

COMENTÁRIOS DA EDA, S.A. À CONSULTA PÚBLICA ERSE N.º 134

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

8 DE JULHO DE 2025

Índice

	Pág.
PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO	2
1 Estrutura Tarifária e Preços	2
1.1.1 Flexibilidade na mudança entre opções tarifárias	2
1.1.2 Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN	2
2 Proveitos Permitidos	3
2.1.1 Aplicação de metodologias do tipo revenue cap aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas	3
2.1.2 Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT integradas em redes inteligentes	7
2.1.3 Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas	7
2.1.4 Princípio da separação de ativos específicos e não específicos	8
2.1.5 Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	9
2.1.6 Componente variável unitária dos custos de exploração da AEEGS	12
3 Reporte de informação	13
3.1.1 Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFTP	13
3.1.2 Adequação da redação de artigos do Regulamento Tarifário relativos ao reporte de informação	14

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1 ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS

1.1.1 Flexibilidade na mudança entre opções tarifárias

Na proposta do articulado do Regulamento Tarifário (RT) submetida a consulta pública, a ERSE propõe a *“Eliminação da obrigação de permanência, pelo período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes, para os clientes de eletricidade em baixa tensão normal (BTN) com potência contratada até 20,7 kVA.”*. Esta proposta vem alterar a informação constante no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), artigo 51.º, apenas no que diz respeito ao ciclo de contagem.

A EDA não tem nada a opor à proposta. Apesar de na Região Autónoma dos Açores (RAA), ainda não termos as instalações BTN integradas em redes inteligentes, os contadores atualmente instalados já contemplam contagens nos três períodos horários, pelo que alteração de ciclo de contagem apenas implica uma alteração no sistema informático de faturação.

1.1.2 Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN

Conforme referido pela ERSE, *“Do estudo preliminar da ERSE para a atualização da localização dos períodos horários em Portugal continental, divulgado no final do ano 2024, decorre que a maior penetração de energia solar no sistema eletroprodutor resulta numa curva de preços horários no mercado elétrico que apresenta nos últimos anos os preços mais baixos durante o dia, em particular na hora legal de verão. Em contraste, a utilização das redes continua a apresentar os períodos de vazio durante a noite e as horas cheias durante o dia.”*

Para corrigir esta nova realidade, a ERSE propõe, *“Para acautelar a falta de alinhamento na localização das horas de menor preço, entre os preços do mercado grossista e os preços de vazio das tarifas de rede, propõe-se rever os critérios de conversão da potência em horas de ponta, de forma a assegurar um maior alinhamento em preço. Em concreto, propõe-se retirar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.”*

É importante referir que, no caso das Regiões Autónomas, o preço da eletricidade não está indexado ao mercado diário do MIBEL. A revisão deste critério poderá provocar distorções

nos sinais a dar aos clientes, reduzindo o efeito pretendido de deslocamento de cargas das horas de maior consumo para as horas de vazio.

2 PROVEITOS PERMITIDOS

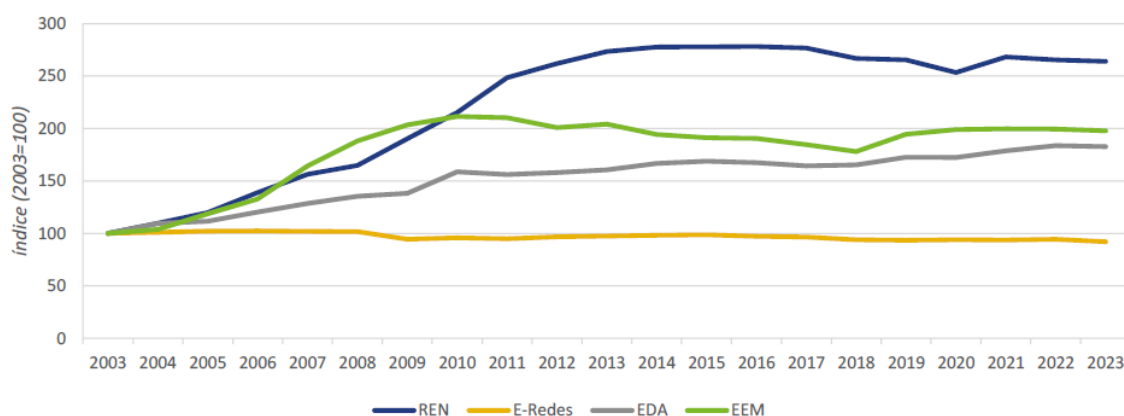
2.1.1 Aplicação de metodologias do tipo revenue cap aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas

A proposta de articulado do RT submetida a consulta pública pela ERSE prevê uma alteração significativa ao modelo de determinação dos proveitos permitidos da atividade de DEE nas regiões autónomas, através da adoção de um modelo de regulação por incentivos aplicados aos custos totais (TOTEX). Neste novo modelo são fixados à partida, para cada um dos anos do período regulatório, não só os custos operacionais aceites (OPEX) como atualmente, mas também os custos de capital aceites, destinados a permitir a recuperação das amortizações e a remuneração dos investimentos realizados (CAPEX).

A ERSE fundamenta a alteração para uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX por ter a vantagem de [...] *permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos grandes desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis [...]*. Adicionalmente, a ERSE aponta também como argumento favorável a estabilidade atingida na evolução do ativo, componente que assume maior relevância na determinação do TOTEX.

Apesar da EDA não se opor à metodologia proposta, tem, no entanto, dúvidas relativamente à materialização das vantagens enunciadas do modelo na RAA já no próximo período regulatório. Note-se que o ativo da DEE apresenta um crescimento sustentado no tempo, inclusive mais acentuado no período regulatório atual, embora com menor ritmo que o que caracterizou o período 2009-2011.

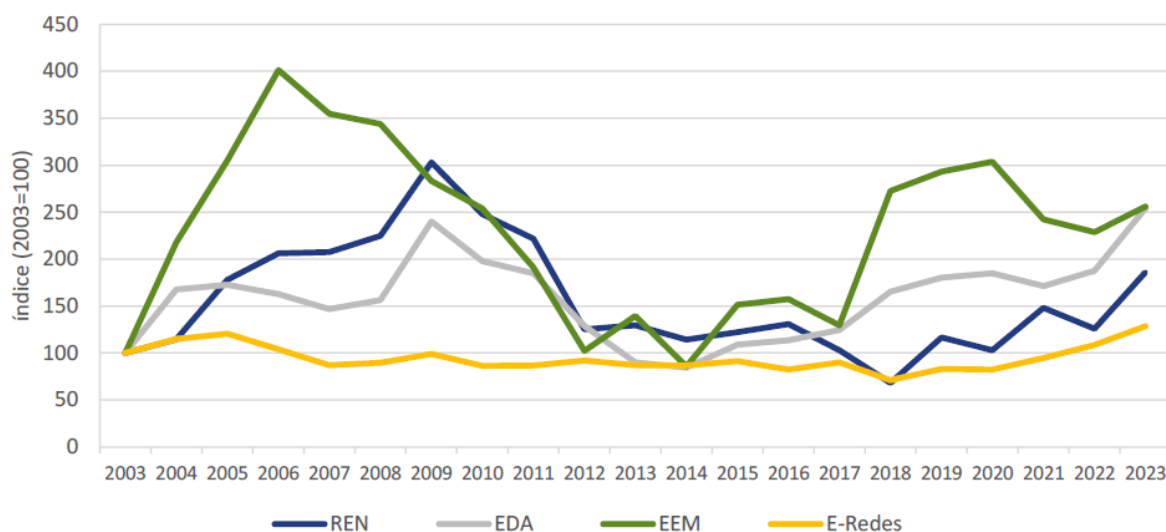
Figura 1 - Ativo Líquido DEE



Fonte: ERSE, figura 3-28 do "DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO"

Esta tendência é confirmada pelo acréscimo do investimento anual após a crise da dívida soberana e presença da Troika em Portugal, com máximo em 2023.

Figura 2 - Investimento



Fonte: ERSE, figura 3-29 do "DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DA PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO"

A tendência de evolução do ativo e do investimento resultam do facto da empresa apresentar ainda necessidades de investimento elevadas, na modernização e digitalização das redes, mas, sobretudo, no seu desenvolvimento para a garantia da segurança de abastecimento, gestão eficiente da rede e qualidade de serviço, sem alternativas evidentes através de OPEX na Região, nomeadamente soluções robustas de flexibilidade.

Tendo em conta o exposto, a EDA sugere que seja reavaliada a adequação do momento para a alteração da metodologia.

A decisão de aplicação do modelo de regulação por incentivos com base no TOTEX é uma opção de harmonização de metodologias de regulação para determinação dos proveitos permitidos dos operadores de redes. No entanto, releva-se que, segundo a ERSE, a proposta é formulada “[...] no pressuposto de que as características particulares das Regiões autónomas, não obstam à aplicação de uma metodologia de revenue cap, tendo presente que as bases de custos e metas de eficiência serão adequadas a essa realidade”.

A EDA concorda com a referência. A regulação por incentivos, independentemente de ser aplicada aos custos totais ou apenas aos custos de exploração, tem de assentar numa evolução de proveitos permitidos com objetivos alcançáveis, sob pena de subverter o próprio objetivo da metodologia. Para tal, as bases de custos e metas de eficiência têm de ser ajustadas às especificidades da EDA, tal como sugerido no documento justificativo. Se tal não for feito, não está assegurado o equilíbrio financeiro da empresa. A mudança para uma metodologia em que é utilizado o TOTEX em vez do OPEX não elimina a premência da revisão da base de custos aceite para o OPEX da EDA. A mudança de período regulatório é uma excelente oportunidade para tal.

Relativamente ao OPEX, ao longo dos diversos momentos de reporte, a EDA tem procurado evidenciar o contexto da sua operação, diferenciado de outras realidades, salientando a sua condição arquipelágica e as condicionantes daí advindas.

Neste sentido, é necessário que se interiorize que as realizações anuais (OPEX) são vincadamente influenciadas pelo ciclo de intervenções de manutenção e conservação, numa rede maioritariamente aérea, não existindo, atualmente, um tratamento diferenciado (pela ERSE) desta natureza em relação aos demais custos desta área de negócio. Em 2024, estas atividades representaram 44% dos custos de exploração controláveis da DEE.

Não obstante o esforço desenvolvido com recurso à mão-de-obra interna, existe sempre a necessidade de recorrer a prestadores de serviço externos em todas as ilhas, no contexto das conservações e manutenções das infraestruturas de redes, o que implica a existência de sobrecustos.

A dimensão arquipelágica, com ilhas dispersas e de reduzida dimensão, conduz necessariamente a uma menor eficiência concorrencial na prestação de serviços e a custos elevados de operação logística. Adicionalmente é necessário manter stocks de segurança elevados para gestão de imprevistos, ou seja, um nível de investimento superior em materiais.

Neste enquadramento, é difícil, por um lado, garantir a existência de prestadores de serviços com meios materiais e colaboradores habilitados nas ilhas mais pequenas. Por outro, para que se cumpram os níveis de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, quer no âmbito da continuidade de serviço, quer no contexto do relacionamento comercial, torna-se imperativo o estabelecimento de infraestruturas físicas e operacionais em nove ilhas para atender às diversas avarias, inspecionar os elementos de rede e agir preventiva e curativamente sobre os mesmos. O tempo de resposta a solicitações de clientes (avarias, ativação do fornecimento, etc.), o número máximo de interrupções e a duração destas, são definidos regulamentarmente e apresentam, face ao passado, patamares de exigência consideravelmente superiores.

A definição da base de custos e das metas de eficiência para a DEE não teve em consideração a evolução desta realidade, até à data. Isto significa que a imposição consecutiva de fatores de eficiência ao desempenho de uma atividade crucial da DEE, como a manutenção das linhas AT, MT e BT, Subestações e Postos de Transformação, fortemente condicionada, quer por fatores atmosféricos, quer pela disponibilidade de empreiteiros, sobretudo nas ilhas mais pequenas, quer pela subida de preços nos serviços de manutenção superiores à inflação, deve ser objeto de uma análise aprofundada, por forma a evitar o estabelecimento de parâmetros de regulação sem qualquer significado em termos de metas de eficiência atingíveis pela EDA, devendo ponderar-se, face aos condicionalismos descritos, um tratamento diferenciado daqueles custos, eventualmente semelhante ao tratamento dos custos com a manutenção dos equipamentos produtivos da AEEGS.

No âmbito do CAPEX, relevamos a intenção da ERSE de não aplicar metas de eficiência à base de ativos em exploração antes de 2025 e que, na transição entre períodos de regulação, a base de custos da atividade de DEE, será reavaliada para incorporar as entradas em exploração do período anterior.

No entanto, a ERSE refere que “[...] a base de custos TOTEX da atividade de DEE será reavaliada de modo a incorporar o efeito, no ativo regulado, das entradas em exploração de investimentos aprovados em sede de PDIR”. A este respeito, salientamos que a base de ativos da DEE engloba ativos não enquadrados no âmbito do PDIRTD – A, como é o caso dos ativos relativos a BT. Existem também ativos de suporte à atividade que não fazem parte do PDIRTD-A. Desta forma, a reavaliação da base de ativos terá de ser feita de forma global para a atividade de DEE e não apenas com base no PDIRTD-A.

O modelo TOTEX para determinação dos proveitos permitidos é acompanhado na proposta formulada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre as empresas reguladas e os consumidores. O mecanismo será progressivo com a inclusão de três bandas de atuação.

A formação de opinião sobre o funcionamento do mecanismo depende, em grande parte, dos parâmetros a definir para as bandas de atuação assim como da definição do custo médio ponderado do capital para o período regulatório.

Adicionalmente, deverá ser claramente definida a rentabilidade operacional regulatória utilizada no mecanismo, após a partilha e discussão com os operadores de rede da sua forma de cálculo. Tendo em conta que o resultado do mecanismo apenas será repercutido a partir do segundo ano do próximo período regulatório (2031), é imperativo que as empresas reguladas tenham todos os instrumentos para acompanhar atempadamente a sua evolução e refletir o seu impacto nas demonstrações financeiras, nos devidos exercícios económicos.

2.1.2 Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT integradas em redes inteligentes

A ERSE mantém o incentivo nos moldes atuais, mas sinaliza a necessidade da sua revisão tendo em conta que, desde a sua implementação, o *rollout* de contadores inteligentes e a sua integração em rede inteligente ficou concluído em 2024, na generalidade das instalações em BT do Continente. Esta revisão será efetuada no quadro do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes.

Tal como a ERSE refere, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira ainda decorre o processo de instalação e integração em rede inteligente, estimando a EDA a sua conclusão em 2028. Desta forma, salientamos que a revisão do incentivo deverá ter em conta os diferentes estágios de implementação das redes inteligentes no território nacional.

2.1.3 Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas

A proposta de articulado do RT submetida a consulta pública pela ERSE propõe a implementação de um ajustamento provisório para o ano $t-1$ no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AEEGS. Com a introdução deste ajustamento provisório, englobando a totalidade dos proveitos permitidos da atividade, deixa de ser considerado o mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital, por estarem já incluídos no ajustamento provisório proposto.

Os proveitos permitidos desta atividade apresentam uma volatilidade significativa nas componentes relativas a custos com combustíveis e licenças de emissão de CO₂, fruto das flutuações dos seus preços de mercado. Tendo em conta o valor significativo dos ajustamentos em alguns anos, a proposta efetuada beneficia a estabilidade tarifária e é vantajosa para as empresas reguladas encurtando o período de recuperação ou devolução da diferença entre os valores previstos para Tarifas e os montantes reais.

Salientamos que na expressão (108 A) proposta no art.º 129.º do RT, a variável relativa aos proveitos permitidos estimados da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, calculados em t-1, com base em valores verificados em t-1 está duplicada, faltando incluir na diferença os proveitos previstos para Tarifas.

2.1.4 Princípio da separação de ativos específicos e não específicos

Ao abrigo da Instrução n.º 7/2024, a EDA, no reporte de informação real e previsional realizado no ano de 2025, segmentou os seus ativos em específicos e não específicos pela primeira vez, cumprindo os procedimentos estabelecidos pela Instrução n.º 9/2024.

Tal como evidenciado pela ERSE, no documento justificativo à proposta de alteração ao RT, “[...] O processo de reporte segmentado dos ativos determinado pela Instrução n.º 7/2024 encontra-se numa fase embrionária. O primeiro reporte ocorrerá no exercício de definição de tarifas para o ano de 2026, cuja implementação tem impactado na necessidade de articulação e esclarecimentos do procedimento junto dos diferentes operadores. [...]”.

Desde o projeto de instrução relativa a este assunto, surgiram várias dúvidas quanto aos critérios de classificação dos ativos, reconhecido pela ERSE numa primeira instância com a tentativa de clarificação na instrução final e agora, na redação desta proposta de alteração do RT.

No que diz respeito à EDA, este procedimento ainda não se encontra clarificado na sua totalidade, um exemplo disso é a classificação a atribuir aos sistemas de informação. Na Instrução n.º 7/2024 é definido que os sistemas de informação são considerados como específicos segundo a seguinte definição: “Sistemas de informação desenvolvidos para responder exclusivamente a necessidades específicas da atividade regulada” e, no documento justificativo do projeto de instrução, segundo: “[...] os sistemas, desenvolvidos para responder a necessidades específicas da atividade regulada não sendo passível a sua utilização por outra entidade decorrente das singularidades determinarem a sua utilidade unicamente para esse fim.”. Destas duas definições apresentadas, a EDA interpreta que, apenas os sistemas totalmente desenvolvidos para a empresa, para

satisfazer as necessidades das atividades reguladas, devem ser considerados específicos. Existem, em diferentes áreas reguladas, sistemas de informação essenciais para desenvolver necessidades específicas, que são soluções de mercado, passíveis de serem utilizadas por outras entidades. Por exemplo, *softwares* utilizados em fase de planeamento ou análise técnica para simular o comportamento dos equipamentos, ou *softwares* para o desenho e monitorização da rede, que apesar de poderem ser soluções de mercado passíveis de serem utilizadas por outras empresas de diversos setores, devem ser considerados como essenciais para que o sistema funcione corretamente. No caso da área de comercialização, *softwares* utilizados para corresponder a obrigações regulamentares de qualidade de serviço no atendimento ou prestação de informação, apesar de serem eventualmente soluções de mercado, são adquiridos para se cumprir com uma necessidade específica da comercialização de energia elétrica.

Neste sentido, existe ainda um caminho a percorrer na sedimentação do processo de segmentação de ativos para que haja uma uniformização entre as diferentes empresas no reporte das contas reguladas. Somente após a estabilização do processo é que poderá ser justa e transparente a aplicação de qualquer critério de razoabilidade sobre os investimentos que derivam desta classificação. A eventual aplicação, desde já, desta proposta, deve ser acompanhada de um esforço suplementar de clarificação dos critérios de classificação.

2.1.5 Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

O Regulamento Tarifário em vigor contempla um mecanismo de definição dos custos com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas, que inclui duas parcelas de custos:

- i) os custos eficientes com a aquisição das *commodities*, indexado aos mercados de referência fixados pela ERSE, e
- ii) os restantes custos associados ao processo logístico de colocação dos combustíveis nas centrais termoelétricas da EDA e da EEM, nomeadamente aos custos de transporte, descarga, armazenamento e comercialização de combustíveis.

O cálculo de cada uma dessas parcelas de custo é efetuado de acordo com os parâmetros publicados pela ERSE para o período regulatório atual através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, revistos pelas instruções n.º 3/2023, de 11 de agosto e pela Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro. Os parâmetros do mecanismo suportam-se em estudos promovidos pela

ERSE. O último foi efetuado pela PwC, tendo resultado no documento “Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, de maio de 2021.

A formulação constante do RT agrega essas parcelas numa única, designada por “Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k”.

Na proposta apresentada, pretende-se separar a componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização). Com a individualização, é proposto que os custos relacionados com o armazenamento de combustíveis sejam objeto de tratamento diferenciado dos restantes, com duas alternativas:

- i) *“a abordagem atual, em que os custos de armazenamento são definidos a partir de custos padrão apurados para instalações de armazenagem similares, sendo estes custos padrão identificados nos estudos já efetuados, ou a efetuar futuramente para a definição de custos eficientes na aquisição de combustíveis; ou, em alternativa;*
- ii) *através da realização de concursos públicos abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios direcionados apenas para a contratação da componente de armazenamento dos combustíveis adquiridos em processos concorrenciais autónomos, o que pode possibilitar o aparecimento de outros fornecedores interessados no fornecimento de combustíveis nas Regiões Autónomas.”*

Deduz-se que a ERSE pretende facilitar o acesso ao armazenamento de combustíveis, incentivando as empresas a conduzir concursos públicos em separado para essa atividade.

Salienta-se que a EDA lançou em junho de 2025 o segundo concurso público internacional para o fornecimento de fuelóleo. Embora não tenham sido efetuados concursos específicos para a armazenagem, a formação de preço prevista nos cadernos de encargos sempre considerou uma componente específica para armazenagem, sendo uma das variáveis sujeitas à concorrência.

Adicionalmente, refere a ERSE que *“No caso concreto das instalações de armazenamento de combustíveis, em cada Região Autónoma são, maioritariamente, propriedade ou copropriedade de um grupo económico. Esta centralização dificulta o acesso a capacidade de armazenamento e cria dificuldades logísticas a eventuais interessados no*

fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, que não as empresas proprietárias dessas instalações de armazenagem. No atual contexto, o acesso ao armazenamento e os custos associados constituem uma barreira à aquisição de combustíveis pela EDA e EEM em regime concorrencial.”

No enquadramento efetuado, não vemos como o resultado de um concurso separado para a componente de armazenagem obteria resultado diferente do modelo de concurso seguido atualmente, em que se procura espelhar o mecanismo de definição dos custos com a aquisição de combustíveis, sendo a armazenagem um dos vetores sujeitos à concorrência.

Não entendemos de que forma esta separação possa efetivamente contribuir para a solução do problema da EDA, numa situação em que não é expectável que exista interesse em investir em novas infraestruturas de armazenagem por parte de outras empresas. Separar a contratação das várias parcelas implicaria, também, um investimento da EDA na gestão e operacionalização da cadeia de fornecimento, nomeadamente em recursos humanos com conhecimento do negócio. A empresa passaria a assumir maior risco, em especial, no que concerne à necessidade de garantir a qualidade da matéria-prima nos interfaces entre os diversos contratos, e aumentaria a possibilidade de litígio e dificuldade de apuramento de responsabilidades.

Relativamente ao mecanismo, salientamos que, até à data, não é conhecida a atualização do estudo relativo aos custos eficientes de aquisição de combustíveis, suporte fundamental para a definição dos parâmetros para o próximo período regulatório. O desconhecimento do estudo e parâmetros a fixar impede uma avaliação fundamentada relativamente aos resultados da sua aplicação. Relevamos ainda que a participação das empresas no estudo promovido pela ERSE é essencial para que o mecanismo e parâmetros a definir apresentem aderência à realidade. A aproximação à realidade dos parâmetros é fundamental para que a EDA possa oferecer condições atrativas a potenciais fornecedores, sem colocar o seu equilíbrio económico-financeiro em causa.

Salientamos ainda que, no caso particular da RAA, os custos com a aquisição de combustíveis, para efeitos de cálculo de proveitos permitidos, devem passar a apresentar uma nova componente. Como é do conhecimento da ERSE através da comunicação da EDA CA2025-062-PCA, em 26 de fevereiro de 2025, o Governo Regional dos Açores aprovou a Resolução n.º 37/2025, publicada em Jornal Oficial em 3 de março de 2025, com o objetivo de “[...] autorizar o Fundo Regional de Apoio à Coesão e ao Desenvolvimento Económico a celebrar, com a EDA – Electricidade dos Açores, S.A., um contrato interadministrativo, com

o objetivo de estabelecer a colaboração entre as partes para que a referida empresa assuma, na proporção do respetivo benefício, parte dos encargos financeiros emergentes do contrato de fretamento do navio, celebrado entre aquele Fundo e a Transinsular – Transportes Marítimo Insulares, S.A..”

O transporte marítimo inter-ilhas de fuelóleo (do primeiro porto de descarga para as ilhas do Pico e do Faial), embora identificado como parte integrante do processo de entrega do combustível, não foi incluído, até à data, na determinação dos custos eficientes na aquisição de fuelóleo em nenhum dos estudos apenas pelo facto do encargo ter sido suportado pela RAA até abril de 2025, através do Fundo Regional de Apoio à Coesão e ao Desenvolvimento Económico (FRACDE). Passando a EDA a suportar este encargo, o mesmo deve ser reconhecido nos seus proveitos permitidos.

2.1.6 Componente variável unitária dos custos de exploração da AEEGS

No âmbito do artigo 129º, relativo aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, nomeadamente no ponto 7, respeitante à composição dos custos de exploração permitidos para o ano t, identifica-se uma componente variável unitária:

$$\tilde{C}_t^{AAGS} = \begin{cases} FC_t^{AAGS} + \sum_i VC_t^{AAGS} \times \tilde{DC}_{it}^{AAGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{AAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{AAGS}}{100}\right) + \sum_i VC_{t-1}^{AAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{AAGS}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{it}^{AAGS} & t > 1 \end{cases}$$

Salientamos, especificamente:

VC_t^{AAGS}	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , no ano t
---------------	--

Igual fórmula já havia sido aplicada no Regulamento Tarifário em vigor, mas sem reflexo na definição dos parâmetros para o período 2022-2025. Apenas a componente fixa existia e somente esta natureza era sujeita a evolução permitida. Solicita-se, deste modo, esclarecimento sobre a validade desta parcela para o espaço temporal de 2026-2029, ou, na

eventual opção pela sua não aplicabilidade imediata, a definição desta variável com um valor “zero”, em sede de caracterização dos parâmetros 2026-2029.

3 REPORTE DE INFORMAÇÃO

3.1.1 Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFTP

Nesta alteração, a ERSE pretende substituir a obrigação de envio dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFTP), por informação individualizada relativa a operações intragrupo. Salientamos, no entanto, que apesar da dispensa do envio dos DFTP, a maioria da informação pedida encontra-se enquadrada no seu âmbito.

Desta forma, quanto à exequibilidade do *timing* proposto para 15 de maio do ano anterior ao início de um novo período regulatório, sobretudo no que toca ao ano t-2, manifestamos as seguintes considerações:

- A legislação fiscal em vigor, nomeadamente o Artigo 130º do CIRC, estabelece que o Dossier Fiscal de Preços de Transferência deve ser entregue à Autoridade Tributária (AT) até ao dia 15 de julho do ano seguinte ao período de tributação em causa. Este prazo legal garante às entidades sujeitas a esta obrigação o tempo necessário para a recolha, validação e consolidação da informação relevante, assegurando a sua exatidão e conformidade com os requisitos legais;
- A antecipação da entrega para o dia 15 de maio poderá comprometer a qualidade da informação prestada, uma vez que, nessa data, o processo de preparação do dossier poderá ainda não estar concluído. Tal situação poderá originar inconsistências entre os dados submetidos à ERSE e os que serão posteriormente entregues à AT, o que não é desejável, nem para a Entidade Reguladora, nem para os sujeitos passivos;
- Esta antecipação representa uma sobrecarga administrativa significativa, numa altura do ano em que as empresas enfrentam múltiplas obrigações declarativas e fiscais.

Nesta base, consideramos não ser exequível a data proposta pela ERSE, sugerindo-se que se mantenha alinhada com o estabelecido pela Autoridade Tributária.

Adicionalmente, sugere-se que, a manter-se esta proposta, a ERSE clarifique a informação pretendida com as seguintes alíneas do proposto n.º 11ª do artigo 197.º:

“e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa"

3.1.2 Adequação da redação de artigos do Regulamento Tarifário relativos ao reporte de informação

No âmbito da alteração ao RT, a EDA propõe que sejam atualizadas as redações de alguns artigos relativos às obrigações de reporte, de forma a adequar o documento ao efetivo reporte de informação, no âmbito das normas complementares.

- Artigo 197.º - Atualmente, no ponto 7 deste artigo pode ler-se que: *"7 - A informação sobre investimentos a enviar no âmbito dos números anteriores, para além dos valores em euros, deve ser acompanhada por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração."* Esta informação encontra-se duplicada com as obrigações inscritas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), que estabelece o envio da informação sobre os projetos de investimentos até ao dia 15 de junho de cada ano.

- Artigo 198.º - Atualmente no ponto 1, alíneas de a) a f), são referidas informações a remeter anualmente com desagregações que não estão definidas nas normas complementares de relato financeiro e operacional.

"1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.

b) Custo unitário mensal dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos.

c) Custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custo unitário mensal com a descarga dos combustíveis, custo unitário mensal com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização mensais incorridos com os combustíveis adquiridos.

d) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA.

e) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia elétrica.

f) Custos associados à gestão técnica global do sistema."

A EDA reporta a informação relativa aos custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema conforme definido na Norma 6, não contemplando a desagregação aqui descrita.

No ponto 3 do mesmo artigo, que diz respeito à Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, é solicitada informação de uso de redes e custos de comercialização.

“A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.*
- b) Custos de Comercialização. “*

- Artigo 212.º - Atualmente, no ponto 2 e 3 deste artigo, que se refere a informação previsional, é identificado o envio de balanço e demonstrações de fluxos de caixa. A EDA cumpre com o envio da Norma 6, não contemplando estas matérias.

No ponto 4 do mesmo artigo é ainda referido que a informação dos investimentos deve ser acompanhada pela adequada caracterização física das obras. Esta informação encontra-se duplicada com as obrigações inscritas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), que estabelece o envio da informação sobre os projetos de investimentos até dia 15 de junho de cada ano.