e a 2024, não distinguindo esses montantes.

A opção da faturação de um valor unitário igual para todos os comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo permite minimizar potenciais desvios de quantidades nas carteiras dos comercializadores, adequando a faturação às variações das suas carteiras. Adicionalmente, garante-se que o impacto económico unitário seja igual para todos os comercializadores, incluindo para aqueles que iniciem a sua atividade em 2026, 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 2026, o GGS deverá igualmente faturar-lhe o valor unitário de financiamento da TS.

Sendo este valor unitário a aplicar à energia faturada em 2026 igual para todos os comercializadores, o qual incorpora os montantes de financiamento imputados ao conjunto dos comercializadores relativos aos ajustamentos de 2024 e de 2025 e à previsão de financiamento para 2026, não existe racional para apresentar as parcelas segregadas por ano e por comercializador.

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

Os quadros seguintes apresentam as transferências dos centros eletroprodutores e os montantes previstos transferir pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, por aplicação do valor unitário de financiamento da TS que lhes será faturado pelo GGS, obtidos de acordo com as metodologias descritas anteriormente.

TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELETROPRODUTORES EM 2026

Quadro 3-10 – Transferências dos centros eletroprodutores a realizar em 2026

			Previsão financiamento 2026	Ajustamento provisório 2025	Ajustamento de 2024	Transferência total anual 2026	N.º Meses de Faturação em 2026	Transferência mensal em 2026
			(a)	(b)	(c)	(d) = (a) + (b) + (c)	(e)	(f) = (d)/(e)
CPE	Nome	Tec	EUR	EUR	EUR	EUR	Meses	EUR/mês
PT0001906000100027VD PT0001906000100028VX	CCGN Lares	CCGT	3 727 187,62	444 557,88	-360 051,57	3 811 693,93	12	317 641,16
PT0001906000100048HF PT0001906000100049HP	CCGN Pego	CCGT	3 535 503,69	421 694,91	-341 534,63	3 615 663,97	12	301 305,33
PT0001122000100055CC PT0001140000100056KJ PT0001140000100057KZ	CCGN Ribatejo	CCGT	4 735 303,13	564 800,21	-457 436,94	4 842 666,40	12	403 555,53
PT0001906000100043HW PT0001906000100044HA PT0001906000100045HG	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	4 160 251,33	2 375 331,77	-405 514,34	6 130 068,76	ver quadro 3.11	ver quadro 3.11
PT0002990114491395CV	PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	Eólica	17 111,51	0,00	0,00	17 111,51	7	2 444,50
PT0002990112824451VK	PE Alto da Folgosa	Eólica	30 616,18	3 651,73	-2 957,57	31 310,34	12	2 609,20
PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	19 821,54	2 364,20	-1 917,14	20 268,60	12	1 689,05
PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	66 166,45	-1 561,81	0,00	64 604,64	12	5 383,72
PT0002990106606935XA PT0002990118179666RP	PE Passarinho	Eólica	10 294,14	2 291,78	0,00	12 585,92	12	1 048,83
PT0002990107794667SS	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	11 607,53	-597,89	0,00	11 009,64	12	917,47
PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	Eólica	1 064,91	-54,85	0,00	1 010,06	12	84,17
PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	2 662,28	-10,63	0,00	2 651,65	12	220,97
PT0002990116169919XR	PE São Macário	Eólica	47 456,22	0,00	0,00	47 456,22	12	3 954,68
PT00019060000800155MV	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	0,00	0,00	43,37	43,37	12	3,61
PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	29 107,56	1 872,08	0,00	30 979,64	12	2 581,64
PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	8 164,32	973,79	-400,20	8 737,91	12	728,16
PT00019060000800146MP	PE Albergas	Fotovoltaica	55 020,39	2 614,69	0,00	57 635,08	12	4 802,92
PT00019060000800160ME	CF Albsparks	Fotovoltaica	70 994,05	68 225,59	0,00	139 219,64	12	11 601,64
PT0002990129329181ZC	CF Alcanhões	Fotovoltaica	28 397,62	3 387,11	-2 743,25	29 041,48	12	2 420,12
PT00019060000800081WN PT00019060000800081WN	CF Alcouthim	Fotovoltaica	674 443,47	80 443,81	-65 152,19	689 735,09	12	57 477,92
PT00019060000800178YV	CF Alfoargemel	Fotovoltaica	159 381,64	19 010,14	-12 279,47	166 112,31	12	13 842,69
PT0002990127599998CT	CF Amareleja	Fotovoltaica	14 198,81	1 693,55	-1 371,63	14 520,73	12	1 210,06
PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	106 491,07	12 701,65	-2 991,24	116 201,48	12	9 683,46
PT0002990129329011FB	CF Bensafrim	Fotovoltaica	99 391,67	11 854,88	-9 597,32	101 649,23	12	8 470,77
PT00019060000800196FN	CF Cabeço Vermelho	Fotovoltaica	205 882,74	185 740,69	0,00	391 623,43	12	32 635,29
PT00019060000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	159 381,64	19 010,14	-12 279,47	166 112,31	12	13 842,69
PT00019060000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	65 314,53	2 326,43	0,00	67 640,96	12	5 636,75
PT00019060000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	249 544,09	29 764,21	-19 225,99	260 082,31	12	21 673,53
PT0002990129710075SB	CF Esteveira	Fotovoltaica	35 497,02	4 233,88	-3 429,06	36 301,84	12	3 025,15
PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	7 099,40	846,78	-692,33	7 253,85	12	604,49
PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	1 391,48	165,97	-136,01	1 421,44	12	118,45
PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	17 038,57	2 014,39	-1 668,09	17 384,87	12	1 448,74
PT0002990126521629PD	CF Glória	Fotovoltaica	35 497,02	4 233,88	-3 429,06	36 301,84	12	3 025,15
PT0002990129328484FJ	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	92 292,26	11 008,10	-8 915,56	94 384,80	12	7 865,40
PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	2 839,76	338,71	-274,33	2 904,14	12	242,01
PT0002990127095953RT	CF Infantado	Fotovoltaica	7 099,40	846,78	-685,81	7 260,37	12	605,03
PT0002970204222683CQ	CF Lordelo	Fotovoltaica	8 578,45	3 677,32	0,00	12 255,77	12	1 021,31
PT0002970203102259CZ	CF Mato da Cruz	Fotovoltaica	8 578,45	4 422,40	0,00	13 000,85	12	1 083,40
PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	53 245,54	6 350,83	-5 143,59	54 452,78	12	4 537,73
PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	Fotovoltaica	28 397,62	3 387,11	-2 743,25	29 041,48	12	2 420,12
PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	113 590,48	13 548,43	-10 992,08	116 146,83	12	9 678,90
PT0002990133552715ZH	CF Montemor	Fotovoltaica	2 701,72	2 762,89	0,00	5 464,61	12	455,38
PT00019060000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	124 239,59	14 818,60	-12 001,72	127 056,47	12	10 588,04
PT00020001296124975SW	CF Morgável	Fotovoltaica	24 968,51	0,00	0,00	24 968,51	3	8 322,84
PT0002990129328713VN	CF Moura	Fotovoltaica	113 590,48	13 548,43	-10 973,00	116 165,91	12	9 680,49
PT0002990113587162JY	CF Moura	Fotovoltaica	79 868,31	9 526,24	-7 818,83	81 575,72	12	6 797,98
PT00019060000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	17 748,51	2 116,94	-1 694,25	18 171,20	12	1 514,27
PT00019060000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	17 748,51	2 116,94	-1 694,25	18 171,20	12	1 514,27
PT00019060000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	35 497,02	4 233,88	-3 388,50	36 342,40	12	3 028,53
PT00019060000800076WF	CF Ourikal	Fotovoltaica	108 265,93	12 913,35	-10 458,64	110 720,64	12	9 226,72
PT00019060000800077WH	CF Ourique	Fotovoltaica	140 213,25	16 723,84	-13 544,80	143 392,29	12	11 949,36
PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	14 198,81	1 693,55	-1 371,63	14 520,73	12	1 210,06
PT00019060000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	56 440,27	2 840,30	0,00	59 280,57	12	4 940,05
PT00019060000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	138 083,43	16 469,81	-13 339,05	141 214,19	12	11 767,85
PT0002990131745024XN	CF Quinta do Anjo	Fotovoltaica	70 994,05	50 124,92	0,00	121 118,97	12	10 093,25
PT00019060000800145MF	CF S. Marcos	Fotovoltaica	123 884,62	6 234,37	0,00	130 118,99	12	10 843,25
PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	8 874,26	1 058,47	-857,27	9 075,46	12	756,29
PT0002990125963196QQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	35 497,02	4 233,88	-3 429,06	36 301,84	12	3 025,15
PT0002990132545235AF	CF Triana	Fotovoltaica	28 397,62	3 387,11	-2 743,25	29 041,48	12	2 420,12
PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	3 549,70	423,39	-140,54	3 832,55	12	319,38
PT0002990132576072XR	CF Tábua	Fotovoltaica	56 892,49	0,00	0,00	56 892,49	7	8 127,50
PT0002970200097103RS	CF Vale da Pedra	Fotovoltaica	3 549,70	3 630,08	105,26	7 285,04	12	607,09
PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	53 245,54	6 350,83	-5 140,07	54 456,30	12	4 538,02

Notas: 1 - O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN. 2 – A coluna (d) inclui o acerto de faturação da CF Freixial, em 2023, redistribuídas pelos restantes produtores.

Quadro 3-10 (cont.) - Transferências dos centros eletroprodutores a realizar em 2026

			Previsão financiamento 2026	Ajustamento provisório 2025	Ajustamento de 2024	Transferência total anual 2026	N.º Meses de Faturação em 2026	Transferência mensal em 2026
			(a)	(b)	(c)	(d) = (a) + (b) + (c)	(e)	(f) = (d)/(e)
CPE	Nome	Tec	EUR	EUR	EUR	EUR	Meses	EUR/mês
PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	70 994,05	8 467,77	-3 152,67	76 309,15	12	6 359,10
PT0001906000800144MY	CF Viçoso	Fotovoltaica	119 624,97	6 020,00	0,00	125 644,97	12	10 470,41
PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	53 245,54	6 350,83	-5 143,59	54 452,78	12	4 537,73
PT0002990129826543LF	CF Insua	Fotovoltaica	124 239,59	14 818,60	-12 005,77	127 052,42	12	10 587,70
PT0001122000800065GW	CH Aguielra	Hídrica	1 029 413,72	122 782,65	-99 442,81	1 052 753,56	12	87 729,46
PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	1 008 115,51	120 242,32	-97 364,81	1 030 993,02	12	85 916,09
PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	979 717,89	116 855,22	-94 622,14	1 001 950,97	12	83 495,91
PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	2 449 294,72	292 138,04	-236 605,32	2 504 827,44	12	208 735,62
PT0001150000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	283 976,20	33 871,08	-27 432,50	290 414,78	12	24 201,23
PT0001906000800137GE	CH Alto Tâmega	Hídrica	603 449,42	71 976,04	-41 649,47	633 775,99	12	52 814,67
PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (Jusante)	Hídrica	106 491,07	12 701,65	-10 287,19	108 905,53	12	9 075,46
PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	567 952,40	67 742,15	-54 865,00	580 829,55	12	48 402,46
PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	321 603,05	38 358,99	-31 067,31	328 894,73	12	27 407,89
PT0001122000800087MR	CH Bemposta	Hídrica	911 208,63	108 683,82	-88 067,52	931 824,93	12	77 658,08
PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	763 186,04	91 028,52	-73 761,26	780 453,30	12	65 037,77
PT0001115000800069TG	CH Bouça	Hídrica	163 286,31	19 475,87	-15 773,69	166 988,49	12	13 915,71
PT0001115000800062EC	CH Cabril	Hídrica	397 566,68	47 419,51	-38 405,50	406 580,69	12	33 881,72
PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	106 491,07	12 701,65	-10 287,19	108 905,53	12	9 075,46
PT0001115000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	227 180,96	27 096,86	-21 970,34	232 307,48	12	19 358,96
PT0001122000800088MW	CH Carrapateiro	Hídrica	677 993,18	80 867,20	-65 495,09	693 365,29	12	57 780,44
PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	575 761,75	68 673,61	-55 619,39	588 815,97	12	49 068,00
PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	348 935,76	41 619,09	-33 707,68	356 847,17	12	29 737,26
PT0001906000800135GC	CH Daivões	Hídrica	425 964,30	50 806,62	-41 148,75	435 622,17	12	36 301,85
PT0002990080072647WX	CH Desterro	Hídrica	16 328,63	1 947,59	-1 577,37	16 698,85	12	1 391,57
PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	2 619,68	312,46	-256,06	2 676,08	12	223,01
PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	1 029 413,72	122 782,65	-99 442,81	1 052 753,56	12	87 729,46
PT0001115000800099RB	CH Frades	Hídrica	719 879,67	85 863,18	-69 533,65	736 209,20	12	61 350,77
PT0001115000800068TA	CH Fratel	Hídrica	496 958,35	59 274,38	-48 006,88	508 225,85	12	42 352,15
PT0001906000800132GV	CH Gouvães	Hídrica	3 443 211,42	410 686,81	-332 619,07	3 521 279,16	12	293 439,93
PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	1 419 881,00	169 355,38	-137 243,62	1 451 992,76	12	120 999,40
PT0001906000800047RR								
PT0002990107739122SS	CH Pedrogão	Hídrica	2 839,76	338,71	-274,33	2 904,14	12	242,01
PT0001122000800080GV	CH Picote	Hídrica	733 723,51	87 514,39	-70 862,12	750 375,78	12	62 531,31
PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	933 571,76	111 351,17	-90 163,23	954 759,70	12	79 563,31
PT0001122000800081GH	CH Pocinho	Hídrica	624 747,64	74 516,37	-60 351,50	638 912,51	12	53 242,71
PT0002990080085425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	42 241,46	5 038,32	-4 080,58	43 199,20	12	3 599,93
PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	134 533,72	16 046,42	-12 996,15	137 583,99	12	11 465,33
PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	56 795,24	6 774,22	-5 486,50	58 082,96	12	4 840,25
PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	259 128,28	30 907,36	-25 032,16	265 003,48	12	22 083,62
PT0001122000800082GL	CH Régua	Hídrica	582 151,21	69 435,71	-56 236,63	595 350,29	12	49 612,52
PT0002970118569948XV	CH Sabugueiro I	Hídrica	21 298,21	2 540,33	-2 023,50	21 815,04	12	1 817,92
PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	4 153,15	495,36	-394,58	4 253,93	12	354,49
PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	141 988,10	16 935,54	-13 710,38	145 213,26	12	12 101,10
PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	838 794,70	100 046,69	-80 994,06	857 847,33	12	71 487,28
PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	78 093,45	9 314,55	-7 543,94	79 864,06	12	6 655,34
PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	2 129,82	254,03	-205,74	2 178,11	12	181,51
PT0001115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	248 479,17	29 637,19	-24 003,44	254 112,92	12	21 176,08
PT0001122000800084GK	CH Torráo	Hídrica	532 455,37	63 508,27	-51 435,94	544 527,70	12	45 377,31
PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	49 695,83	5 927,44	-4 800,69	50 822,58	12	4 235,22
PT0001122000800083GC	CH Valeira	Hídrica	816 431,57	97 379,35	-78 868,44	834 942,48	12	69 578,54
PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	70 284,11	8 383,09	-6 789,54	71 877,66	12	5 989,80
PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	305 274,41	36 411,41	-29 465,37	312 220,45	12	26 018,37
PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	3 052 744,15	364 114,08	-294 866,56	3 121 991,67	12	260 165,97
PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	56 795,24	6 774,22	-5 486,50	58 082,96	12	4 840,25
PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradelas	Hídrica	198 783,34	23 709,75	-19 186,76	203 306,33	12	16 942,19
PT0001115000800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	536 005,08	63 931,66	-51 778,84	548 157,90	12	45 679,82
PT0001000000000184JJ	PETROGAL (SINES)	PRE	37 962,10	29 249,21	0,00	67 211,31	12	5 600,94
PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	60 344,94	7 197,60	-2 970,35	64 572,19	12	5 381,02
PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	188 837,07	22 523,42	-9 295,10	202 065,39	12	16 838,78
Total Produtores			50 014 622,59	8 083 544,86	-4 677 865,73	53 420 301,72		

Nota: 1 - O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores ou comercializadores para a REN. 2 – A coluna (d) inclui o acerto de faturação da CF Freixial, em 2023, redistribuídas pelos restantes produtores.

DESAGREGAÇÃO DAS TRANSFERÊNCIAS DA CENTRAL DA TAPADA DO OUTEIRO

No período de 1 de janeiro a 29 de março de 2024, o custo do financiamento da TS é imputado ao titular do centro eletroprodutor da Tapada do Outeiro (Turbogás), uma vez que ainda estava em vigor o CAE. No período de 30 de março de 2024 até 31 de março de 2026, os custos com o financiamento da TS são suportados nos termos do Acordo celebrado. No período posterior a 31 de março de 2026, não é conhecido na presente data o perímetro de incidência dos custos de financiamento da TS. No Quadro 3-11 é apresentada a imputação do financiamento da TS resultante da proposta colocada em consulta, pelos respetivos períodos acima referidos.

Quadro 3-11 – Transferências da central da Tapada do Outeiro por períodos temporais e regime remuneratório

Unid: EUR

	Repartição financiamento CCGN Tapada do Outeiro por períodos temporais					
	Financiamento 2026	Ajustamento provisório 2025	Ajustamento definitivo 2024	Transferência 2026	n.º meses de faturação	Transferência mensal
Até 29/3/2024	0,00	0,00	-98 608,68	-98 608,68	1	-98 608,68
De 30/3/2024 a 31/3/2026	1 025 815,40	2 375 331,77	-306 905,66	3 094 241,50	3	1 031 413,83
Após 31/3/2026	3 134 435,93	0,00	0,00	3 134 435,93	9	348 270,66
Total	4 160 251,33	2 375 331,77	-405 514,34	6 130 068,76		

TRANSFERÊNCIAS PREVISTAS DOS COMERCIALIZADORES E DEMAIS AGENTES NA FUNÇÃO DE CONSUMO EM 2026

No Quadro 3-12 é apresentada a imputação previsional do financiamento da TS por comercializadores resultante da aplicação do valor unitário de financiamento em 2026 à previsão de energia a faturar por cada comercializador, obtida conforme descrito no ponto 3.1.1.

Quadro 3-12 – Transferências dos comercializadores (e demais agentes de mercado na função de consumo) previstas realizar em 2026

Comercializador	Cod CRIA	Previsão de energia	Preço de financiamento em 2026	Transferência prevista 2026
		MWh	EUR/MWh	EUR
		(a)	(b)	(c) = (a) * (b)
Acciona Green Energy Development S.L. Sucursal em Portugal	COM0016EE	1 331 039	2,1407	2 849 296,98 €
ENI Plenitude Iberia, S.L.U.-Sucursal em Portugal	COM0021EE	232 763	2,1407	498 266,78 €
Alfa Energia, Lda.	COM0022EE	337 557	2,1407	722 593,14 €
Audax Renovables, S.A.	COM0027EE	415 529	2,1407	889 505,46 €
Audax Renovables, S.A. - Sucursal em Portugal	COM0028EE	250 052	2,1407	535 275,59 €
Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda.	COM0029EE	1 181 805	2,1407	2 529 838,14 €
AXPO Iberia, S.L.	COM0030EE	180 199	2,1407	385 744,26 €
EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.	COM0094EE	17 108 063	2,1407	36 622 492,91 €
Elergone Energia, Lda.	COM0099EE	754 498	2,1407	1 615 121,79 €
Endesa Energia, S.A. - Sucursal de Portugal	COM0104EE	6 723 502	2,1407	14 392 709,88 €
Enforcesco, S.A.	COM0106EE	298 192	2,1407	638 326,93 €
Ezurimbol - Comércio de Eletricidade, Lda.	COM0110EE	181 870	2,1407	389 321,53 €
Fortia Energia S.L.	COM0112EE	1 378 786	2,1407	2 951 508,24 €
G9Telecom, S.A.	COM0114EE	166 333	2,1407	356 062,46 €
Petrogal, S.A.	COM0117EE	3 020 778	2,1407	6 466 448,85 €
Gás Natural Comercializadora ,S.A.	COM0119EE	66 553	2,1407	142 467,55 €
Gold Energy - Comercializadora de Energia, S.A.	COM0121EE	1 552 258	2,1407	3 322 851,96 €
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda.	COM0125EE	7 454 292	2,1407	15 957 082,39 €
JAF PLUS, Lda.	COM0130EE	70 541	2,1407	151 004,34 €
Logica Energy, Lda.	COM0136EE	19 222	2,1407	41 148,62 €
LusiadaEnergia, S.A.	COM0137EE	82 884	2,1407	177 427,06 €
LUZBOA - Comercialização de Energia, Lda.	COM0142EE	484 272	2,1407	1 036 660,61 €
Muon Electric, Lda.	COM0148EE	27 131	2,1407	58 077,85 €
Propensalternativa, Unipessoal, Lda.	COM0158EE	72 351	2,1407	154 878,48 €
MEO Energia - Comercialização de Energia, S.A.	COM0159EE	961 157	2,1407	2 057 507,18 €
Repsol Portuguesa, Lda.	COM0165EE	580 201	2,1407	1 242 011,98 €
Usenergy, Lda.	COM0176EE	98 847	2,1407	211 597,01 €
Cepsa Gas y Electricidad, S.A.- Sucursal em Portugal	COM0178EE	28 871	2,1407	61 802,58 €
Capwatt Retail Electricidade PT, S.A.	COM0201EE	103 215	2,1407	220 948,44 €
Petrotermica Energia, SA.	COM0205EE	5 697	2,1407	12 195,16 €
Agoraluz Energia, Lda.	COM0208EE	13 111	2,1407	28 065,70 €
Portulogos Power, Lda.	COM0211EE	295 452	2,1407	632 460,62 €
Nossa Energia, Comércio de Energia LDA	COM0216EE	6 990	2,1407	14 963,30 €
Ibelectra Mercados, Lda.	COM0251EE	60 458	2,1407	129 419,32 €
Oeneo Energy, Unipessoal Lda	COM0264EE	8 269	2,1407	17 701,15 €
SUNCORE ER - Energy Retail, Unipessoal LDA	COM0266EE	1 132	2,1407	2 423,34 €
Power Plus II - Comercialização de Energia,Lda	COM0267EE	13 391	2,1407	28 665,87 €
START CAMPUS ENERGY, UNIPESSOAL, LDA	COM0270EE	18 699	2,1407	40 027,87 €
VOLTON-ENERGIA E SOLUÇÕES, LDA	COM0274EE	71 317	2,1407	152 664,60 €
RIVER-ENERGY, UNIPESSOAL LDA	COM0277EE	167	2,1407	358,25 €
ZUG POWER, S.L	COM0280EE	62 775	2,1407	134 379,47 €
SU Eletricidade, S.A.	CUR0098EE	2 562 482	2,1407	5 485 394,48 €
Total		48 282 702	2,1407	103 356 698

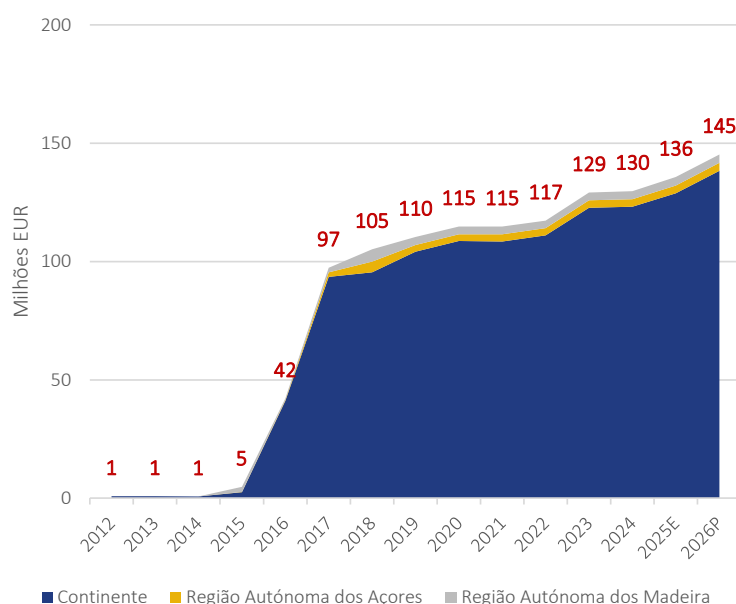
Nota: O sinal positivo indica um montante previsto a transferir dos comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para a REN

4 EVOLUÇÃO DA IMPUTAÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

A presente consulta pública corresponde ao terceiro exercício de repartição do financiamento da TS de acordo com o modelo do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. Como referido anteriormente, este modelo faz incidir o financiamento dos custos com a TS sobre os produtores, os comercializadores e os demais agentes de mercado na função de consumo.

A Figura 4-1 ilustra a evolução dos custos resultantes de descontos concedidos a clientes que beneficiam da TS de eletricidade desde 2012. A alteração que se observou a partir em 2016 resultou da introdução do automatismo na atribuição deste desconto, determinado pela alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, dada pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. Após essa data, tem-se observado um crescimento nos montantes da TS a financiar, por efeito do crescimento do número de beneficiários, mais visível em 2023 e 2024, e do aumento do preço das tarifas transitórias de venda a clientes finais. O desconto percentual tem-se, no entanto, mantido constante ao longo do tempo (33,8%).

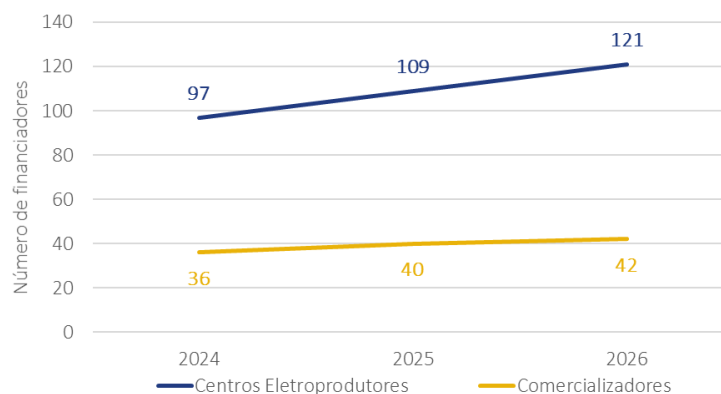
Figura 4-1 – Evolução dos custos reais da TS até 2024 e previsões de 2025 e 2026



Quanto ao número de agentes financiadores, observa-se na Figura 4-2 um franco crescimento desde 2024. No caso dos centros eletroprodutores, este aumento deve-se à progressiva ligação à rede de novas instalações, mas também ao término para alguns produtores das condições que determinavam a sua isenção do financiamento da TS, nomeadamente produtores cujos regimes de remuneração garantida

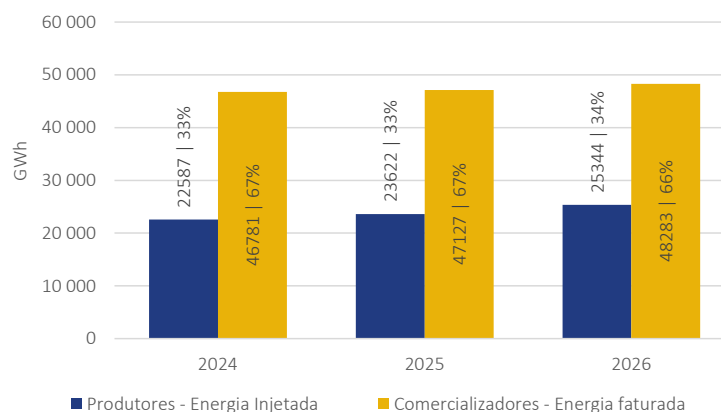
cessaram por decurso do prazo. Noutro plano, a evolução do número de comercializadores que suporta os custos com o financiamento a TS deve-se à dinâmica do mercado retalhista, por via de novos comercializadores em atividade ou que passaram a operar diretamente nos mercados grossistas (i.e., que não adquirem energia a outros comercializadores).

Figura 4-2 – Evolução do número de agentes financiadores



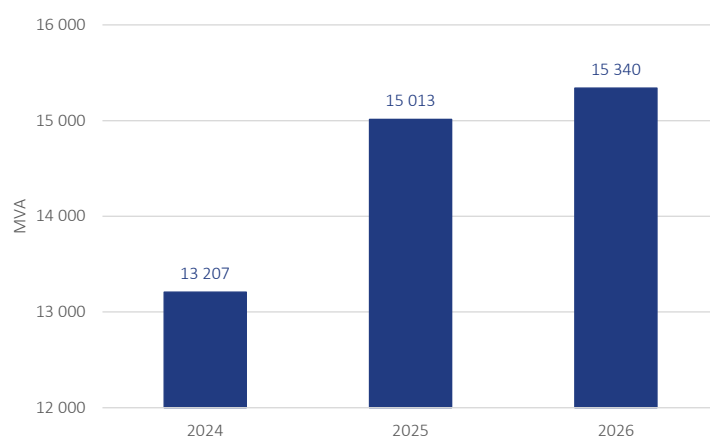
Importa também ilustrar a evolução ao longo do tempo da repartição do financiamento da TS entre os produtores, os comercializadores e demais agentes de consumo (1.ª repartição), desde a implementação em pleno do regime atualmente em vigor. A Figura 4-3 mostra que desde 2024 a 1.ª repartição se tem situado em torno de 1/3 para os produtores e 2/3 para os comercializadores, não existindo atualmente outros agentes na função de consumo a suportar o financiamento da TS.

Figura 4-3 – Evolução das previsões de energia injetada pelos produtores elegíveis e da energia faturada pelos comercializadores e proporção resultante da 1.ª repartição do financiamento da TS



Especificamente no grupo dos produtores, o montante alocado aos produtores na 1.ª repartição é sujeito à 2.ª repartição em função da potência de ligação de cada centro eletroprodutor, deduzida de 10 MVA. A Figura 4-4 ilustra o crescimento desde 2024 da potência de ligação do agregado de centros eletroprodutores elegíveis.

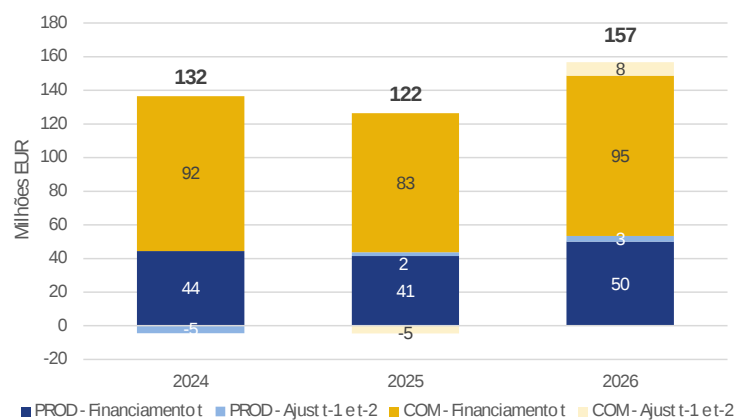
Figura 4-4 – Evolução das previsões da potência de ligação dos centros eletroprodutores elegíveis para o financiamento da TS



Nota: Os valores apresentados estão afetados da dedução de 10MVA e dos fatores de ponderação pelo tempo em cada ano.

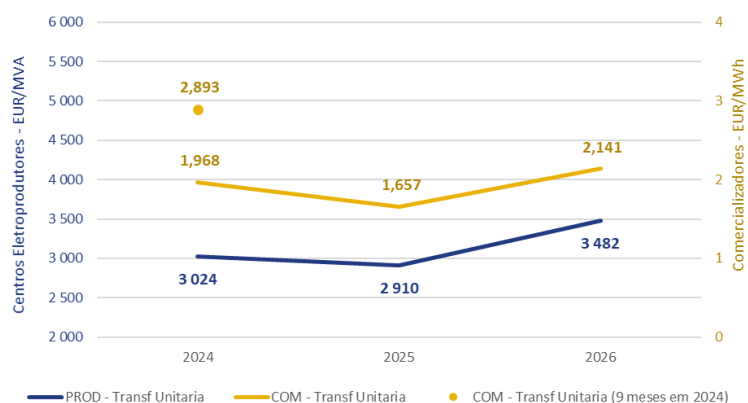
A Figura 4-5 apresenta o peso dos ajustamentos de anos anteriores nos valores a transferir em cada ano. Sendo claro que o montante previsional do financiamento do ano t é o que tem o maior peso, é possível verificar a volatilidade que pode ser causada pelos ajustamentos. A título de exemplo, verifique-se o caso dos montantes imputados aos comercializadores, que em 2025 tiveram ajustamentos a receber (sinal negativo) de cerca de 6% do valor previsional para o ano t , enquanto em 2026 os ajustamentos se inverteram e passaram a ser a devolver (sinal positivo), em mais de 8% do valor previsional do ano t .

Figura 4-5 – Evolução das transferências anuais dos produtores e comercializadores e sua desagregação entre valores do ano e ajustamentos de anos anteriores



Na Figura 4-6 é apresentada a evolução dos valores unitários do financiamento da TS suportados pelos produtores desde 2022, em EUR por unidade de potência, e pelos comercializadores, em EUR por unidade de energia faturada.

Figura 4-6 – Evolução dos valores unitários do financiamento dos custos da TS suportados por produtores e comercializadores



5 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, prevê o dever de reporte pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do SEN (GGS), que por sua vez envia os dados consolidados à ERSE [art.º 199.º-C], 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 dos custos da TS. Neste âmbito e face às competências legais atribuídas à ERSE para garantir a operacionalização do financiamento da TS [art. 199.º, n.º 7], foi publicada a Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, que definiu as regras de reporte de informação, faturação e cobrança e apuramento de valores.

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. Para dar cumprimento ao apuramento definitivo dos valores reais, a informação deverá ser certificada e corroborar a informação reportada, quer dos agentes financiadores ao GGS, quer do GGS à ERSE.

No caso da informação reportada pelos centros electroprodutores ao GGS, a mesma deve ser acompanhada por uma certificação/declaração emitida por um Revisor Oficial de Contas (ROC)²⁷, que ateste as informações necessárias para aferir o cumprimento dos critérios de isenção do financiamento, designadamente a potência de ligação e as características do respetivo regime remuneratório.

²⁷ A Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (OROC) disponibilizou, em março de 2025, uma [minuta para o relatório](#) a emitir para este efeito. 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.

6 ANEXO

Projeto de Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2026 e ajustamentos dos anos 2024 e 2025, apurados ao abrigo do quadro legal em vigor.

Encontra-se em ficheiro autónomo.

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

