ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2026 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029"

Dezembro 2025

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

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO 2
2.1 Mecanismo trimestral de monitorização da adequação da tarifa de energia 2
3 PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA 4
3.1 Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes 4
3.2 Leilões de aprovisionamento do CUR e de venda da PRG adquirida pelo AUR 5
3.3 Medidas de contenção tarifária 6
3.4 Custos dos CMEC 7
4 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2026 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO 2026-2029 8
4.1 Metodologias para a determinação dos proveitos permitidos para 2026 e Parâmetros para o período 2026-2029 8
4.1.1 Taxas de inflação 8
4.1.2 Taxa de remuneração do ORT e ORD 11
4.1.3 Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas 13
4.1.4 Investimentos aceites 14
4.1.5 Necessidades de fundo de maneio 17
4.2 Proveitos permitidos para 2026 e Parâmetros para o período 2026-2029 das atividades reguladas 19
4.2.1 Proveitos permitidos e parâmetros do ORT 19
4.2.1.1 atividade de Gestão Global do Sistema 19
4.2.1.2 atividade de Transporte de Energia Elétrica 20
4.2.2 Proveitos permitidos e parâmetros do OLMCA 22
4.2.3 Proveitos permitidos e parâmetros do CUR 22
4.2.4 Proveitos permitidos e parâmetros das empresas reguladas das RA 23
4.2.4.1 Bases de custo e fatores de eficiência para o período 2026-2029 23
4.2.4.2 Mecanismo de aquisição de combustíveis nas RA 24
4.2.5 Proveitos permitidos e parâmetros das atividades reguladas a desenvolver pelo OMIP 26
4.3 Incentivos regulatórios do ORT e ORD 27
4.3.1 Incentivo à melhoria do desempenho técnico da GGS (IMDGGS) 27
4.3.2 Incentivo à melhoria do desempenho técnico da TEE (IMDT) 29
4.3.3 Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição (IMDD) 35
5 TARIFAS E PREÇOS 42
5.1 Convergência tarifária nas Regiões Autónomas 42
5.2 Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo 42

5.3 Períodos horários em Portugal continental 44

5.4 Preços dos serviços regulados 46

6 OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO 48

7 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL 50

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 4 do artigo 229.º do Regulamento Tarifário (RT) [1] e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE [2], o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2025, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029", tendo o CT emitido parecer a 17 de novembro de 2025, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 229.º do RT.

Após a análise do parecer do CT, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2026.

As decisões tomadas neste processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029" e dos respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de *internet* da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações constantes do «Parecer sobre "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029"» do CT, as quais estão organizadas pelos temas abordados. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análises numa perspetiva de caracterização ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações, dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento, ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

[1] Regulamento n.º 1218/2025, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 216/2025, de 7 de novembro de 2025.

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

2 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO

2.1 MECANISMO TRIMESTRAL DE MONITORIZAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

No seu Parecer, e à semelhança de anos anteriores, o CT volta a sublinhar a necessidade de rever o mecanismo de adequação da tarifa de Energia, previsto no artigo 178.º do RT, e que adequa em base trimestral o valor desta tarifa, destacando a necessidade de analisar na monitorização todos os custos incluídos no preço final da tarifa de Energia, em particular os custos com os serviços de sistema.

Na mesma linha, na Consulta Pública n.º 134, a ERSE recebeu comentários do CT [3], assim como da SU Eletricidade e da EDP, no sentido de o mecanismo de adequação da tarifa de Energia passar a incorporar expressamente todos os custos que concorrem para o custo médio de aquisição de energia elétrica do comercializador de último recurso (CUR). Tal como expresso no relatório dessa consulta [4], a ERSE foi sensível aos comentários recebidos, nomeadamente porque as parcelas para além do preço grossista de mercado [5] têm assumido um peso crescente, provocando um acréscimo de volatilidade e de incerteza no custo de aquisição de energia elétrica do CUR. Por esse motivo, a ERSE passará a considerar, na análise da adequabilidade da tarifa de energia, os dados mais recentes disponíveis das parcelas que a compõem.

Contudo, ao nível da redação do RT não foram necessárias adaptações, uma vez que a designação "preço médio de energia do CUR" usada no artigo 178.º do Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro, é abrangente o suficiente para incorporar outras parcelas para além do preço grossista de mercado. Nesse sentido, o referido articulado não sofreu alterações na sequência da Consulta Pública n.º 134.

Na mesma consulta pública foi ainda concretizado um aperfeiçoamento mais geral ao mecanismo de adequação da tarifa de Energia, no sentido de prever as situações que levam a que a atualização da tarifa de Energia não deva ocorrer, apesar de a condição do n.º 3 do artigo 178.º, que estabelece a condição para uma atualização automática, estar satisfeita. Esta alteração visou a garantia do equilíbrio entre diferentes interesses que, neste caso, são a necessidade de adequação dos preços da energia do CUR, evitando a criação de desvios ou desequilíbrios nas condições de concorrência do mercado liberalizado, e a garantia

[3] Comentários recebidos na Consulta Pública n.º 134.

[4] Relatório da Consulta Pública n.º 134.

[5] Acerto para o preço de mercado base (efeito do perfil de aquisição), acerto de contas com o Gestor Global do Sistema e custos de serviços de sistema.

de estabilidade tarifária, permitindo que os clientes e demais agentes de mercado tenham confiança na atuação do regulador. Face ao exposto, a ERSE considera que o recente aperfeiçoamento da redação do artigo relativo ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia acautela assim o alinhamento com a dinâmica de mercado, incorporando adicionalmente preocupações de equilíbrio concorrencial.

3 PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA

3.1 PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

O CT recomenda que a ERSE reflita nas suas estimativas do custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR as informações mais recentes disponíveis à data da fixação final das tarifas, minimizando deste modo os acertos futuros.

A ERSE partilha com o CT essa preocupação, motivo pelo qual, por norma, atualiza as previsões dos preços de energia entre a versão submetida a parecer e a decisão final das tarifas.

Na preparação da proposta tarifária para 2026, a ERSE considerou os preços reais do mercado *spot* e dos preços dos futuros de energia elétrica disponíveis até 30 de setembro de 2025, a data mais próxima da apresentação da proposta no prazo definido regulamentarmente, em condições que permitissem a conclusão do processo internamente. Adicionalmente, foram incorporados no cálculo do custo médio de aquisição do CUR, os dados dos leilões de aprovisionamento do CUR realizados até à mesma data.

Face à variação dos preços nos mercados grossistas de eletricidade, na decisão final das tarifas, publicada a 15 de dezembro de 2025, a ERSE considerou, à semelhança dos anos anteriores, os valores mais recentes disponíveis dos preços nos mercados grossistas de eletricidade (*spot* e futuros), assim como dos leilões de aprovisionamento do CUR, tendo atualizado as suas previsões para o ano de 2025 e 2026, com dados até 30 de novembro (seguindo o mesmo procedimento utilizado na proposta tarifária).

No que se refere aos custos de serviços de sistema, o CT sugere que se ajustem os custos adicionais, de modo a refletir os valores reais mais recentes. À semelhança do custo médio anual de aquisição de energia elétrica nos mercados grossistas e em leilões, a ERSE considerou os dados mais atuais de custos de serviços de sistema publicamente disponibilizados pela REN. A ERSE considerou nas estimativas dos custos de serviços de sistema dados publicados até 30 de novembro.

A ERSE esclarece que as estimativas que faz, com base em valores passados, para os acertos de contas e os ajustamentos por perfil de consumo, não são feitas em valor absoluto, mas em valor relativo face ao preço base do mercado grossista, pois o valor deste custo depende, em grande medida, do preço base de mercado.

No que se refere à componente de encargos com os serviços de sistema, ainda que se reconheça que a média registada no ano de 2025 até setembro é superior ao valor inscrito na proposta tarifária, importa também sinalizar que estes encargos têm registado uma evolução muito volátil, sendo que o ano de 2025, por força do incidente do apagão de 28 de abril, se pode considerar um período atípico na atuação do gestor global do SEN. Neste sentido, a circunstância de se observar, já no decurso de 2025, um valor de encargos com os serviços de sistema que é superior ao que se havia estimado ainda em 2024, decorre, em larga medida, de factos supervenientes que não se poderiam antecipar na fixação tarifária para o ano de 2025.

A ERSE compreende, assim, as preocupações manifestadas pelo CT a respeito do nível de custos de serviços de sistema, reiterando que a atipicidade do atual ano de 2025, pela razão antes invocada, não apenas justifica parte substancial do desencontro entre a estimativa tarifária e a execução deste mesmo ano, como afeta também a previsão do valor para 2026.

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

LEILÕES DE APROVISIONAMENTO DO CUR

A ERSE reconhece a pertinência do comentário do CT ao assinalar a importância da contratação a prazo para abastecimento da carteira de fornecimentos do CUR. De resto, esta reconhecida importância, pelo valor de estabilização dos aprovisionamentos do CUR, que o mecanismo de leilões a prazo aporta, foi a motivação principal para que a ERSE tivesse efetuado este desenvolvimento regulatório.

Por outro lado, com o intuito de dotar de previsibilidade a operacionalização de atuações em mercado por parte do CUR, a ERSE divulga antecipadamente um calendário de leilões, com a repartição da modulação desses mesmos leilões.

Todavia, como é muitas vezes reconhecido, o mercado de contratação a prazo que serve de referência à área de preço portuguesa, apresenta níveis de liquidez reduzidos, o que implica que, muitas das possibilidades de negociação se situam próximo do início da entrega dos produtos negociados, sem que a profundidade do mercado permita antecipar tais intervenções, como desejável para uma mais ampla estabilização dos aprovisionamentos.

LEILÕES DE VENDA DA PRG ADQUIRIDA PELO AUR

A ERSE regista o acolhimento positivo dado pelo CT à operacionalização dos leilões de produção com remuneração garantida (PRG), que se retomaram na sequência de um processo de redesenho de regras, para que, em consequência, se adequasse o quadro normativo e operacional às novas realidades do mercado.

No mencionado processo de revisão das regras para operacionalização dos leilões de PRG, além da perspetiva de diferenciação em tipo de contratação (contratos padronizados e direitos de contratos bilaterais), perspetivou-se a modulação de risco de volume (decorrente de colocar antecipadamente um volume que o agregador de último recurso (AUR) não recebe dos produtores na entrega em tempo real) que subjaz a este tipo de mecanismo, facto que se revela de importância acrescida porquanto se aproxima o final da maturidade de muitos contratos de retribuição garantida. O resultado da consulta pública para essa alteração de regras apontou para a preservação de alguma prudência na definição dos volumes em leilão, o que se tem procurado manter.

Por fim, quanto à maior antecedência pretendida para a negociação, que se retira do comentário do CT, deve referir-se o conjunto de circunstâncias que antes se mencionaram a respeito dos leilões CUR, nomeadamente a menor profundidade e liquidez do mercado a prazo com referência a Portugal continental.

3.3 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

O CT refere nos seus comentários que as transferências relativas às medidas de contenção tarifária (MCT) não têm ocorrido nos prazos definidos na legislação em vigor, ocorrendo maioritariamente no final de cada ano, o que implica um custo financeiro a suportar pelas empresas.

Tal como referido no ano anterior, a ERSE reconhece o impacte que a não concretização das transferências das MCT poderá ter, quer para as empresas que as suportam, quer para o próprio sistema, via ajustamentos.

Em cada processo tarifário, a ERSE considera, numa primeira fase, os montantes previstos pela E-REDES e posteriormente, caso exista, a informação mais atualizada até à publicação das tarifas, assumindo que a concretização das transferências daqueles montantes ocorre durante o ano respetivo num prazo expectável.

3.4 CUSTOS DOS CMEC

Os comentários do CT apontam, mais uma vez, para a indefinição relativa à homologação das revisibilidades dos anos de 2016 e 2017 e instam a ERSE a diligenciar junto do Governo com vista à rápida resolução desta situação.

A ERSE acompanha o CT nesta preocupação e, neste contexto, procurará diligenciar junto do Governo a sua resolução.

4 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2026 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO 2026-2029

4.1 METODOLOGIAS PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2026 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO 2026-2029

4.1.1 TAXAS DE INFLAÇÃO

O CT comenta sobre as discrepâncias entre os valores de IPIB (deflator do PIB) utilizados pela ERSE na proposta tarifária e os publicados pelo INE para os anos de 2022, 2023 e 2024.

O CT observa que a ERSE não teve em consideração as atualizações progressivas que o INE realizou nos valores do IPIB para esses anos. O CT destaca o valor de IPIB de 2022, onde a diferença entre o valor considerado pela ERSE como base para o cálculo do proveito de 2023 (1,48%, que corresponde à variação do IPIB terminada no segundo trimestre de 2022) e a última atualização publicada pelo INE para o IPIB de 2022 (5,33%) é bastante expressiva.

O CT defende, tal como assumido em pareceres anteriores, que a utilização dos valores mais atuais publicados pelo INE para cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas constitui um princípio de transparência, compatível e alinhado com o espírito da regulamentação em vigor, instando a ERSE a considerar, na definição dos parâmetros para o próximo período de regulação (PR), os valores de IPIB mais recentes publicados pelo INE, em particular os relativos aos anos civis de 2022 a 2024.

Analisados os comentários do CT, importa esclarecer que, no que se refere ao IPIB de 2022, a sua atualização pressuporia o recálculo do valor dos proveitos de 2023 em várias atividades. De acordo com o exposto no documento de "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025"[6], os ajustamentos definitivos do ano de 2023 foram calculados ao abrigo do anterior RT, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro. Deste modo, a ERSE reitera a resposta dada a comentários efetuados em momentos anteriores, de que o procedimento de atualização do IPIB até à data dos ajustamentos definitivos apenas se aplica a partir do ano de tarifas de 2024, ao qual será aplicado o IPIB de 2023. Deste modo, o IPIB aplicável ao cálculo dos proveitos de 2023

[6] «Destaque-se que o RT em vigor apenas se aplica ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, conforme ficou estabelecido no Relatório de Consulta Pública n.º 113. Deste modo, o IPIB do ano civil de 2023, com impacto em proveitos de 2024, irá sendo atualizado até ao cálculo dos respetivos ajustamentos em Tarifas de 2026, enquanto o IPIB de 2022, com impacto nos proveitos de 2023, se manteve inalterado.»

corresponde ao valor terminado no segundo trimestre de 2022, sem atualizações, e não ao do ano civil, como sugerido pelo CT.

Importa ainda sublinhar que a atualização do IPIB de 2022 levaria a desconsiderar, no cálculo das bases de custos sujeitos a metas de eficiência do novo período de regulação, o valor dos proveitos que, de facto, a ERSE definiu para 2023. Neste sentido, recorde-se que a definição das bases de custos segue os princípios de partilha justa entre consumidores e empresas dos resultados alcançados. Este princípio é estabelecido no RT e no próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. Uma das implicações práticas deste princípio é que, na definição da base de custos, a ERSE pondere os custos anuais realmente incorridos pelas empresas num determinado ano, assim como os respetivos proveitos permitidos para esse ano. Considerar neste exercício outro valor que não seja o proveito permitido de 2023, calculado com o IPIB de 2022 considerado pela ERSE para esse efeito, como propõe o CT, comprometeria este exercício e, consequentemente, o princípio da partilha dos resultados. Por último, importa também esclarecer que ao considerar-se na definição da base de custos, os custos anuais realmente incorridos pelas empresas, está-se a considerar nesta parte o efeito da atualização do IPIB de 2022.

No que diz respeito aos IPIB de 2023 e de 2024, a ERSE acompanha o comentário do CT, integrando as atualizações sucessivas que o INE realiza aos valores de IPIB, nos termos do RT em vigor, pelo que incorpora progressivamente a informação estatística mais completa constante nas publicações das Contas Nacionais Trimestrais (CNT). Esta abordagem reflete as alterações ao RT realizadas em 2023. Deste modo, os IPIB de 2023 e de 2024 constantes na proposta tarifária de 2026 correspondiam à última informação disponível nas CNT, publicadas pelo INE em 28 de agosto de 2025.

Na decisão final, a ERSE atualizou os valores dos deflatores de acordo com a informação mais recente publicada pelo INE nas CNT, de 28 de novembro de 2025, 7,49% e 4,81% para 2023 e 2024, respetivamente.

Relativamente ao IPIB de 2025, utilizado para definição das bases de custo do período de regulação 2026-2029, o CT recomendou que a ERSE utilizasse a média das últimas previsões de instituições nacionais para o cálculo das bases de custos do próximo período de regulação.

A ERSE destaca que tem sido sua prática considerar a informação mais recente da Comissão Europeia (CE) para a determinação do deflator do PIB previsional. A informação mais recente da CE (previsões de outono) aponta para um deflator de 3,2% para 2025, uma ligeira revisão em alta face aos 3,1% que constavam nas previsões de primavera consideradas na proposta tarifária.

A ERSE reconhece que o deflator utilizado para 2025 terá um impacto irreversível na definição da base de custos para o período de regulação que se inicia em 2026 e, deste modo, acolhe o comentário do CT. Desta forma, passa a considerar na definição do deflator do ano corrente, 2025, não só as previsões das instituições nacionais, mas também, de instituições internacionais[7], de forma a incorporar uma visão mais abrangente e robusta da evolução esperada da inflação.

Deste modo, o valor do deflator do PIB para 2025 passa de 3,1%, considerado na proposta tarifária, para 3,53%. Refira-se ainda que a atualização dos IPIB de 2023, 2024 e 2025 influencia transversalmente todas as atividades, afetando tanto o nível de proveitos como a definição da base de custos para o novo período de regulação que terá início em 2026.

De igual modo, e em linha com as restantes atualizações de variáveis macroeconómicas aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos, a ERSE atualizou o IPIB de 2026, de acordo com a média das previsões mais atualizadas das principais instituições nacionais e internacionais (2,53%), uma revisão em alta face ao considerado na proposta tarifária (2,2%) que correspondia às previsões de primavera da CE. Esta atualização de taxa afeta o valor de todos os investimentos previstos para o período de regulação 2026-2029 para o referencial de 2026, que integram as bases de custos TOTEX[8] das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Transporte de Energia Elétrica (TEE).

Os valores dos deflatores considerados na determinação de Proveitos e na definição das bases de custos do novo período de regulação encontram-se resumidos na tabela *infra.*

Unidade: %

IPIB 2022 (Variação terminada no 2.ºT 2022)	IPIB 2023 (Variação atualizada para 2023)	IPIB 2024 (Variação atualizada para 2024)	IPIB 2025 (Variação estimada para 2025)	IPIB 2026 (Variação prevista para 2026)
1,48	7,49	4,81	3,53	2,53

[7] As instituições incluídas nas previsões para o deflator do PIB são o Conselho de Finanças Públicas (CFP) - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029 (atualização), setembro 2025); o Banco de Portugal (BdP) - Boletim Económico, outubro 2025; o Ministério das Finanças (MF) - Orçamento do Estado 2026, outubro 2025; o Fundo Monetário Internacional (FMI) - World Economic Outlook, outubro 2025; a Comissão Europeia (CE) - Autumn 2025 Economic Forecast, novembro 2025; a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) - Economic Outlook Volume 2025 Issue 2, dezembro 2025.

[8] Do inglês "*Total Expenditure",* que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*). Por sua vez, o CAPEX, ou custo com capital, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício.

4.1.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ORT E ORD

CONSISTÊNCIA METODOLÓGICA

O CT refere que, na fixação do beta do ativo para o PR 2022-2025, a ERSE manteve a metodologia que vinha utilizando em PR anteriores, que consiste no apuramento do valor médio entre: i) estimativas próprias de beta do ativo, calculadas pela ERSE a partir da observação das cotações das ações do Grupo EDP (para a DEE) e do Grupo REN (para o TEE); e ii) a mediana dos valores de beta do ativo apurados pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER).

A este respeito, importa clarificar que a ERSE aplica, desde 2005, a mesma metodologia no apuramento dos betas dos grupos EDP e REN, não recorrendo a valores publicados por qualquer outra entidade, de forma a assegurar a consistência metodológica ao longo do tempo e a validação dos pressupostos seguidos nesse apuramento. A utilização dos valores do CEER relativos aos betas no PR 2022-2025 teve caráter excecional, uma vez que nunca antes tinha sido aplicada. Ponderando as vantagens e desvantagens da utilização desta metodologia, prevaleceu a consideração de que no cálculo do beta não devem ser utilizados valores para um parâmetro, como o beta do ativo, essencial na metodologia CAPM[9], cujo racional de apuramento seja desconhecido da ERSE. Neste sentido, desconsiderou-se a mediana dos valores dos betas, publicados pelo CEER.

No que se refere ao detalhe no cálculo do beta que o CT menciona, a ERSE reconhece a complexidade do cálculo, dando nota que procurou no documento de proposta de parâmetros para 2026-2029, submetido a parecer, detalhar essa informação no capítulo 4.4.4.3, nomeadamente na página 278. Nesse ponto, em particular, é indicado que os betas dos capitais próprios foram calculados pela ERSE com 3 anos de dados diários, a partir das cotações das empresas e dos respetivos índices locais, usando a regressão definida na equação (5).

AMOSTRA DE EMPRESAS COMPARÁVEIS À E-REDES PARA CÁLCULO DO SEU BETA

Relativamente ao cálculo do valor do beta para a atividade de DEE, o CT menciona que a ERSE utiliza uma amostra de 8 empresas que contém apenas 2 dedicadas exclusivamente a essa atividade.

[9] Capital Asset Pricing Model

A ERSE destaca que existem muito poucas empresas cotadas em bolsa que se dediquem exclusivamente à atividade de DEE, o que obriga a incluir empresas que realizem atividades semelhantes e que sejam comparáveis em termos de risco. Assim, na escolha de empresas comparáveis para cálculo do beta deverão ser tidos em conta diversos fatores, tais como: i) a percentagem de atividades reguladas associadas à operação de infraestruturas energéticas; ii) o risco das outras atividades não reguladas; iii) o nível de endividamento; e iv) o *rating* da empresa ou grupo empresarial. No caso de grupos empresariais em que a distribuição de energia elétrica tenha um peso reduzido no conjunto de atividades, o risco global pode ser muito diferente do risco dessa atividade. Por isso, uma empresa sem atividade de distribuição até pode ser mais comparável, desde que possua uma proporção relevante de atividades reguladas associadas à operação de infraestruturas energéticas. Neste sentido, na escolha de empresas comparáveis, a ERSE entende que o fator com maior relevância é o do peso das atividades reguladas associadas às infraestruturas energéticas, sem descurar, contudo, a avaliação dos outros fatores.

BETA DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Apesar do acima referido, a ERSE reconhece a preocupação do CT, que advém do beta apresentado pela ERSE para a atividade de DEE ser inferior ao considerado por outros reguladores. Por este motivo, a ERSE reviu alguns procedimentos seguidos no cálculo dos betas. Em primeiro lugar, alargou a amostra de empresas, tendo por base a avaliação dos fatores anteriormente mencionados. Adicionalmente, usou, excecionalmente, os valores dos betas publicados pela Bloomberg, em linha com a recomendação do CT.

BETA DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

O CT salienta que a utilização das cotações do grupo REN, em que se integra o ORT, compromete a representatividade estatística do beta devido à sua baixa liquidez, o que não reflete o risco da empresa e o torna inadequado para ser utilizado como parâmetro regulatório.

Importa realçar que a REN tem um *bid ask spread* (medida de iliquidez) bastante baixo, de 0,23%[10]. Quanto menor for o *bid ask spread*, maior a liquidez. É também de referir que a cotação da REN é utilizada nas amostras de empresas comparáveis consideradas por outros reguladores a que tivemos acesso (CNMC, CRE, CRU, entre outras). Por estas razões, esta abordagem tem sido consistentemente seguida nos últimos

[10] O *bid ask spread* calculado pela Bloomberg (TIME_WAVG_BID_ASK_SPREAD_PCT) à data dos cálculos do beta é de 0,23%.

20 anos. Ainda assim, de forma excecional tendo em conta o parecer do CT, a ERSE adotou o valor do beta do Grupo REN publicado pela Bloomberg, assegurando coerência com o procedimento aplicado ao beta da DEE.

MECANISMO DE INDEXAÇÃO DAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO

O CT observa que, para o ponto de partida do mecanismo de indexação das taxas de remuneração, a ERSE considerou, como referência, as cotações das OT a 10 anos da última semana do mês de setembro de 2025 (3,155%), metodologia diferente da usada no PR anterior, no qual a ERSE utilizou uma média de 3 meses, terminada a meados do mês anterior ao da publicação das tarifas. Em resposta à recomendação do CT, a ERSE reformulou o seu cálculo, usando a média dos últimos 3 meses.

4.1.3 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E DE PERDAS

O CT recomenda a manutenção da parametrização das bandas de partilha de ganhos e perdas em vigor no atual período de regulação, que se iniciou em 2022. Esta recomendação decorre do CT considerar que:

- a preocupação da ERSE relativa à incerteza quanto à execução dos investimentos propostos pelos operadores da DEE e TEE não está suficientemente fundamentada, nem é suportada pelos desvios na execução dos investimentos considerados no TOTEX[11] observados no atual período de regulação;
- a redução da largura das bandas traduz-se numa diminuição do limite absoluto de rentabilidade que os operadores podem atingir através de ganhos de eficiência e;
- a imposição deste tipo de limite à partilha de ganhos de eficiência alcançados pelos operadores desvirtua a natureza de regulação por incentivos do modelo TOTEX.

A ERSE começa por sublinhar que a avaliação do grau de execução dos investimentos não deve basear-se exclusivamente numa análise comparativa de montantes (previstos versus realizados), pois essa abordagem é incompleta. Uma coincidência nos valores de investimento executados face aos previstos pode dever-se a custos unitários dos investimentos reais superiores aos inicialmente orçamentados, ocultando atrasos da execução física dos projetos previstos. Esta situação ocorreu quer na atividade de

[11] Do inglês "*Total Expenditure",* que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*). Por sua vez, o CAPEX, ou custo com capital, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício.

TEE, quer na atividade de DEE em AT/MT, como detalhado no documento "Parâmetros de regulação para o período 2026-2029". A ERSE recorda que este mecanismo tem como meta principal incentivar ganhos de eficiência na execução dos investimentos, e não ganhos financeiros decorrentes do seu mero adiamento. Assim, as bandas definidas procuram também incentivar os operadores a submeterem planos de investimento adequados à sua real possibilidade de implementação.

Note-se, igualmente, que este mecanismo apenas se aplica à componente dos proveitos permitidos decorrente da metodologia TOTEX, não abrangendo as receitas obtidas pelos operadores através de outros incentivos regulatórios.

Deste modo, a proposta de alteração das bandas não comprometeria o incentivo à obtenção de ganhos de eficiência e de inovação por parte dos operadores, subjacente à metodologia TOTEX, dando-lhes uma margem de ganhos suficientemente ampla, como apontam as análises efetuadas que constam do documento "Parâmetros de regulação para o período 2026-2029".

Contudo, a ERSE reconhece que, não se tendo ainda aplicado este mecanismo em definitivo a um período de regulação completo, uma vez que apenas foi introduzido em 2022, poderá ser prematuro efetuar já uma alteração das suas bandas, sem se dispor de informação mais abrangente sobre o impacte deste mecanismo nas decisões dos operadores. Assim, atendendo aos comentários do CT, no período de regulação 2026-2029 serão mantidas as bandas do mecanismo de partilha aplicadas no período de regulação 2022-2025, a saber:

- na atividade de TEE, um *spread* de 0,625% para a banda moderada, e de 1,50% para a banda extrema;
- na atividade DEE, quer em AT/MT quer em BT, um *spread* de 1,00% para a banda moderada, e de 1,75% para a banda extrema.

No final do período de regulação, a ERSE reavaliará a manutenção dessas bandas, considerando a evolução da execução dos investimentos previstos e as respetivas justificações dos operadores.

4.1.4 INVESTIMENTOS ACEITES

O CT considera que, por uma questão de transparência, a informação fornecida pela ERSE sobre o cálculo da base de ativos a remunerar deve ser mais detalhada, designadamente os ajustes efetuados às previsões enviadas pelos operadores. Recomenda ainda que esta informação seja disponibilizada em formato *Excel*.

A ERSE concorda com a preocupação do CT sobre a transparência na definição dos parâmetros de custos para o próximo ciclo regulatório, designadamente na definição da base de ativos a remunerar subjacente à base de custos TOTEX. A metodologia de cálculo da renda anual associada aos investimentos baseia-se em procedimentos financeiros padronizados, sem introduzir alterações significativas ou disruptivas face aos métodos de cálculo do CAPEX[12] aplicados no período de regulação que se iniciou em 2022. Por sua vez, os valores de investimento considerados, com exceção dos valores não aceites, cujo tratamento se encontra fundamentado, baseiam-se na informação financeira enviada pelas empresas no âmbito das contas reguladas.

O processo de definição da base de ativos a remunerar desenrola-se em duas fases: primeiramente, calcula-se o CAPEX anual para cada exercício económico individual, considerando a Base de Ativos Regulados (RAB) e as amortizações reportadas. Posteriormente, para efeitos de aplicação da metodologia regulatória TOTEX, esses valores anuais de CAPEX são convertidos numa renda anual equivalente através da aplicação dos princípios da equivalência financeira de capitais.

No entanto, acompanhando a recomendação do CT, e com o intuito de garantir maior transparência, para além da explicação detalhada deste processo que já constava do documento de parâmetros levada a parecer do CT, a versão final desse documento incluirá um quadro detalhado com os vários movimentos do ativo que concorrem para o cálculo da componente CAPEX da base de custos TOTEX.

Relativamente à disponibilização da informação em formato *Excel,* esse procedimento, a efetuar-se, deveria ser transversal a todos os documentos que integram as decisões tarifárias da ERSE. Embora atualmente ainda não estejam reunidas as condições técnicas que permitam essa publicação, a ERSE tem como objetivo vir a disponibilizar, no futuro, a informação principal associada aos seus processos tarifários também em formato *Excel*.

O CT recomenda ainda que os montantes previstos de entradas em exploração de investimentos para os anos de 2027 a 2029 devem estar a preços correntes de cada um desses anos, e não a preços de 2026, como proposto pela ERSE.

[12] Do inglês "*Capital Expenditure*", inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício.

Para melhor esclarecimento do CT, recorda-se os passos de definição das bases de custos sujeitas a metas de eficiência, quer digam respeito ao TOTEX ou ao OPEX[13] : i) estima-se o valor dos proveitos permitidos para o ano inicial do período de regulação (a "componente base") a preços desse mesmo ano; ii) para determinar os proveitos dos anos seguintes, assume-se uma evolução por aplicação da fórmula IPIB - X (IPIB - Fator de Eficiência). O fator IPIB atualiza os montantes para os preços correntes de cada ano, e o fator X reflete o ganho de eficiência esperado.

Como detalhado no documento de parâmetros, algumas parcelas da base de custos TOTEX são excluídas da aplicação do IPIB-X ao longo do período de regulação, por duas ordens de razão: i) por corresponderem ao CAPEX de investimentos entrados em exploração antes da aplicação da metodologia TOTEX; ou ii) para se evitar um efeito de reavaliação da base de ativos, num contexto em que se aplica uma taxa de remuneração (custo de capital médio ponderado – CCMP) nominal.

No entanto, as restantes parcelas, que incluem a componente OPEX e a componente de amortizações dos ativos que entraram em exploração a partir de 2022, evoluem de acordo com o IPIB-X.

Neste contexto, a metodologia aplicada pela ERSE já incorpora as preocupações do CT, de garantir que a evolução dos proveitos permitidos reflete a evolução dos custos de investimento que resulta da inflação. Atualizar para preços correntes o valor dos montantes previstos de entradas em exploração nos anos de 2027 a 2029 levaria à duplicação do efeito da inflação.

Noutro plano, o CT considera que a ERSE assumiu uma posição assimétrica na determinação do CAPEX entre AT/MT e a BT, por ter proposto uma redução do investimento para o período de 2026-2029 neste último nível de tensão. O CT revela a sua preocupação sobre o impacto que esta posição possa ter: (i) na capacidade do operador da rede de distribuição (ORD) realizar os investimentos requeridos no atual contexto da transição energética; (ii) na promoção de um desequilíbrio entre o desenvolvimento dos três níveis de tensão; e (iii) na magnitude que esta diminuição pode ter nos investimentos estruturantes da BT.

O CT refere que a análise da ERSE relativamente ao grau de concretização dos investimentos na AT/MT, não apresenta uma solidez e fundamentação suficientes e diverge da análise apresentada pelo ORD. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE reavalie a sua posição relativa ao volume do CAPEX BT.

[13] Do inglês "Operational *Expenditure*", que reflete os gastos operacionais.

Tendo por base a análise efetuada ao investimento proposto no âmbito da atividade de DEE, a ERSE considera que, no geral, o racional subjacente aos investimentos propostos para a Rede Nacional de Distribuição (RND) está em linha com a versão final da proposta de PDIRD-E 2024 e com o Parecer à proposta de PDIRD-E 2024.

Sobre o plano de investimentos em BT, a ERSE considera que: (i) importa garantir um equilíbrio entre o nível de investimento realizado no passado, e aquele proposto para o próximo PR, sem que ocorra um aumento desequilibrado dos custos a suportar pelos consumidores; (ii) este investimento deverá naturalmente acompanhar os desafios que se colocam às redes elétricas com a eletrificação dos consumos energéticos e descarbonização da sociedade; (iii) o investimento proposto (traduzido em ações concretas no terreno) não deve ultrapassar as reais capacidades de concretização da empresa; (iv) contrariamente à RND, não existe ainda uma sistematização do exercício de planeamento para as redes em BT, seja em termos de aprovação pelos municípios concedentes, seja em termos de escrutínio público, à semelhança do que sucede com o PDIRD-E em AT/MT.

Em resposta à recomendação do CT, a ERSE reavaliou a sua posição relativa ao volume do CAPEX BT. No sentido de prover a definição da base de custos TOTEX de suporte factual, as conclusões da ERSE são sustentadas no nível histórico do investimento anual concretizado em BT, nos anos mais recentes (2021 a 2024), reportado em sede de contas reguladas. Nesse sentido, a ERSE considera que o nível de investimento proposto realizar entre 2026-2029 deve ser ajustado em cerca de 5,5%, em linha com o grau de concretização do investimento proposto entre 2021 e 2024 e o efetivamente concretizado para o mesmo período. Este ajuste traduz-se numa redução de 57 milhões de euros, a custos totais, no montante a incluir na base de custos TOTEX 2026-2029, valor inferior ao considerado na proposta.

4.1.5 NECESSIDADES DE FUNDO DE MANEIO

O CT considera que os desvios tarifários têm um horizonte de resolução relativamente rápido, motivo pelo qual devem estar associados a uma taxa de juro de curto prazo. Em contraste, o fundo de maneio é visto como um elemento contínuo do funcionamento das empresas, refletindo uma necessidade estrutural que acompanha toda a sua atividade operacional. Por essa razão, o CT defende que esta última componente seja tratada como um investimento de caráter duradouro, justificando a utilização de uma taxa de longo prazo, ao contrário da proposta da ERSE.

O CT também observa que, no setor do gás, a remuneração das necessidades de fundo de maneio dos CUR retalhistas já segue este princípio ao usar a mesma taxa aplicada aos ativos dos ORD do gás. Para garantir

coerência entre setores, o CT propõe que o setor elétrico adote o mesmo enquadramento, recomendando que o fundo de maneio do CUR do setor elétrico passe a ser remunerado segundo a taxa que for definida para o ORD na versão final das tarifas de 2026, e não utilizando a taxa de juro associada aos desvios provisórios de t-1 proposta pela ERSE.

A ERSE acompanha o entendimento do CT no que diz respeito à natureza estrutural das necessidades de fundo de maneio e à necessidade de as diferenciar dos desvios tarifários de natureza mais conjuntural. A ERSE está ciente de que, por norma ou conceptualmente, as necessidades de fundo maneio apresentam uma natureza mais duradoura, que justificaria a aplicação de uma taxa de juro de longo prazo, em linha com o tratamento adotado para ativos de duração similar.

No entanto, no contexto operacional específico do CUR, a ERSE recorda o referido no documento da proposta de parâmetros, nomeadamente na nota 14 do Anexo ao Balanço e Demonstrações dos Resultados (ABDR) do seu Relatório e Contas Estatutárias de 2024. Nesta nota, a SU Eletricidade refere que a "*rubrica de juros de gestão de tesouraria corresponde aos juros obtidos/suportados por via das disponibilidades depositadas/obtidas junto do Sistema de* Cashpooling *do Grupo EDP (Sistema global de gestão de tesouraria). As taxas de juro médias consideradas são definidas contratualmente, estão de acordo com as taxas de mercado e aplicam-se sobre o valor médio das necessidades de fundo de maneio no âmbito da Política da gestão de tesouraria do Grupo*". Ademais, e de acordo com a informação constante do Dossier Fiscal dos Preços de Transferência, é referido que a taxa contratualizada para as necessidades de financiamento de curto prazo de tesouraria corresponde à taxa Euribor 1M acrescida de um spread comum a todas empresas de 0,456%, acrescendo um segundo spread específico por unidades de negócio. No caso específico das unidades reguladas é aplicado um spread de 0,00%. Esta taxa é, ainda assim, inferior à que decorre da remuneração do fundo de maneio à taxa aplicada aos ajustamentos tarifários.

Por este motivo, a ERSE mantém a proposta de remuneração das necessidades de fundo de maneio do CUR e do GIG à taxa aplicada aos ajustamentos tarifários, regra geral mais alta que a aplicada pela própria empresa para estas necessidades de financiamento.

4.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2026 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO 2026-2029 DAS ATIVIDADES REGULADAS

4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DO ORT

4.2.1.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O CT considera que o modelo regulatório atualmente aplicado à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), assente no incentivo à redução de custos controláveis, tendo por base os custos do passado, encontra-se desadequado à nova realidade de obrigações crescentes e complexidade de atuação do Gestor de Sistema.

A ERSE reconhece que existem desafios crescentes para esta atividade, que se têm refletido num aumento dos custos operacionais, quer controláveis, quer não controláveis pela empresa. Neste contexto, a proposta tarifária para 2026 incluiu um conjunto de medidas que procuraram refletir essas preocupações, designadamente a aplicação de um fator de partilha que privilegia os custos reais da empresa (75% dos custos reais e 25% dos custos aceites), a redução da meta de eficiência de 1,5% para 0,5% e a inclusão de um incentivo regulatório específico, que confere à REN uma fonte adicional de receita potencial.

Contudo, considera-se que, mesmo na regulação desta atividade, é indesejável dissociar a definição dos proveitos permitidos da promoção da eficiência económica associada aos custos efetivamente controláveis. A abordagem adotada pela ERSE não compromete o equilíbrio económico-financeiro da empresa, mas permite manter incentivos à eficiência, em benefício dos consumidores.

No entanto, no sentido de se incorporarem as considerações do CT, na decisão tarifária para 2026 aproximou-se ainda mais a base de custos OPEX para 2026 dos custos reais desta atividade, alterando-se o fator de partilha para 85% dos custos reais e 15% dos custos aceites. De forma a evitar desvios de liquidez nesta atividade, passa também a reconhecer-se, a título previsional, uma proporção das estimativas de custos não controláveis (designadamente com plataformas europeias), recuperados através da parcela de custos não sujeitos a metas de eficiência. Esta previsão será posteriormente ajustada para efeito do cálculo dos ajustamentos definitivos, com base na análise casuística de cada custo efetivamente incorrido.

4.2.1.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

O CT considera que, na repartição das parcelas da base de custos TOTEX entre as componentes fixa e variável, não se deve dissociar a componente OPEX da evolução dos indutores físicos. Considera ainda que carece de melhor justificação a metodologia proposta pela ERSE de variabilizar custos com amortizações de ativos entrados em exploração antes de 2026.

Na metodologia TOTEX, a alocação inicial entre componente fixa e componente que varia com indutores físicos, não pretende sinalizar um tratamento separado dos custos com natureza de OPEX dos com natureza de CAPEX (amortizações de ativos entrados em exploração a partir de 2022). A base de custos TOTEX inicial deve ser vista como o valor agregado de todos os recursos ao dispor dos operadores para fazerem face aos custos eficientes do período de regulação, sem distinguir entre OPEX e CAPEX.

No entanto, em termos práticos, como explicado no documento da proposta de parâmetros para o período de regulação 2026-2029, no cálculo inicial das várias parcelas do TOTEX que evoluem com IPIB-X, os montantes que resultam da avaliação dos gastos operacionais e das amortizações de ativos entrados em exploração após 2022[14] podem ser tratados de forma diferenciada. A necessidade de manter um tratamento inicial diferenciado pretende garantir: (i) a total transparência e rastreabilidade destas parcelas dos proveitos permitidos devido às suas especificidades[15] e (ii) acomodar outras restrições associadas à evolução das parcelas do TOTEX, designadamente o reflexo do mecanismo de indexação da taxa de remuneração.

A metodologia TOTEX pressupõe que, uma vez incluídas as diferentes naturezas de gastos nas bases de custo iniciais, a evolução das parcelas deve ser vista de uma forma agregada, e não separada entre OPEX e CAPEX (amortizações de ativos entrados em exploração a partir de 2022).

Sublinhe-se que a aplicação deste procedimento na proposta tarifária para 2026 resultou numa proporção do montante da base de custos TOTEX inicial que evolui com indutores físicos muito superior à definida no início do período de regulação 2022-2025: 12,2% face a 4,4%.

[14] Sobre esta questão, a ERSE escreveu, no capítulo 3.1.2 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029" que: "*Adicionalmente, uma parte da parcela de amortizações pós 2022 referente aos ativos entrados em exploração até ao final de 2025 é fixa. Esta particularidade foi ponderada na alocação de pesos às componentes fixa e variáveis. Contudo, este efeito não foi integralmente internalizado na alocação da componente fixa, para evitar que os pesos das componentes do TOTEX que variam com indutores físicos seja exígua e, principalmente, para não associar integralmente as parcelas à natureza dos custos.*"

[15] Por exemplo, o compromisso da ERSE de considerar investimentos aprovados em sede de Planos de Desenvolvimento e Investimento em Infraestruturas de rede.

Assim, a ERSE entende que a metodologia aplicada na proposta tarifária para 2026 já permite acomodar a preocupação do CT, de que a evolução dos proveitos permitidos decorrentes do TOTEX deve refletir eventuais variações dos gastos operacionais da atividade de TEE em função da evolução dos indutores físicos. Tratar-se separadamente a componente OPEX na alocação a indutores físicos, como sugerido pelo CT, poderia desvirtuar os sinais regulatórios que se pretende transmitir aos operadores através da metodologia de *revenue cap* aplicado ao TOTEX. Deste modo, manter-se-á a proporção da base de custos TOTEX que varia com indutores físicos.

O CT recomenda, igualmente, que sejam reconhecidos, nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), os custos de operação e manutenção decorrentes de ativos que entrarem em exploração durante o período de regulação 2026-2029, mas que tenham sido excluídos da base de custos TOTEX, designadamente os investimentos decorrentes de aprovações autónomas e da atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo.

De um modo geral, o valor de OPEX incorporado na base de custos TOTEX já reflete todo o OPEX da atividade de TEE, independentemente de os investimentos estarem considerados dentro ou fora do TOTEX. Este foi sempre o pressuposto das metodologias de regulação aplicadas pela ERSE, mesmo quando a atividade de TEE foi regulada por uma metodologia combinada de *revenue cap* aplicada ao OPEX e de custos aceites ao CAPEX. Note-se que, como evidenciado no documento da proposta de parâmetros de regulação para o período 2026-2029, o OPEX da atividade de TEE tem demonstrado estabilidade nos últimos anos, independentemente do nível de investimento.

Acresce que, no período de regulação 2026-2029, eventuais desvios entre os gastos efetivamente ocorridos e os proveitos permitidos decorrentes da metodologia TOTEX podem ser recuperados através do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

Contudo, num contexto de renovação e digitalização das redes, reconhece-se que existem desafios crescentes a nível dos gastos operacionais na atividade de TEE, designadamente a tendência de migração dos gastos com sistemas de informação, de CAPEX para OPEX.

Neste quadro, procurando incorporar as preocupações do CT e garantir o equilíbrio dos sinais da metodologia TOTEX entre gastos com natureza de OPEX e de CAPEX, a ERSE alterou o fator de partilha entre o OPEX real e OPEX aceite, na definição da componente OPEX da base de custos TOTEX inicial. Este fator passa assim para 60% dos custos aceites (que são superiores aos reais) e 40% dos custos reais, face a

um fator de 50%/50% na proposta tarifária, o que levou a um aumento da componente OPEX na base de custos TOTEX da atividade de TEE.

4.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DO OLMCA

Sobre os proveitos da atividade de operação logística de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA), o CT considera prioritário que a ERSE promova junto do Governo as diligências necessárias para a concretização do procedimento concorrencial para a atribuição da respetiva licença. Considera ainda que no cálculo dos proveitos desta atividade devem ser incluídos os valores previsionais até 2029.

A ERSE acompanha a preocupação do CT quanto ao facto de ainda não estar concluída a atribuição da licença para a atividade de agregador. Para além das atuais referências sobre este tema nos documentos que publica, e embora seja um procedimento que ultrapassa a esfera de atuação da ERSE, a ERSE procurará diligenciar junto do Governo, no sentido de alertar para o atraso e as consequências que podem advir da não atribuição da licença para a atividade de agregador.

Como definido no RT, no início de cada novo período de regulação as empresas devem reportar informação relativa às previsões para todos os anos do período de regulação, procedimento que não foi seguido pela ADENE. Neste contexto, no cálculo dos proveitos permitidos do OLMCA para a proposta tarifária, a ERSE considerou a melhor informação de que dispunha àquela data. Posteriormente, com o envio de informação mais completa por parte da empresa, já foi possível atualizar, de acordo com a mesma metodologia, a base de custos para o novo período de regulação.

4.2.3 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DO CUR

Relativamente ao aumento da componente fixa de 40% para 45% proposto pela ERSE, o CT considera que ainda existe margem para uma maior aproximação entre o proveito permitido e a estrutura efetiva de custos da empresa.

A ERSE reconhece as preocupações do CT relativas à estrutura de custos da empresa. No entanto, importa salientar que a definição de uma componente fixa dos proveitos permitidos, inferior à componente variável, visa transmitir um sinal regulatório claro no sentido da empresa flexibilizar a sua estrutura de custos. Esta reestruturação será fundamental para que a empresa seja capaz de responder à previsível queda abrupta da atividade de comercialização durante o próximo período regulatório, mitigando o impacto nas tarifas reguladas e, consequentemente, nos consumidores de energia. Refira-se ainda que o

nível de custos fixos de 45% assegura adequadamente os recursos necessários para realizar a atividade num cenário extremo de fim das tarifas transitórias de venda a clientes finais, restringida ao regime supletivo.

4.2.4 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DAS EMPRESAS REGULADAS DAS RA

4.2.4.1 BASES DE CUSTO E FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2026-2029

O CT questiona a validade do benchmarking utilizado para definição das metas de eficiência das empresas insulares. O CT considera que este exercício apresenta uma fragilidade metodológica, uma vez que as empresas insulares são as únicas, com esta especificidade geográfica, a integrar a amostra. Neste âmbito, recomenda que a ERSE realize uma análise mais aprofundada que permita identificar os custos eficientes, por Região Autónoma (RA) e, em particular, por ilha, necessários à realização das diversas atividades.

A ERSE compreende a preocupação do CT relativamente à aplicação do estudo de *benchmarking* como fundamento das metas de eficiência aplicadas à atividade de distribuição das RA. Tal como referido pelo CT, a ERSE também está ciente de que o estudo não inclui outros operadores de rede de distribuição insulares além da EDA e EEM, uma limitação difícil de ultrapassar devido à indisponibilidade de dados ou de entidades estritamente comparáveis.

Ainda assim, a ERSE considera ser benéfico incluir as empresas insulares no estudo, por permitir aferir a sua evolução e o seu posicionamento relativo face a concorrentes do setor, sem ignorar, contudo, o meio específico em que estas empresas atuam. Assim, justifica-se a inclusão da EDA e da EEM numa amostra em que restantes empresas não são insulares. Os resultados do estudo são avaliados pela ERSE, com base nos seguintes critérios:

- Avaliação da evolução individual: o estudo permite à ERSE e às próprias empresas insulares avaliar a sua evolução de desempenho ao longo do tempo (análise longitudinal), verificando se estão a progredir em eficiência, independentemente das diferenças estruturais face aos restantes operadores, em especial a principal empresa distribuidora do continente.
- Identificação do posicionamento relativo: o estudo oferece um referencial de desempenho, permitindo identificar a magnitude das diferenças de custos e perceber se os custos são justificados pela insularidade ou por ineficiências que podem ser corrigidas.
- Estimativa do impacto de fatores específicos: a comparação inicial, ainda que imperfeita, é útil para isolar e quantificar o impacto real dos fatores da insularidade (a dispersão geográfica, distância face ao

continente, etc.) nos custos operacionais. Refira-se que o efeito escala é parcialmente mitigado com a metodologia empregue. Estes fatores são posteriormente ajustados ou tidos em conta na decisão final.

A ERSE tem consciência das especificidades das empresas insulares. Por esse motivo, não aplica os resultados do estudo de forma automática na definição das metas de eficiência. O estudo de benchmarking serve principalmente como uma ferramenta adicional para a definição das metas de eficiência a aplicar à atividade de distribuição da EDA e da EEM. A definição final das metas de eficiência das empresas insulares pondera não só os resultados do estudo do *benchmarking*, mas também outros elementos que permitem entender os fundamentos da evolução dos recursos utilizados por essas empresas nos contextos geográficos tão exigentes em que operam.

Estes elementos resultam igualmente da interação regular com as empresas insulares. Nesse particular, e atendendo à preocupação manifestada pelo CT, a ERSE procurará aprofundar ainda mais a compreensão dos motivos, controláveis ou não pelas empresas insulares, que influenciam o desempenho económico dos operadores de rede das RAA e da RAM.

4.2.4.2 MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS RA

O CT manifesta a sua preocupação relativamente ao tema dos combustíveis para a produção de eletricidade nas RA e refere, também, "…que a ERSE não fez alterações ao quadro regulatório para determinação dos custos eficientes para aquisição de combustíveis nas RA para 2026-2029, ignorando as recomendações do CT.". O CT recomenda, no âmbito do mecanismo de aquisição de combustíveis, que a abordagem regulatória acompanhe as especificidades de cada RA e recomenda que, na definição dos parâmetros para o período regulatório 2026-2029, a ERSE tenha em consideração o impacto da inflação em todos os parâmetros dos custos com combustíveis maioritariamente constituídos por custos operacionais, excluindo a matéria-prima.

Tal como é referido pelo CT, a ERSE também tem manifestado desde sempre disponibilidade para rever o mecanismo quando tal seja justificável. As alterações propostas pela ERSE no âmbito do mecanismo de aquisição de combustíveis para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para o período de regulação 2026-2029, focaram-se essencialmente na vertente de aquisição de gás natural por parte da EEM. Tal facto advém da análise aos resultados apresentados num estudo encomendado pela empresa, para avaliar a formação do preço de aquisição de gás natural para a produção de eletricidade na Madeira, bem como a sustentabilidade do modelo de fornecimento atualmente existente. O estudo, efetuado pela

consultora DNV, foi enviado à ERSE em junho de 2025. Após analisá-lo, a ERSE entendeu haver a necessidade de rever alguns dos parâmetros relacionados com a aquisição de gás natural na RAM.

O facto da revisão dos parâmetros não ter sido extensiva aos restantes combustíveis, fuelóleo e gasóleo, decorre do facto de ao longo do período de regulação anterior, 2021 a 2025, terem ocorrido três revisões dos parâmetros fixados inicialmente para esse período de regulação: i) através da Instrução n.º 9/2022, de 18 de outubro; ii) através da Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto e iii) pela Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro. Tais revisões implicaram a alteração ao longo desse período de regulação da quase totalidade dos parâmetros inicialmente fixados.

As dificuldades demonstradas pelas empresas para adjudicação do fornecimento de alguns combustíveis poderão dever-se, pelo menos em parte, a opções das próprias empresas ou a constrangimentos estruturais que extravasam a definição de parâmetros, em particular, no caso da aquisição de fuelóleo pela EDA. Esta empresa continua a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 1%, apesar do mecanismo de custos de referência prever o consumo de fuelóleo com um teor de enxofre mais baixo, opção já tomada pela EEM em 2022, sem que o reconhecimento dos custos acrescidos com a aquisição desse produto esteja em causa. Outro aspeto relevante para a aquisição de fuelóleo na RAA, é o facto das instalações de armazenamento de fuelóleo nas diversas ilhas serem propriedade do atual fornecedor, o que pode configurar uma barreira à entrada de potenciais interessados em fornecer fuelóleo na RAA.O próprio CT relembra no seu parecer que em tempo útil incentivou as RA a procederem à substituição do tipo de combustíveis das centrais termoelétricas, de forma progressiva, aproveitando os fundos europeus destinados às Regiões Ultraperiféricas.

Contudo, a ERSE concorda que alguns aspetos dos atuais parâmetros merecem ser já revisitados, tal como refere o CT, em particular, para refletirem a evolução da inflação e para atenderem, no caso do desconto aplicado ao gasóleo da EDA, ao resultado do último contrato de fornecimento. Neste sentido, a ERSE procedeu à revisão de alguns parâmetros, conforme evidenciado em maior detalhe no documento "Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029". Assim, para o fuelóleo foram revistos os seguintes parâmetros: (i) margem de comercialização da EDA e da EEM; (ii) "*service fee for unloading services*" das ilhas da Madeira e do Porto Santo, para a EEM; e (iii) as componentes de OPEX dos custos de armazenamento de todas as instalações. Ao nível do gasóleo foram revistos os parâmetros de transporte e armazenamento para a EDA e EEM, o ajustamento ao preço de mercado para a EDA, o desconto do gasóleo da EDA e as componentes de OPEX dos custos de armazenamento de todas as instalações. Para o gás natural, embora os parâmetros tenham sido fixados com base no estudo de junho de 2025, foram revistos os parâmetros de transporte e a componente de OPEX dos custos de armazenamento.

A generalidade dos parâmetros anteriormente mencionados foi atualizada para 2026 com o IPIB ocorrido entre o momento em que foram calculados e o ano de 2026. A exceção foi a atualização do desconto aplicado às aquisições de gasóleo da EDA, em que foi considerado o valor do atual contrato de fornecimento. Estes parâmetros serão atualizados anualmente, ao longo do período de regulação 2026-2029, com o IPIB previsto e posteriormente corrigidos com o IPIB ocorrido.

As alterações agora introduzidas pretendem que as empresas insulares tenham uma maior facilidade na adjudicação do fornecimento de combustíveis para a produção de eletricidade. Contudo, permanece a necessidade de as duas empresas continuarem a fazer uma transição tecnológica sustentável, com maior recurso à produção renovável, que nos sistemas insulares da EDA e da EEM tem-se revelado, na generalidade, bastante competitiva comparativamente aos custos da produção convencional a partir de combustíveis fósseis, contribuindo em simultâneo para aumentar independência energética das duas Regiões Autónomas. As duas empresas terão também de continuar a envidar os esforços necessários junto das suas tutelas, para que haja uma maior facilidade no acesso às infraestruturas de armazenamento de combustíveis em cada Região, o que poderá fomentar a concorrência e facilitar o aparecimento de novos entrantes no mercado de combustíveis de cada Região.

4.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DAS ATIVIDADES REGULADAS A DESENVOLVER PELO OMIP

O CT recomenda a definição de proveitos permitidos previsionais para 2026 aplicáveis às atividades do GIG e do RCBE, de forma a evitar a geração de desvios nestas atividades. A ERSE regista os comentários apresentados pelo CT, os quais mereceram a devida atenção.

Importa salientar que o RT, com o enquadramento das atividades reguladas desenvolvidas pelo gestor de mercado a prazo, incluindo o GIG e o RCBE, apenas entrou em vigor no passado dia 7 de novembro. Esta circunstância torna particularmente exigente e reduzido o prazo disponível, tanto para a empresa como para o regulador, para a definição dos respetivos proveitos permitidos. Não obstante, no caso da atividade de RCBE foi possível determinar os proveitos permitidos para 2026. Conforme explicitado no documento "Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico", estes montantes serão recuperados supletivamente pelo GGS, devendo ser neutros para o sistema elétrico nacional no final do período de instalação.

Quanto à atividade do GIG, tendo em conta o referido, e não tendo sido possível em tempo oportuno implementar o procedimento de reporte da informação previsional necessária à definição dos proveitos do exercício tarifário de 2026, este vai desenrolar-se da seguinte forma:

- O operador da atividade GIG, nesse ano, continuará a faturar o montante calculado nos termos efetuados até data, deduzido do valor apurado na ação de fiscalização relativo aos exercícios de 2020 a 2023, no âmbito da definição dos custos eficientes, determinado no Artigo 19.º da Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril.
- Os proveitos permitidos de 2026 serão determinados no processo tarifário de 2028, seguindo o procedimento associado aos ajustamentos tarifários definido no RT.

Durante o ano de 2026 a ERSE irá implementar o procedimento de reporte de informação necessária à definição dos proveitos permitidos para o exercício tarifário de 2027.

4.3 INCENTIVOS REGULATÓRIOS DO ORT E ORD

4.3.1 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA GGS (IMDGGS)

O CT comenta que teria sido preferível manter o detalhe dos incentivos num documento autónomo do RT. Sobre esta opção, importa referir que a mesma não altera o processo formal de aprovação, apenas a peça de regulamentação em concreto. A ERSE optou por manter no RT a concentração de regras aplicáveis aos incentivos, para evitar a dispersão regulamentar.

INCENTIVO À PARTICIPAÇÃO NOS SERVIÇOS DE SISTEMA

O CT sugere considerar como elegíveis as centrais solares eólicas e hidroelétricas que sejam do tipo C ou D (acima de 10 MW).

Nota-se que o RT exclui explicitamente estas centrais do incentivo, não podendo os parâmetros a definir contrariar a norma do RT. A ERSE justificou esta norma, explicando que as centrais do tipo C e D já têm incentivos relevantes à habilitação, quer pela sua natureza e capacidade técnica, quer por passarem a suportar encargos de regulação para o sistema caso não se habilitem. Dessa forma, espera-se que a habilitação deste universo de unidades físicas não seja um problema. Confirmando esta expectativa, refere-

se que nos primeiros 7 meses de 2025 se habilitaram 753 MW em unidades físicas para prestar mFRR, todas não elegíveis para o incentivo.

O CT comenta também que a exclusão da potência habilitada no contexto de projetos-piloto irá desincentivar estes projetos.

A ERSE esclarece que a norma de exclusão não impede que as unidades físicas habilitadas no contexto de projetos-piloto sejam consideradas no incentivo. Apenas se excluem as unidades habilitadas no contexto de projetos-piloto que sejam descontinuados em menos de um ano e que não sejam substituídos pela prestação regular do serviço. Assim, a potência habilitada em projetos-piloto que perdurem mais de um ano, ou cujo serviço passe a ser prestado no âmbito das regras gerais do MPGGS, é considerada elegível para o incentivo, sem prejuízo dos restantes critérios. Uma vez que o incentivo é apurado depois de fechado o ano, com a informação real do ano tarifário "t-2", é possível que este critério seja verificado em momento compatível com o envio da informação real para cálculo dos proveitos.

INCENTIVO À MELHORIA DAS PREVISÕES DE PRODUÇÃO DE ORIGEM RENOVÁVEL

O CT reforçou alguns dos comentários que já tinha feito no Parecer à revisão do RT, em particular sublinhando que há fatores de evolução do mercado que apontam para uma dificuldade acrescida nas previsões da produção feitas pelo GGS. Nessa medida, questiona se o valor de referência para o erro de previsão não será demasiado otimista.

O CT sugere ainda que a ERSE considere fixar um valor de referência fixo para o período regulatório, calculado com base na média dos últimos três anos do período regulatório cessante. E que o indicador do incentivo resulte também ele de uma média móvel.

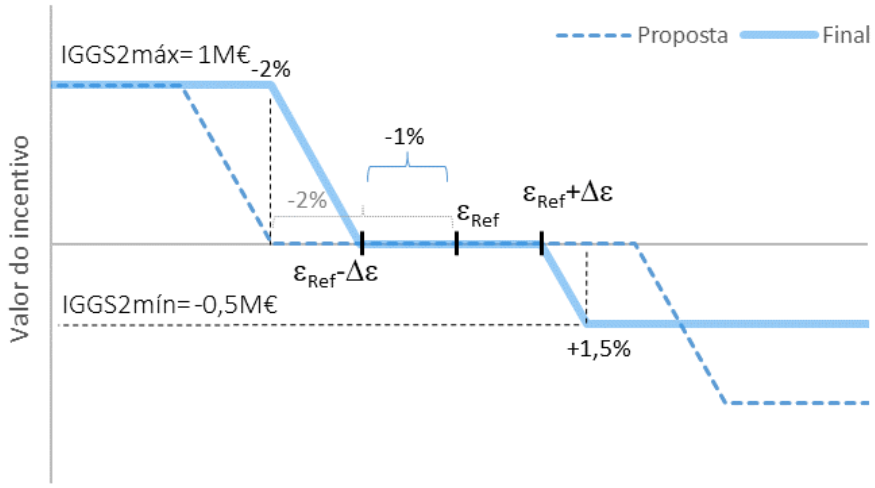
A ERSE nota que algumas das sugestões do CT contrariam a metodologia aprovada no RT, não havendo margem de decisão para tal no âmbito da fixação dos parâmetros. Não se considera otimista uma referência que resulta de uma média móvel e, portanto, de valores reais atingidos num passado recente. Pelo contrário, a consideração de uma média histórica fixa poderia não reconhecer o impacte de fatores estruturais que pressionem o erro de previsão em alta, como também referido pelo próprio CT.

A ERSE reconhece que a banda morta é muito significativa, arriscando-se a neutralizar os ganhos do modelo de previsão, mas essa proposta decorreu da procura de um equilíbrio que não se materializasse num risco de penalização por efeitos da volatilidade do erro.

Ainda assim, atendendo aos comentários do CT, a ERSE reformulou os parâmetros do incentivo de forma a: i) aumentarem a banda ativa do incentivo e ii) rebalancearem o nível de risco do incentivo.

Em concreto, conforme apresentado na Figura 4-1, a ERSE reduziu a banda morta para ±1%, passando a atingir o mesmo valor de prémio máximo com ganhos de 2%, e reduziu a penalidade máxima para 0,5 milhões de euros, que se atinge com um erro superior à referência em 1,5%. A ERSE alterou ainda a ponderação do erro real nos dois anos anteriores, para um peso uniforme (50/50), de forma a não penalizar o operador por um bom resultado no ano anterior. Esta opção tem a consequência de não corrigir tão rapidamente a referência face a um aumento do erro de previsão que resulte de fatores estruturais.

Figura 4-1 - Parametrização do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável



4.3.2 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA TEE (IMDT)

Nos seus comentários à proposta de parâmetros do IMDT, o CT começa por sinalizar como positivo a introdução das várias componentes inovadoras que compõem o IMDT, designadamente ao nível do acesso com restrições, considerando ser uma solução de continuidade no conceito geral deste incentivo. No entanto, face ao seu carácter inovatório, o CT considera que teria sido mais prudente que as regras de detalhe dos incentivos tivessem ficado definidos fora do RT, designadamente em normativo autónomo da ERSE, por forma a que todo o detalhe de aplicação dos mesmos ficasse concentrado num único documento e evitasse eventuais alterações ao RT durante o PR.

Apesar de se reconhecer a mais valia que seria adotar a recomendação do CT, a ERSE considera que a inclusão das regras do incentivo no RT contribui para uma maior clareza regulamentar, face à opção em que as regras de funcionamento do incentivo estivessem dispersas por vários documentos. Não obstante, a ERSE considera que, em sede de subregulamentação e do documento de parâmetros, é possível definir algum do detalhe sobre o funcionamento do incentivo, incluindo os parâmetros que regem o mesmo, num momento posterior à publicação do RT.

Sobre as duas componentes do IMDT relativas à disponibilidade dos equipamentos da RNT (C1) e à melhoria da qualidade de serviço técnico (C2), o CT regista como positivo a continuidade de incentivo no que respeita a estes dois indicadores, que permitem avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT que evitem uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT e permitem manter os padrões de qualidade de serviço num contexto de modelo TOTEX.

Disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais

Já sobre a componente relativa à disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais (C3), o CT reconhece a relevância da capacidade de interligação para fins comerciais em mercado, mas realça que esta não resulta apenas da capacidade física da interligação, mas também das circunstâncias de mercado que ditam os trânsitos de energia em Portugal e Espanha, a par da gestão e operação de cada um dos sistemas ibéricos. Salienta, por isso, a natureza variável da capacidade de interligação, e realça a necessária ação do operador de rede para manter níveis consistentes de capacidade elevada.
Face à proposta da ERSE sobre o funcionamento desta componente do IMDT, o CT defende que o valor de referência seja fixo para todo o PR, evitando que o valor anual da potência de referência possa ser afetado por períodos temporais com observações anormalmente elevadas ou reduzidas, interferindo assim na correta avaliação do esforço efetivo de maximizar a capacidade para fins comerciais.

A ERSE teve em consideração esta preocupação do CT, partilhada também pela REN nos seus comentários apresentados à ERSE, e reformulou o funcionamento da componente C3. Nesse sentido, adotou-se um valor fixo para a potência de referência, para cada sentido de trânsito, embora esse valor não seja fixo para todo o período regulatório, mas sim para cada dois anos, com um valor fixo para o biénio 2026-2027, e outro valor fixo para os dois anos finais do período regulatório 2028-2029, permitindo assim algum grau de adaptação e de maior exigência do incentivo. No entanto, a ERSE não faz depender esses valores fixos do histórico de capacidade ocorrido no triénio 2023-2025, decidindo fixar os valores com base na expectativa da evolução da capacidade de interligação no curto prazo, que se espera venha a ser superior ao histórico recente.

Efetivamente, face à indefinição do valor exato de capacidade que pode vir a ocorrer no curto prazo, na sequência da entrada em exploração da linha Minho-Galiza, e da respetiva atuação do ORT, a ERSE considera que uma incorreta definição do valor de referência, poderia conduzir a um funcionamento incorreto do incentivo.

Para a definição do valor de referência, a ERSE teve também em consideração que, em sede do RMSA-E 2024, a REN referiu que "*no horizonte 2027, com a entrada em serviço da interligação Minho – Galiza (atualmente prevista ocorrer até final de 2025), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores mínimos de capacidade comercial de interligação de 3500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4200 MW no sentido Espanha→Portugal, ou seja, acima dos 3000 MW propostos pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL*".

Assim, atendendo a esta expetativa de crescimento da capacidade de interligação em ambos os sentidos, a ERSE decide fixar o valor de referência em 3800 MW para 2026-2027 e 3900 MW para 2028-2029, no sentido importador, enquanto que, no sentido exportador, decide fixar a referência em 3100 MW para 2026-2027 e 3200 MW para 2028-2029.

Em paralelo a esta alteração, a ERSE concorda em adotar uma das recomendações do ORT, no sentido de diminuir a volatilidade traduzida pelo uso de um indicador de desempenho com base anual, decidindo alterar esse indicador de desempenho anual para um indicador baseado na média móvel de 3 anos. A ERSE ajustou ainda os valores limites máximo e mínimo de aplicação do incentivo (delta de 7,5% acima e abaixo do valor de referência) correspondentes à variação máxima e mínima de aplicação do incentivo, ou seja, ao prémio máximo e à penalidade máxima.

Deste modo, a ERSE considera conseguir conjugar três fatores: reduzir a volatilidade, ser exigente nos sinais transmitidos ao ORT e garantir uma maior previsão em termos de aplicação desta componente do incentivo.

Atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições

O CT considera necessário clarificar se o incentivo se aplica à capacidade atribuída em cada ano do PR ou se se aplica ao acumulado da capacidade atribuída desde o dia 1 de janeiro de 2026, até 31 de dezembro do respetivo ano de aplicação do incentivo.

Sobre esta questão, clarifica-se que o incentivo incide sobre a capacidade atribuída em cada ano civil do PR. De outro modo, o incentivo perderia a sua eficácia, na medida em que o ORT poderia garantir o prémio

máximo durante 4 anos, caso conseguisse atingir o valor de capacidade objetivo logo no primeiro ou segundo ano do PR. Com uma aplicação em base anual, existe um sinal económico transmitido ao ORT em cada um dos anos.

Valorização unitária

Na definição da valorização unitária do incentivo, o CT realça a ausência de documentação de suporte que permita replicar a valorização determinada pela ERSE de 3000 €/MVA, resultante da combinação dos benefícios (i) do adiamento do investimento que seria necessário para que a capacidade atribuída com restrições tivesse natureza firme (4000 €/MVA), (ii) da ligação de um maior volume de nova produção renovável, designadamente reduzindo os custos do SEN em situações de limitação na capacidade de interligação comercial, associado ao custo do mecanismo ITC (2000 €/MVA); e tendo ainda em conta (iii) o custo unitário da capacidade atribuída a instalações de consumo de energia elétrica na zona de grande procura (ZGP) de Sines (superior a 5000 €/MVA).

Face a esta abordagem da ERSE, o CT defende que o valor obtido deveria ter em conta a partilha dos diversos benefícios para o sistema que não se traduzem apenas nos apresentados, devendo privilegiar o benefício para o SEN da antecipação das ligações, bem como ser mais sensível ao valor do investimento nas redes adiado, como por exemplo, o baseado no valor unitário deduzido a partir dos custos de investimento para ligação de instalações de consumo na ZGP de Sines.

A ERSE reviu a sua proposta de valorização unitária, atendendo aos comentários do CT, alinhados com a preocupação expressa pela REN, que defende que a valorização considerada pela ERSE é insuficiente, não traduzindo a totalidade dos benefícios decorrentes da atribuição de capacidade com restrições. Defende o CT que essa valorização deve considerar não apenas os benefícios identificados pela ERSE (revistos em alta), mas também os benefícios decorrentes de antecipar a ligação de novos produtores ou instalações de armazenamento, ou de instalações de consumo. Esta posição traduz-se numa valorização da capacidade entre 8000 €/MVA e 10000 €/MVA.

Para além da posição do CT, a ERSE teve por base os cálculos realizados pela REN remetidos à ERSE, assim como o racional subjacente aos mesmos (abordagem também defendida pelo ORD), e concorda que os benefícios da atribuição da capacidade não se resumem ao ano de atribuição (ou de ligação), estendendo-se num período de tempo de 4 a 5 anos, enquanto são concretizados os investimentos necessários para a criação de capacidade firme para substituir a capacidade atribuída com restrições. Esta abordagem defendida pelos operadores e validada pela ERSE, traduz-se num benefício de cerca de

20000 €/MVA, que resulta de assumir um período de 4-5 anos de concretização dos PDIR, com uma valorização anual de 4000-5000 €/MVA. Repartindo esse benefício de 20000 €/MVA entre ORT e SEN, a ERSE decide fixar o valor unitário do incentivo em 10000 €/MVA.

Cálculo do incentivo

O CT realça que a aplicação dos parâmetros propostos pela ERSE à formulação expressa no RT (art.º 161.º) para o cálculo da componente IMDT2, não permite atingir o objetivo desejado proposto pela ERSE, uma vez que obriga à atribuição de um volume de capacidade anual da ordem de 4 GW (quando a ERSE refere ser possível recolher o prémio máximo do incentivo com uma capacidade entre 1334 MVA e 2667 MVA), para o caso da capacidade de injeção na rede (com valores 4x inferiores para a capacidade de alimentação de consumo).

O CT defende por isso a reapreciação da formulação do RT.

A ERSE valida a observação do CT, identificando uma incorreta definição dos parâmetros ponderadores de cada componente do incentivo α4a, α4b, α5a e α5b, cuja soma deve ser 1,0 e não 2,0 como definido pela ERSE na sua proposta de parâmetros.

Reconhecendo essa incorreção, a ERSE decide adiar a parametrização do IMDT para um momento posterior, propondo auscultar os operadores de rede sobre essa parametrização, beneficiando assim da visão de ambos. Para tal, a ERSE solicitará o envio de uma proposta conjunta dos operadores de rede até 31 de março de 2026. Esta decisão resulta dos comentários do ORT de solicitar uma maior flexibilidade na definição das metas de capacidade a atingir em cada componente, tendo em linha alguma incerteza e falta de experiência desta modalidade de acesso.

Com esta abordagem, a ERSE permite assim ao ORT, em conjunto com o ORD, definir qual o valor de prémio máximo associado a cada componente (injeção ou consumo) em cada ano, de modo a que reflita, por um lado, o real interesse dos promotores, e, por outro, o esforço e a capacidade dos operadores de rede em atribuir a capacidade com restrições. Esse valor de prémio definido traduzir-se-á diretamente nos valores mínimos de capacidade que o ORD deverá atribuir em cada componente, com uma relação de 100 MVA a atribuir por cada 1 milhão de euros de prémio.

Para definir esse prémio anual por cada componente do IMDT2 (injeção e consumo), o ORT deve definir em conformidade quais os valores dos ponderadores (α4a e α4b), para a capacidade de injeção e quais os ponderadores (α5a e α5b) para a capacidade de alimentação de consumo.

Por exemplo, para um valor de $\alpha 4a = 0,2$ e $\alpha 4b = 0,2$ e um valor de $\alpha 5a = 0,3$ e $\alpha 5b = 0,3$, o ORT recebe até 2 milhões de euros se atribuir 200 MVA de capacidade de injeção e 3 milhões de euros se atribuir 300 MVA de capacidade de alimentação de consumo (a soma das metas deve dar 500 MVA, que valorizada a 10000 €/MVA resulta no prémio máximo de 5 milhões de euros para o IMDT2). Alterando esta distribuição de ponderadores, o ORT altera o prémio anual por componente e as metas de capacidade para a injeção ou para o consumo, mas sempre limitado ao valor do prémio máximo do incentivo.

Em complemento, em função do peso relativo entre $\alpha 4a$ e $\alpha 4b$, o ORT define se o incentivo para a injeção deve recair mais sobre a capacidade de injeção atribuída para ligações à RNT ou se deve recair mais na capacidade atribuída em coordenação com o ORD, através da aplicação de mais ou menos 1500 horas de restrições à capacidade atribuída pelo ORD.

Por exemplo, uma relação entre $\alpha 4a/\alpha 4b=0,25$, significa que apenas 25% do prémio depende da capacidade atribuída para injeção na RNT, enquanto 75% do prémio dependerá da capacidade atribuída em coordenação com o ORD.

Combinando esta repartição de ponderadores, o ORT consegue garantir um incentivo flexível, adaptado à realidade do sistema e do interesse dos promotores, sendo importante que essa definição resulte de uma coordenação com o ORD, devendo a proposta a apresentar à ERSE ser conjunta.

A este fator de flexibilidade solicitado pelo CT e pelo ORT, acresce ainda a revisão da posição da ERSE sobre o âmbito de aplicação do incentivo, clarificando-se que os operadores de rede podem atribuir capacidade com restrições a quem já detém essa mesma capacidade atribuída com natureza firme mas que só possa efetuar a ligação à rede num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor.

Em resumo, com esta abordagem, a ERSE pretende que o incentivo beneficie do maior conhecimento que os operadores têm das suas redes, ao mesmo tempo que garante a flexibilidade defendida por ambos, permitindo uma diferente parametrização e funcionamento do incentivo ao longo do período regulatório.

4.3.3 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (IMDD)

INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos seus comentários ao mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, o CT propõe que:

- o valor de referência tenha por base o histórico recente do indicador e não uma tendência predefinida de descida anual;
- a largura da banda neutra seja suficiente para filtrar a volatilidade exógena do indicador a aspetos não controláveis pelo ORD, como a inversão do fluxo devido à produção distribuída;
- a proposta de parâmetros da componente 2 (AIE) é uma forma equilibrada de mitigar a redução do valor médio de AIE devido a maior rapidez de deteção.

Na sequência dos comentários recebidos do CT, e em linha com as suas recomendações, foi revista a parametrização da componente 1, para reduzir a sua exigência, subindo as perdas de referência em 0,2pp para nivelar a referência de 2026 com o valor obtido em 2024, e aumentando a largura da banda neutra em 0,1pp, passando para 0,6%.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

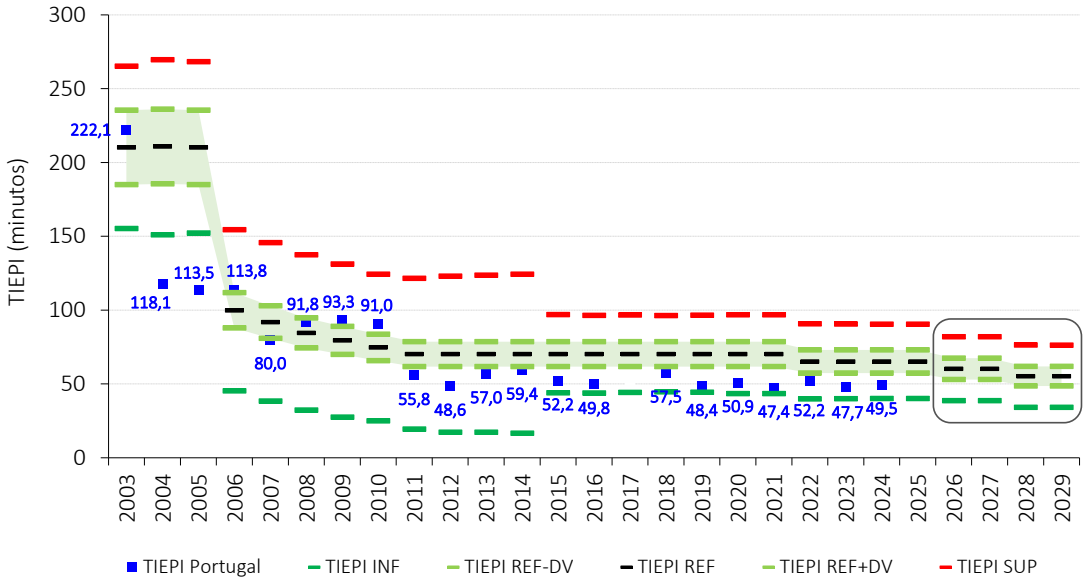
Conforme assinalado pelo CT relativamente ao incentivo à melhoria da continuidade de serviço, os parâmetros inicialmente propostos relativamente à componente 1 do incentivo traduziam uma redução superior a 15% do valor central face ao período de regulação anterior, alteração que, embora tecnicamente fundamentada, representava uma variação significativa face ao histórico dos últimos 20 anos.

Tendo em consideração as preocupações expressas pelo CT, a ERSE procedeu a uma reparametrização gradual da componente 1 ao longo do período de regulação 2026-2029. Em particular:

- nos dois primeiros anos do período de regulação 2026-2029, o valor de referência da componente 1 foi ajustado, representando uma redução de cerca de 7% do valor de referência do TIEPI face ao período de regulação anterior. Esta alteração permite uma transição progressiva para os novos níveis de desempenho estabelecidos, evitando grandes descontinuidades na transição do período de regulação.
- nos dois últimos anos do período de regulação, a ERSE mantém o objetivo previsto, assegurando a convergência para o nível de ambição definido na proposta que fundamentou a revisão.

A Figura 4-2 apresenta a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da "componente 1" do incentivo à melhoria da continuidade de serviço e os parâmetros fixados para o período de regulação 2026-2029.

Figura 4-2 - Valores de TIEPI para o período de regulação de 2026-2029



Fonte: E-REDES, ERSE

Os valores de END_{REF}, refletidos pelo $TIEPI_{REF}$, para o período de regulação 2026-2029 são os apresentados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Determinação dos valores de END_{REF} para o período de regulação de 2026-2029

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}$-ΔV_{TIEPI}	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}$+ΔV_{TIEPI}	C=$TIEPI_{REF}$/T	Parâmetro END_{REF}
2026	525600	52,96	$TIEPI_{REF\ 2026}$=60,21	67,40	0,0001145	$END_{REF2026}$= 0,0001145×ED
2027	525600	52,96	$TIEPI_{REF\ 2027}$=60,21	67,40	0,0001145	$END_{REF2027}$= 0,0001145×ED
2028	527040	48,57	$TIEPI_{REF\ 2028}$=55,21	61,81	0,0001047	$END_{REF2028}$= 0,0001047×ED
2029	525600	48,57	$TIEPI_{REF\ 2029}$=55,21	61,81	0,0001050	$END_{REF2029}$= 0,0001050×ED

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, a END_{REF} é definida como uma percentagem da ED, END_{REF}=C×ED, e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED, END=(TIEPI/T)×ED, então o valor de referência do TIEPI determina-se da seguinte forma: $TIEPI_{REF}$ = C×T. Pelo facto de 2028 ser um ano bissexto, o $TIEPI_{REF}$ é o mesmo que o do ano 2029, mas a END_{REF} é diferente.

Fonte: ERSE

Esta abordagem faseada justifica-se, por um lado, porque a implementação de ações estruturais de melhoria da qualidade exige períodos de adaptação, sobretudo em redes de maior complexidade operacional, permitindo assim que os operadores planeiem e executem as medidas com maior eficiência. Por outro lado, ao manter a ambição final no horizonte do período regulatório, a ERSE assegura a prossecução dos objetivos de melhoria contínua da qualidade de serviço.

Assim, a ERSE considera que a solução adotada traduz um equilíbrio adequado entre a necessidade de reforçar os níveis de exigência associados à componente 1 e as preocupações manifestadas pelo CT, assegurando uma evolução gradual e consistente com o quadro regulatório aplicável.

No Quadro 4-2 são apresentados os valores dos parâmetros da "componente 1" do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029.

Quadro 4-2 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029

Parâmetro	Proposta
$END_{REF\ 2026}$	0,0001145×ED
$END_{REF\ 2027}$	0,0001145×ED
$END_{REF\ 2028}$	0,0001047×ED
$END_{REF\ 2029}$	0,0001050×ED
ΔV	0,12x END_{REF}
VEND	4,5 €/kWh
$\lvert RQS1_{máx} \rvert = \lvert RQS1_{mín} \rvert$	5 000 000 €

Relativamente à componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, o CT referiu a importância de assegurar que a calibração desta componente garanta a permanência do incentivo na sua zona ativa, preservando a eficácia dos sinais dirigidos ao ORD.

A ERSE reconhece a relevância desta preocupação. Contudo, após a análise técnica efetuada no âmbito do presente processo, considera que as condições propostas — nomeadamente o reposicionamento do valor central para 350 minutos em 2026, a redução anual de 10 minutos até 2029, bem como o ajustamento dos

limites de incentivo e penalização para ±4 milhões de euros — constituem um enquadramento adequado, proporcional e coerente com os objetivos regulatórios a prosseguir no próximo período.

A manutenção da proposta apresentada assenta nas análises de desempenho histórico, na evolução tendencial dos indicadores e na expectativa de maturidade das medidas de melhoria. Estes elementos sustentam os valores definidos, que se encontram alinhados com a trajetória de progressão observada no desempenho do ORD. Desde que o operador de rede adote as medidas eficazes, a calibração proposta preserva a possibilidade de ativação do incentivo, assegurando que este continue a desempenhar o seu papel enquanto mecanismo de estímulo à melhoria da continuidade de serviço.

INCENTIVOS À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO E ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

Sobre as componentes do IMDD dedicadas á atribuição de capacidade com restrições, quer de injeção na rede, quer de alimentação de consumo, o CT considera a proposta de novo incentivo à atribuição de acesso com restrições positiva, na medida em que promove, junto dos operadores, iniciativa e esforço significativo de inovação. Contudo, também salienta que a atribuição de capacidade com restrições para injeção não depende unicamente dos operadores, cabendo grande parte das decisões de atribuição de capacidade ao Governo. Por outro lado, o CT considera ainda que a calibração do modelo proposto pela ERSE parece desajustada face a uma expectativa realista sobre o volume de ligações com restrições expectável nos próximos anos, em particular tendo em conta que este é um conceito novo, ainda em fase de implementação.

Concretamente, o CT realça que, na formulação apresentada pela ERSE e respetivos parâmetros propostos, para o ORD atingir o patamar máximo de incentivo previsto pela ERSE, seria necessário atribuir, anualmente, entre 888 MVA e 1.333 MVA de capacidade com restrições de injeção (dependendo do nível de restrições identificadas pelo ORT), valores que contrastam com a média histórica de nova capacidade firme de produção ligada anualmente na RND (incluindo autoconsumo), que é de 238 MVA (valor 4 a 6 vezes inferior aos valores propostos pela ERSE).

Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE melhore a calibração destes incentivos, tanto ao nível da produção como do consumo, de modo que possam oferecer aos operadores sinais mais adequados para valores razoáveis de volume de ligações com restrições, realçando a pressão crescente sobre as ligações de consumo e a incerteza quanto ao nível de adesão de produtores vs. consumidores. Recomenda, por

isso, que a ERSE procure assegurar um maior equilíbrio entre os limites de incentivo previstos para as componentes de consumo e de injeção.

Finalmente, o CT nota ainda que não é completamente claro se o incentivo é aplicável apenas à capacidade atribuída no ano ou ao acumulado ao longo do PR, considerando que haveria vantagem em implementar esta última opção.

Sobre esta última questão, a ERSE esclarece que o incentivo incide sobre a capacidade atribuída em cada ano civil do PR. De outro modo, o incentivo perderia a sua eficácia, na medida em que o ORD poderia garantir o prémio máximo durante 4 anos, caso conseguisse atingir o valor de capacidade objetivo logo no primeiro ou segundo ano. Com uma aplicação em base anual, existe um sinal económico transmitido ao ORD em cada um dos anos.

Valorização unitária da capacidade atribuída

Já sobre as questões anteriores, em que se destaca a valorização da capacidade e a formulação do incentivo, importa esclarecer que, na sua proposta tarifária, as metas de capacidade que o ORD teria de atribuir para atingir o prémio máximo, eram consideravelmente inferiores aos referidos pelo CT (1334 MVA a 2667 MVA para capacidade de injeção, e 334 MVA a 667 MVA para capacidade de alimentação de consumo). Não obstante esta diferença face ao comentário do CT, e como já referido na seção dedicada ao IMDT, a ERSE reviu a sua proposta de incentivo com destaque para a revisão da valorização unitária da capacidade atribuída, e, face ao teor dos comentários (alinhados com os comentários expressos pela E-Redes e REN), a ERSE revê em alta a valorização unitária, que passa a ser de 10000 €/MVA, contra os 3000 €/MVA considerados na proposta tarifária. Nesta decisão, a ERSE teve por base não só os cálculos realizados pelos operadores de rede, mas também a posição do CT, que defende que existem outros benefícios da atribuição da capacidade que não se resumem ao ano de atribuição (ou de ligação), estendendo-se no período de tempo em que são concretizados os investimentos necessários para a criação de capacidade firme para substituir a capacidade atribuída com restrições. Esta abordagem defendida pelos operadores e validada pela ERSE, traduz-se num benefício de cerca de 20000 €/MVA, que resulta de assumir um período de 4-5 anos de concretização dos PDIR, com uma valorização anual de 4000-5000 €/MVA. Repartindo esse benefício de 20000 €/MVA entre ORD e SEN, a ERSE decide fixar o valor unitário do incentivo em 10000 €/MVA.

Face a esta revisão em alta da valorização unitária, a meta de capacidade que o ORD tem de atribuir para alcançar o prémio máximo do IMDD passa a ser de 500 MVA, no total da capacidade atribuída para injeção

na rede e da capacidade para alimentação de consumo, contra os 1300 MVA considerados na proposta inicial da ERSE.

Cálculo do incentivo

Tal como referido na seção relativa ao IMDT, o CT (e também a E-redes) expressou a necessidade de dotar o IMDD de maior flexibilidade atendendo a alguma incerteza e falta de experiência desta modalidade de acesso, propondo até a possibilidade de uma distribuição diferente do valor máximo do incentivo (5 M€) entre a componente relativa à capacidade de injeção, atualmente fixada em 4 milhões de euros, e a componente do consumo, atualmente fixada em 1 milhão de euros.

A ERSE teve em conta estas posições, e face à relevância das mesmas para se alcançar um funcionamento eficiente do incentivo, decide adiar a parametrização do mesmo para um momento posterior, propondo auscultar os operadores de rede sobre essa parametrização, beneficiando assim da visão de ambos. Para tal, a ERSE solicitará o envio de uma proposta conjunta dos operadores de rede até 31 de março de 2026, com os vários parâmetros e distribuição dos prémios máximos do incentivo no que respeita ao acesso com restrições. Apenas após a análise dessa proposta conjunta, a ERSE fixará o valor das respetivas componentes do IMDD.

Para reforçar esta natureza flexível do incentivo, a ERSE decide ainda que todos os parâmetros do IMDD poderão variar ao longo do período regulatório, em base anual, bastando para tal que o ORD, em coordenação com o ORT, defina qual o valor de prémio máximo associado a cada componente (injeção ou consumo) em cada ano, de modo a refletir, por um lado, o real interesse dos promotores, e, por outro, o esforço e a capacidade dos operadores de rede em atribuir a capacidade com restrições. O valor de prémio anual traduzir-se-á diretamente nos valores mínimos de capacidade que o ORD deverá atribuir em cada componente, com uma relação de 100 MVA a atribuir por cada 1 milhão de euros de prémio.

A este fator, acresce ainda a revisão da posição da ERSE sobre o âmbito de aplicação do incentivo, clarificando-se que os operadores de rede podem atribuir capacidade com restrições a quem já detenha essa mesma capacidade com natureza firme mas que só possa efetuar a ligação à rede num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor.

No global, a ERSE pretende, deste modo, beneficiar do maior conhecimento que os operadores têm das suas redes e do interesse dos promotores, ao mesmo tempo que garante a flexibilidade defendida por

ambos, e reforçada pelo CT, permitindo uma diferente parametrização e funcionamento do incentivo ao longo do período regulatório.

Face a estas decisões da ERSE, apenas fica já definido o volume total de capacidade mínima que terá de ser atribuída pelo ORD (injeção ou consumo), um total de 500 MVA, correspondente a um prémio máximo de 5 milhões de euros. Fica também já definido o limite anual de horas com restrições, fixado em 1500 horas para cada ano do período regulatório. Todos os restantes parâmetros serão definidos na sequência da proposta conjunta a apresentar à ERSE pelo ORT e ORD, até 31 de março de 2026.

5 TARIFAS E PREÇOS

5.1 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

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

No passado, o processo de convergência tem observado melhorias concretas, como, por exemplo, a convergência dos preços de potência contratada nos fornecimentos em BTN, para os escalões até 20,7 kVA, que até 2018 apresentavam diferenças nas opções tri- e bi-horárias face à opção simples. Desde 2019, e à semelhança do que acontece em Portugal continental [16], os preços de potência contratada das TVCF RA assumem valores comuns, por escalão de potência contratada em BTN, entre as várias opções tarifárias.

No que respeita ao cálculo tarifário para o ano 2026, o mecanismo de convergência aplicável à TVCF nas RA, considera uma variação máxima (de +1,9%) nos preços de energia, enquanto os preços do termo de potência contratada passam a refletir aumentos até à variação do preço na tarifa de Acesso às Redes entre 2025 e 2026 do respetivo escalão de potência contratada (podendo, portanto, ser superiores à variação máxima dos preços de energia). Esta abordagem substitui a aplicação de variações uniformes nos termos de energia e de potência em BTN, utilizada em Tarifas de 2025, permitindo que se verifiquem melhorias da aditividade global, tanto na Região Autónoma dos Açores como na Região Autónoma da Madeira [17].

5.2 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

O CT salienta que o sinal de preço do mercado ibérico tem vindo a revelar um incentivo económico contrário ao sinal dado pelas tarifas de Acesso às Redes, atendendo a que se verifica um desfasamento entre os períodos de vazio definidos para a tarifa de Acesso às Redes e as horas de preços mais reduzidos

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

[17] Conforme consta das secções 4.2 e 4.3 no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

no mercado grossista de curto prazo. Este desfasamento será penalizante para os clientes eletrointensivos, que terão que modular o seu consumo para assegurar a condição de elegibilidade relativa ao consumo mínimo em período de vazio de 40%, o que, de acordo com o CT, importaria acautelar.

No seu Parecer, o CT reforça, adicionalmente, a importância da revisão dos calendários de períodos horários e defende que a contabilização da energia pelos períodos horários deve refletir a opção do cliente no que se refere aos ciclos de contagem opcionais que tenha à sua disposição.

A ERSE esclarece que, no dia 14 de novembro de 2025, praticamente em simultâneo com a receção do Parecer do CT, lançou a Consulta Pública n.º 137 [18], na qual detalha a sua proposta para a atualização dos períodos horários em Portugal continental. A metodologia para determinação dos períodos horários baseia-se na métrica dos custos incrementais das redes, de modo que as horas de ponta se associam aos custos mais elevados de utilização das infraestruturas de transporte e distribuição de energia, enquanto o período de vazio reflete os menores custos incrementais das redes. Em resultado, a análise conduzida pela ERSE para esta consulta aponta para uma localização dos períodos de ponta marcadamente ao final do dia, eliminando-se as horas de ponta do período da manhã e ao início de tarde. Resulta igualmente desta análise que as horas de vazio se mantêm localizadas durante a noite.

Adicionalmente, uma análise alternativa que, ao invés de determinar o vazio com base nos períodos com custos incrementais mais baixos, identifica os intervalos de 30 minutos que não correspondem a horas de ponta real com base na métrica dos custos incrementais, permitiu concluir que as horas que minimizam a ocorrência de pontas reais se situam, predominantemente, durante a madrugada, para todos os ciclos de contagem, o que robustece a localização do vazio no decorrer da noite. A análise complementar acerca da colocação do vazio é apresentada em maior detalhe na secção 4.3 do Documento Justificativo da Consulta Pública n.º 137.

Em relação às horas de menor preço no mercado diário, em contraste com as horas de ponta do sinal das redes, uma análise complementar sobre esta matéria concluiu que a proposta de atualização dos períodos horários permite reduzir a sobreposição entre períodos de menor preço no mercado e períodos de ponta nas redes. Esta análise é apresentada em maior detalhe na secção 6.2 do Documento Justificativo da Consulta Pública n.º 137.

[18] Consulta pública n.º 137, relativa à atualização dos períodos horários em Portugal continental.

A gestão otimizada da estrutura de custos da energia pode ser desafiante na medida em que exige a compatibilização de diferentes sinais de preço, designadamente entre os períodos horários das tarifas de Acesso às Redes (com localização fixa) e os preços horários do mercado grossista (preços dinâmicos). Como referido anteriormente, as análises desenvolvidas no âmbito da consulta pública revelam que a proposta minimiza a ocorrência de situações de clara oposição entre o sinal das redes e o sinal do mercado de curto prazo. A este respeito, é esperado que os clientes eletrointensivos, pela sua dimensão, competências e pelo impacto que o custo da energia tem na sua atividade, desenvolvam critérios e modelos económicos adequados visando o equilíbrio dos diferentes incentivos existentes, para as diferentes dimensões.

5.3 PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Conforme referido anteriormente, no dia 14 de novembro de 2025 a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 137, apresentando a proposta de atualização dos períodos horários aplicáveis às tarifas de eletricidade em Portugal continental. Esta proposta dá continuidade ao estudo exploratório incluído no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025», que obteve contributos do Conselho Tarifário e foi sendo desenvolvido e aperfeiçoado ao longo de 2025.

No âmbito desta consulta pública, a ERSE explorou um conjunto de métricas para a definição dos períodos horários, disponibilizando os respetivos resultados para recolha de contributos. Não obstante, a ERSE considera como métrica principal a análise dos custos incrementais das redes, visando refletir os custos associados à utilização das infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica. Nesta métrica, o período de ponta é definido, em todos os ciclos, como aquele que apresenta o maior custo incremental na média dos anos 2022, 2023 e 2024. Por sua vez, o período de vazio corresponde ao que evita o maior número de horas de ponta real no mesmo intervalo temporal, algo que não seria alcançado caso se utilizasse a métrica baseada no preço de mercado do OMIE. Acresce referir que a ERSE analisou uma abordagem alternativa assente no custo total de fornecimento, que integra os sinais de preços de utilização das redes e de mercado. Esta metodologia, de forma semelhante à métrica baseada no preço do OMIE, tende a definir o período de vazio durante horas solares, ficando sujeito às variabilidades climatéricas e podendo coincidir pontualmente com horas de ponta real. Por esse motivo, a ERSE considera que a métrica dos custos incrementais das redes se mantém como critério mais adequado para a definição dos períodos horários.

O CT destaca a diferença entre a localização das horas de ponta, no ciclo semanal por épocas, ente a Área A e as restantes, diferença esta que permanece nos mapas divulgados na consulta pública, nomeadamente na época baixa, conforme ilustrado na Figura 5-1. Importa, contudo, recordar que a atualização dos períodos horários se baseia na média dos anos de 2022 a 2024. Embora, na Área A do ciclo semanal por épocas, os resultados dos anos 2023 e 2024 comecem a convergir para o padrão observado nos restantes ciclos, os períodos de ponta na época baixa ainda refletem, na média, o comportamento verificado em 2022 (Figura 5-2). A manter-se a tendência atual, espera-se que esta situação deixe de ocorrer no futuro próximo. Nessa medida, será importante a consideração dos dados de 2025 para a definição dos mapas horários definitivos que resultem da consulta pública.

Figura 5-1 - Ciclo semanal por épocas - Área A (Norte) – períodos vigentes e propostos

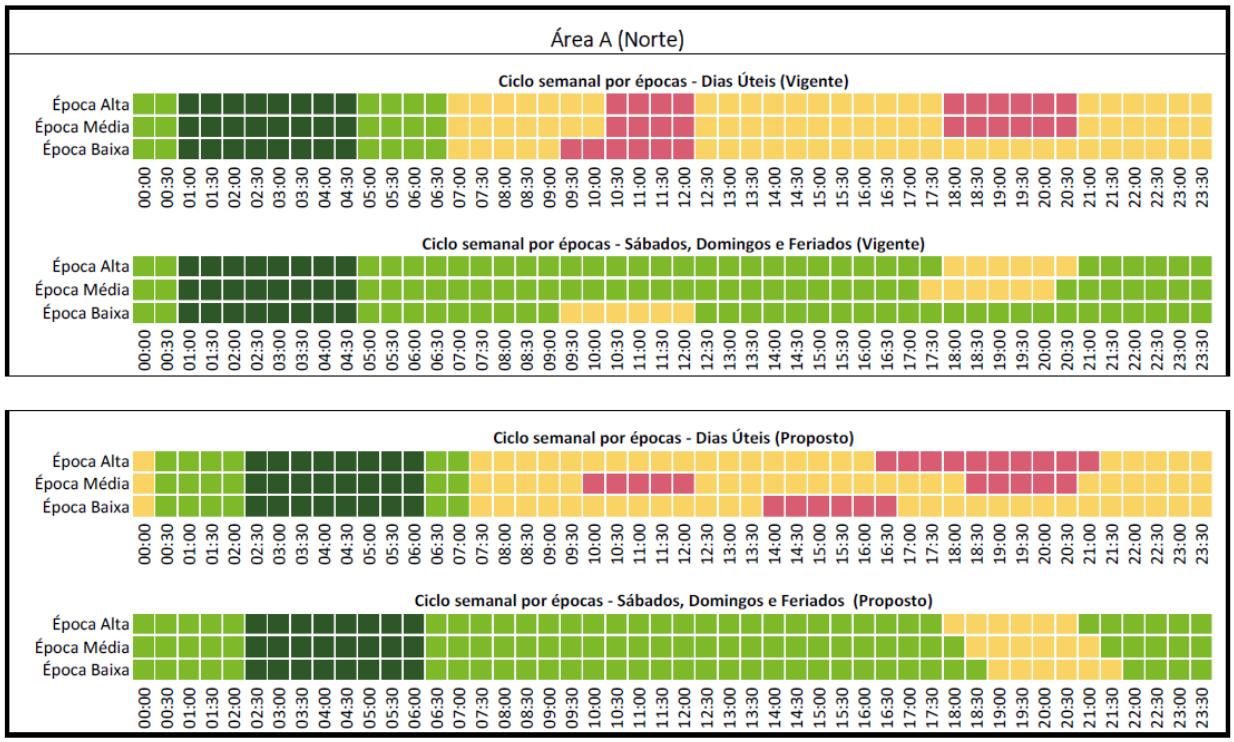
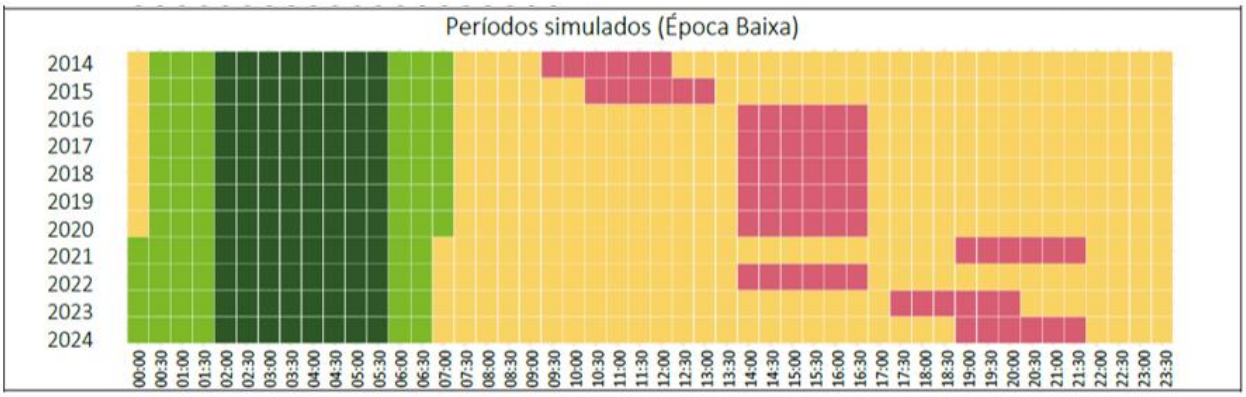


Figura 5-2 - Ciclo semanal por épocas - Área A (Norte) Época Baixa – simulação 2014-2022



A ERSE partilha com o CT o entendimento de que a opção tarifária por épocas representa um avanço positivo, mantendo o compromisso de continuar a desenvolver e aprimorar esta opção voluntária, com o objetivo principal de promover uma utilização mais eficiente das redes a nível local.

ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

No seu Parecer, o CT considera como prioritária a atualização da localização dos períodos horários e sugere que o processo de decisão subjacente seja finalizado e publicado até ao final do primeiro semestre de 2026, com a respetiva entrada em vigor a proceder-se a 1 de janeiro de 2027.

A ERSE partilha do entendimento do CT, na medida em que, na própria Consulta Pública n.º 137, defende, como opção preferencial, um período aproximado de oito meses entre a aprovação final dos períodos horários, que se perspetiva poder acontecer até ao final de abril de 2026, e a entrada em vigor dos mesmos, a 1 de janeiro de 2027. O intervalo de tempo entre a aprovação e a entrada em vigor dos novos períodos horários servirá para assegurar a sua implementação eficaz por parte dos operadores de redes de distribuição em Portugal continental, bem como uma divulgação atempada e alargada junto dos consumidores.

5.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

O CT concorda com a metodologia usada pela ERSE para fixação dos preços dos serviços regulados baseada na atualização dos preços com o deflator previsto para o consumo privado ou, quando justificado, com a

proposta dos operadores. No entanto, refere que a abordagem que limita a variação dos preços é excessivamente gradualista, adiando a convergência dos preços para os custos.

A ERSE também entende que deve ser promovida a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados, pelo que aceita as propostas das empresas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação. Todavia, considera que tal deve ser conseguido através de um processo de convergência gradual, aplicando uma limitação à variação anual dos preços, superior ao deflator previsto do consumo privado, por forma a garantir equidade entre os requisitantes dos serviços, passados, atuais e futuros. Por esse motivo, mantém a limitação de 10,0% da proposta, procurando assim um compromisso entre convergência e estabilidade.

Relembra-se que no exercício tarifário de 2025, a ERSE propôs uma limitação inicial de 5%, no entanto, considerando o parecer do CT, aumentou a limitação para 10,0%, por forma a permitir uma aproximação mais acelerada dos preços aos custos incorridos.

6 OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA OPERADORES EXCLUSIVAMENTE EM BT

O CT verifica que, entre as tarifas de 2025 e a proposta tarifária para 2026, existe uma redução na componente de potência, especialmente no termo de potência contratada, bem como um aumento muito expressivo no preço de energia ativa nas horas de ponta, que contrasta com as reduções nos restantes períodos horários. Por esse motivo, o CT recomenda a avaliação do impacto das variações da energia ativa nas horas de ponta.

O CT refere ainda que a proposta tarifária deveria considerar o perfil de consumo específico de cada ORD exclusivamente em BT.

A ERSE partilha das preocupações do CT, fazendo notar que a prestação da informação consistente e fiável por parte dos ORD exclusivamente em BT, de forma regular e harmonizada, é um elemento fundamental para a criação de um quadro regulatório estável e para assegurar a fundamentação às eventuais decisões tarifárias da ERSE.

Verifica-se que, não obstante os esforços envidados pela ERSE, e apesar de se observar uma melhoria na prestação de informação, ainda subsistem inconsistências nos dados fornecidos pelos ORD exclusivamente em BT. Por este motivo, e tendo em conta as questões assinaladas pelo CT, adota-se para 2026 uma estrutura de fornecimentos exclusivamente em baixa tensão especial (BTE), conforme o pressuposto adotado nas tarifas do ano anterior. A adoção desta estrutura de fornecimentos, além de mitigar o risco de repercussão de um valor da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema superior ao valor correspondente à estrutura real de fornecimentos de cada ORD BT, assegura variações mais moderadas preço a preço, respondendo às preocupações do CT.

EQUILÍBRIO-ECONÓMICO FINANCEIRO

O CT insta a ERSE ao desenvolvimento de ações de sensibilização e capacitação junto dos ORD exclusivamente em BT, sob pena de tomar decisões baseadas em informação pouco sustentada, e a publicação de um relatório de avaliação do equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT. Para este fim, a ERSE enfatiza a importância de se recolher informação concreta e fidedigna relativa a cada um dos ORD/CUR BT que permita uma avaliação e descrição apropriada da situação económico-financeira e operacional destes operadores. Neste sentido, o RT publicado em 2023 (Regulamento n.º 828/2023,

publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023 no seguimento da Consulta Pública n.º 113) passou a incluir, no seu artigo 189.º, determinações de procedimentos de reporte de informação à ERSE. A 19 de julho de 2024, a ERSE lançou a consulta de interessados n.º 4/2024 relativa ao Projeto de Instrução relativo à publicação das Normas complementares de relato financeiro e operacional para estes operadores. No entanto, não foi rececionado na ERSE qualquer comentário destes operadores ao projeto de instrução e respetiva proposta de normas complementares, tendo sido publicada, a 30 de outubro de 2024, a Instrução n.º 08/2024. Esta Instrução determina que os ORD/CUR BT devem enviar à ERSE o reporte de informação económica real, até 15 de maio de cada ano, com efeitos a partir do ano de 2025 relativamente ao reporte da informação real do exercício económico de 2024. Esta informação é crucial para poder acompanhar a situação financeira desses operadores e, deste modo, assegurar o equilíbrio económico financeiro. Apesar destas determinações, até ao final de junho de 2025, a ERSE não recebeu qualquer reporte destes operadores. Neste sentido, foi efetuada, a 9 de julho, uma notificação a solicitar o envio, no prazo máximo de 30 dias úteis, da informação financeira e operacional real auditada e informação operacional previsional constante na Instrução. Até à data, foi rececionada a informação de oito ORD BT, observando-se inconsistências na informação reportada por alguns operadores. Nomeadamente, reporte incompleto, formas distintas de certificação ou a informação reportada fora das normas estabelecidas pela ERSE. Presentemente, a ERSE está a envidar esforços para uniformizar a forma como os operadores reportam a informação, de modo a assegurar a recolha de informação fiável e completa de todos estes operadores. Para tal, a ERSE tem-se disponibilizado para realizar reuniões de trabalho específicas com o objetivo de garantir que os dados necessários para o processo de avaliação acima referido sejam recebidos.

7 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

O CT solicita à ERSE que insista junto do legislador para a revisão do modelo de financiamento da tarifa Social, eliminando a obrigação de contribuição dos agentes do SEN em favor de um mecanismo de financiamento que recorra ao Orçamento do Estado ou da Segurança Social, dado tratar-se de uma medida de proteção social. O regime da tarifa social em Portugal foi definido, desde 2010, por sucessivos diplomas legais. Como é do conhecimento geral, a ERSE preparou em 2019 um estudo numa perspetiva abrangente (*policy & advocacy*), a pedido do Governo, tendo-o disponibilizado no seu *site*, tornando-se do conhecimento público [19]. A preferência manifestada pelo CT, sobre um modelo de financiamento assente no Orçamento de Estado ou na Segurança Social, reflete uma posição sectorial habitual, que é do conhecimento de todos os interlocutores.

Questão diferente é dizer-se que o modelo vigente contraria disposições de Direito da União Europeia. Nem a jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia, nem a dos tribunais nacionais, autoriza tal opinião. Fazemos notar que, até à data da hoje, foi reiteradamente entendido que estamos perante uma obrigação de serviço público que, reunidos os respetivos pressupostos, não está proibida, segundo o Parecer n.º 39/2012 do Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República [20], o Acórdão Viesgo [21] do Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE) e Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa de 23/04/2023 [22].

Acresce que o regime jurídico vigente prevê uma revisão periódica do regime da tarifa social a cada quatro anos (cf. artigo 293.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente). Neste contexto, e sempre que surja a possibilidade de revisitar o tema, a ERSE dará nota da opinião do CT, bem como da posição da ERSE a este respeito.

[19] Disponível em https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf.

[20] Cfr. Parecer P000392012, votado a 21-03-2013. Disponível *online:* https://www.dgsi.pt/pgrp.nsf/f1cdb56ced3fdd9f802568c0004061b6/f71d2b1c7e855a6480257aa7003c18f8?OpenDocument [Última consulta: abril de 2025].

[21] Cfr. Acórdão de 14 de outubro de 2021, *Viesgo*, C-683/19, ECLI:EU:C:2021:847.

[22] Acórdão do TRL de 23/04/2023, proferido no processo n.º 2093/21.8YRLSB-2, disponível em: https://www.dgsi.pt/jtrl.nsf/33182fc732316039802565fa00497eec/07dcc3d7b7743db9802589a5002f1414?OpenDocument [última consulta: abril de 2025].