



Consulta pública n. °101:

Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

05 JULHO 2021

Índice

1. Enquadramento.....	3
2. Comentários Gerais	3
3. Comentários Específicos	4
3.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	4
3.1.1. Eliminação da tarifa de URT a aplicar aos produtores	4
3.1.2. Aumento do peso da potência contratada na tarifa de URD em BTN	5
3.1.3. Introdução de uma nova opção tarifária na TAR em MAT, AT e MT.....	6
3.1.4. Eliminação da diferenciação trimestral nas TAR	6
3.1.5. Reformulação das TAR a aplicar ao Autoconsumo	7
3.1.6. Aplicação das TAR às instalações de armazenamento.....	8
3.1.7. Alteração das TAR aplicáveis à Mobilidade Elétrica	10
3.1.8. Disponibilização de ofertas de preços dinâmicos.....	12
3.1.9. Promoção de um projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT	14
3.1.10. Revisão da formulação da potência em horas de ponta	15
3.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS.....	15
3.2.1. Alteração da duração do Período Regulatório para 4 anos	15
3.2.2. Aplicação da metodologia TOTEX à atividade de DEE na AT/MT	16
3.2.3. Criação de mecanismo de partilha de ganhos/perdas	17
3.2.4. Introdução de princípio de sustentabilidade financeira.....	18
3.2.5. Introdução de racionalização dos custos de estrutura e gestão.....	19
3.2.6. Criação de componentes adicionais no incentivo à redução de perdas	20
3.2.7. Incorporação de gastos de investimento nos custos aceites dos CUR.....	22
3.2.8. Margem de comercialização do CUR.....	23
3.2.9. Devolução de créditos dos consumidores.....	24

1. Enquadramento

O Regulamento Tarifário (RT)¹ do setor elétrico determina os **proveitos permitidos das empresas reguladas, a estrutura tarifária, os procedimentos de fixação, alteração e publicitação das tarifas**, e ainda as **obrigações e procedimentos de prestação de informação** para com a ERSE.

A presente revisão do RT surge num contexto de transição energética e de um novo período regulatório, que se inicia em 2022, tendo como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária para o novo período regulatório. Adicionalmente, a proposta pretende integrar as alterações resultantes da revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) e outros desenvolvimentos regulatórios que afetam o setor elétrico. De acordo com a ERSE, as principais propostas têm por base a **promoção de uma regulação exigente, que incentive uma gestão eficiente das atividades reguladas, sendo ao mesmo tempo flexível, por forma a responder ao dinamismo que atualmente caracteriza o setor**.

Importa salientar que esta revisão decorre na ausência da transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, o que pode levar a alterações posteriores, uma vez que seja aprovado o projeto legislativo sobre as bases do SEN.

Neste contexto, a EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários Gerais

Como comentário prévio, a EDP considera positiva a disponibilização por parte da ERSE da proposta de revisão do RT, na medida em que uma visão integrada dos diferentes stakeholders contribui para uma tomada de decisão mais robusta e potencialmente

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro de 2017, posteriormente alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro de 2019 e pelo Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio de 2020

benéfica para o SEN. O documento divide-se em dois temas: estrutura tarifária e proveitos permitidos das atividades reguladas.

No respeitante à estrutura tarifária, a EDP entende que as propostas são globalmente positivas, alinhando o custo do uso das redes com as necessidades de investimento. Por outras palavras, as alterações sugeridas fomentam um consumo de energia elétrica mais equilibrado ao longo do dia, o que potencia uma redução das necessidades de investimento em reforço das infraestruturas do SEN.

Também registamos como positiva a harmonização da regulamentação a nível ibérico e o alinhamento com as diretivas europeias, contribuindo para o desenvolvimento do mercado interno europeu.

No respeitante aos proveitos permitidos das atividades reguladas, a EDP alerta para a potencial alteração dos incentivos ao investimento em redes que as modificações propostas acarretam, o que poderá condicionar os desenvolvimentos necessários ao cumprimento dos objetivos definidos para a transição energética.

Adicionalmente, salientamos que a introdução de um mecanismo que permite à tarifa recuperar retroativamente uma fração das eficiências acumuladas verificadas durante a vigência do período regulatório limita os incentivos à eficiência na operação. Em contrapartida, registamos como positiva a criação de componentes adicionais no incentivo à redução de perdas, direcionadas à redução das perdas comerciais e combate à fraude, que pretendem minimizar o impacto negativo que esta situação acarreta para os clientes finais que cumprem as suas responsabilidades.

3. Comentários Específicos

3.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA

3.1.1. Eliminação da tarifa de URT a aplicar aos produtores

A Circular 3/2020 da CNMC², de 15 de janeiro, com efeitos a partir de 25 de janeiro de 2020, eliminou a tarifa de uso da rede de transporte aplicada à injeção em Espanha. Neste contexto, a EDP entende que a manutenção dessa tarifa no SEN constitui uma

² Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

desvantagem para os produtores portugueses, num mercado concorrencial com os produtores espanhóis.

Acresce que esta proposta de eliminar a tarifa a aplicar aos produtores está alinhada com a recomendação da ACER (Agência Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia):

- Conforme estabelecido no Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho de 2019, relativo ao Mercado Interno da Eletricidade, no artigo 18.º, ficou a ACER incumbida de efetuar uma análise às tarifas de transporte e distribuição.
- No relatório da ACER (fev. 2021) "Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe", é referido que: *"Moreover, since Spain is going to remove its injection charge as of April 2021, the Portuguese NRA must assess whether to maintain its injection charge in place, as it was introduced in the past to ensure a level playing field for generators operating on the Iberian Peninsula."*

Assim, **a EDP concorda com a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) a aplicar aos produtores**, sendo esta proposta fundamental para harmonizar o tratamento dos produtores a nível ibérico, evitar distorções na formação de preços em mercado grossista e eliminar barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo, tornando o mercado de eletricidade mais eficiente e promovendo o desenvolvimento da produção distribuída, necessária para alcançar os objetivos estabelecidos para a transição energética, respetivamente.

3.1.2. Aumento do peso da potência contratada na tarifa de URD em BTN

O aumento do peso da potência contratada na tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD) em BTN, e consequente diminuição do peso da energia ativa traduz-se numa maior correspondência com a estrutura de custos do ORD, que é essencialmente fixa, garantindo maior estabilidade à receita tarifária e reduzindo o risco de subsidiação cruzada (por exemplo, entre clientes com autoconsumo e sem autoconsumo) e de volatilidade na recuperação dos proveitos.

Neste sentido, **a EDP reconhece que é vantajoso convergir para este princípio de aderência aos custos**, aumentando o peso da componente fixa da tarifa de acesso (potência contratada), à semelhança do que tem vindo a ser feito em Espanha nos últimos anos (a legislação espanhola de 2013 reviu o peso dos termos de potência e energia), e

em linha com o disposto na Diretiva de Mercado Interno de Eletricidade³, que estabelece que as entidades reguladoras devem assegurar que as tarifas de transporte e distribuição reflitam os custos, o que naturalmente passa por estabelecer um paralelo entre a estrutura de custos (predominantemente fixa) e a estrutura tarifária. Não obstante, este desenvolvimento poderá impactar o modelo de negócio do autoconsumo, diminuindo a sua atratividade, pelo que as soluções de autoconsumo devem ser acompanhadas por medidas de política energética, de forma a minimizar a criação de barreiras ao seu desenvolvimento.

3.1.3. Introdução de uma nova opção tarifária na TAR em MAT, AT e MT

A nova opção tarifária proposta na Tarifa de Acesso às Redes (TAR) em MAT, AT e MT, com especificação de períodos horários para três zonas geográficas diferentes, constituirá um benefício para o SEN se os períodos propostos, a sua duração e localização forem mais aderentes aos níveis de utilização das redes de modo a que as tarifas e preços possam acompanhar e refletir de uma forma mais eficiente os custos de desenvolvimento das redes. Como tal, e de acordo com o referido no ponto anterior, **a EDP reconhece que é vantajoso convergir para este princípio de aderência às necessidades de investimento.**

Não obstante, importa reforçar que o projeto piloto que deu origem à proposta tem um âmbito limitado (82 clientes e nenhum em MAT) e, como tal, os resultados positivos da análise custo-benefício poderão não ser representativos de todo o universo de clientes incluídos na nova opção tarifária, salientando-se assim a importância da participação voluntária pelos clientes abrangidos.

Por último, concordamos que deve existir um critério de permanência mínima nesta opção tarifária, de modo a evitar trocas sucessivas entre regimes tarifários, sendo a opção adotada pela ERSE, período de época alta, uma escolha que entendemos ser adequada.

3.1.4. Eliminação da diferenciação trimestral nas TAR

De acordo com o referido no relatório de análise do projeto-piloto, relativo ao aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes (TAR), a utilização das redes não exhibe uma sazonalidade em base trimestral, tendo-se verificado que a maioria dos casos

³ Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho de 2019

apresenta um pico de consumo no inverno, à exceção da área do sul de Portugal que apresenta um pico de consumo no verão

Adicionalmente, verifica-se que as tarifas aplicadas diferem apenas em períodos semestrais, já que os preços de energia ativa são apresentados por par de períodos trimestrais. Por último, ao considerar os valores estabelecidos para o ano de 2021, verifica-se que a sazonalidade relativa nas TAR é inferior a 1%.

Neste contexto, conclui-se que o impacto tarifário nos clientes será residual, motivo pelo qual **a EDP não vê qualquer inconveniente na alteração proposta.**

3.1.5. Reformulação das TAR a aplicar ao Autoconsumo

A limitação das TAR, a aplicar ao Autoconsumo através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) em BTN, à opção tri-horária e a incorporação do efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão vai de encontro ao princípio de alinhamento do custo do uso das redes com as necessidades de investimento, o que, de uma forma geral, reconhecemos como positivo.

Especificamente, o pagamento das tarifas de Acesso às Redes em caso de inversão do fluxo de energia para montante do nível de tensão de ligação da UPAC foi previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro [art.º 18, n.º 2, alínea b)]. Adicionalmente, Regulamento n.º 373/2021 (RAC), aprovado em diário da república a 5 de maio, não prevê o pagamento de TAR para montante do nível de tensão da UPAC em situações de inversão de fluxo de acordo com o estabelecido no n.º 2 do artigo 44.º, tendo a ERSE, na consulta pública que antecedeu o RAC, assumido o compromisso de discutir e acomodar eventuais alterações futuras a esta opção na presente revisão do RT.

Neste âmbito, importa referir que a justificação dada pela ERSE para equiparar as situações de inversão de fluxo às situações sem inversão de fluxo, em termos de preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, se mantêm inalteradas. Isto é, o desenvolvimento do autoconsumo não apresenta projetos em que haja utilização da RESP e a ocorrência das situações de inversão de fluxo é ainda negligenciável, ficando-se a aguardar um novo estudo do ORD para a caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia entre níveis de tensão.

Pelo exposto, a EDP entende que **qualquer alteração às disposições regulamentares em vigor e que resulte na aplicação de um fator diferente de zero para efeitos das TAR na**

situação de inversão de fluxo, deve ser fundamentada através de uma análise técnica, baseada em situações verificadas no terreno, que comprove a relevância das situações de inversão de fluxo para o aumento dos custos relativos à operação ou reforço das redes, devendo a mesma ser divulgada publicamente.

Por último, **a EDP entende que a aplicação das TAR para as situações de inversão de fluxo de energia deve ser acompanhada de desenvolvimentos regulamentares, que definam critérios objetivos e transparentes,** já que os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo não estão concretizados no diploma que estabelece o regime do autoconsumo.

3.1.6. Aplicação das TAR às instalações de armazenamento

Sob o ponto de vista económico, o armazenamento proporciona uma linearização do diagrama de cargas contribuindo para a redução do preço médio da energia a pagar pelos consumidores. Sob o ponto de vista de equilíbrio do sistema, esta flexibilidade e possibilidade de usar produção excedente nos períodos de menor consumo acrescenta capacidade de fornecer serviços de sistema e até garantia de potência em períodos de necessidade, que poderá levar a custos evitados de desenvolvimento da rede. Num contexto de transição energética, em que a proliferação de geração renovável eólica e solar irá introduzir uma maior variabilidade e imprevisibilidade ao SEN, **os sistemas de armazenamento são relevantes a nível económico e acima de tudo têm um carácter de flexibilidade que será crucial para o fornecimento de segurança de abastecimento ao sistema (introduzindo despachabilidade em tecnologias de natureza inerentemente não despachável como é o solar e o eólico) e estabilidade da rede (como prestadores de serviço de controlo de tensão, inércia sintética e gestão de congestionamentos, por exemplo).** Como tal, **a EDP defende que a promoção do seu desenvolvimento deve ser uma prioridade, devendo considerar-se o seu valor potencial, nomeadamente no que diz respeito aos custos marginais a longo prazo da rede que possam assim ser evitados (conforme disposto na Diretiva de Mercado Interno de Eletricidade).**

A bombagem é ainda hoje a maior fonte de armazenamento a nível europeu (representando cerca de 97% do armazenamento total), e Portugal não é exceção. Tendo em conta os custos das restantes tecnologias de armazenamento, a bombagem continua a ser a que apresenta maior potencial, tendo a particularidade da sua localização ser considerada em pontos específicos da rede. Importa também referir, que em Espanha não

existe pagamento de TAR para as centrais hidroelétricas com bombagem, no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem.

Assim, tendo em conta o papel central da bombagem na operação do SEN e a harmonização regulamentar a nível ibérico, **concordamos com a manutenção da atual isenção de pagamento de tarifas de Acesso às Redes na bombagem hidroelétrica.**

Adicionalmente, **defendemos que esta isenção deverá ser alargada a toda a energia consumida utilizada no processo de bombagem não só pelo gerador em modo bomba, mas a todos os consumos das instalações auxiliares que são necessárias no processo de bombagem.**

Relativamente ao tratamento tarifário a aplicar às unidades de armazenamento ligadas à RESP (excluindo sistemas de bombagem), a EDP salienta, tal como referido no início deste ponto, a necessidade de promover o seu desenvolvimento. Neste prisma, a EDP entende que a possível disseminação de unidades de armazenamento diretamente ligadas à RESP poderá induzir custos acrescidos para as redes. Não obstante, entendemos que *“sob o ponto de vista de equilíbrio do sistema, esta flexibilidade e possibilidade de usar produção excedente nos períodos de menor consumo acrescenta capacidade de fornecer serviços de sistema e até garantia de potência em períodos de necessidade, que poderá levar a custos evitados de desenvolvimento da rede”*.

A este respeito, a EDP faz notar que, dada a importância do armazenamento para a garantia da segurança de fornecimento ao sistema, as disposições na legislação europeia estabelecem alguns dos princípios que promovem o desenvolvimento e a utilização deste tipo de tecnologia.

Assim, alertamos que as Diretivas de Mercado Interno de Eletricidade e de Renováveis (Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018) estabelecem o princípio de não se aplicar o pagamento de qualquer taxa dupla, incluindo os encargos de redes, pela manutenção da eletricidade armazenada nas suas instalações ou ao prestarem serviços de flexibilidade aos operadores de redes.

Ainda no que diz respeito ao disposto nestas Diretivas, que se enquadram no Clean Energy Package (CEP), também o relatório preparado para a Comissão Europeia, de

março de 2020, sobre a contribuição do armazenamento para a segurança de abastecimento na Europa⁴, refere o seguinte:

“Member States should eliminate the double charging of grid tariffs. Double imposition of grid tariffs (that is, during storage charge and discharge) on stored energy are especially detrimental and should be eliminated. The current tariffication practices across Member States are still quite diverging, and even if eliminating double charging, do not address all possible cases. For example, concerning the application to existing and new storage facilities, the inclusion of conversion losses, whether the energy is traded in wholesale markets or supplied to end consumers, and the application of tariff rebates on all volumes or only for electricity providing specific services (e.g. balancing).”

É importante mencionar que esta recomendação surge no âmbito de medidas que se entendem estar já endereçadas no CEP e que requerem monitorização ao nível da UE para assegurar uma implementação adequada e atempada pelos Estados-Membros.

A recente Comunicação da CE 2020/299, de 8 de julho de 2020, relativa à Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético, refere igualmente a necessidade de *“ter em consideração as especificidades da eletricidade utilizada para o armazenamento de energia ou para a produção de hidrogénio, evitando-se a dupla tributação (por forma a que a energia seja tributada apenas uma vez no momento da entrega para consumo final) e a duplicação de encargos de rede injustificados.”*

Tendo em conta que a transposição para o quadro legal português da Diretiva 2019/944, relativa ao mercado interno da eletricidade, ainda se encontra em preparação, prevendo-se alterações na legislação de bases do setor, incluindo o enquadramento para instalações autónomas de armazenamento, **a EDP entende que a concretização da regulamentação deve ser condicionada pelas alterações legislativas nacionais, que decorrem de normas legislativas comunitárias.**

3.1.7. Alteração das TAR aplicáveis à Mobilidade Elétrica

A modificação proposta consiste na alteração da conversão do preço de potência contratada nas TAR aplicáveis à Mobilidade Elétrica (ME), de modo a acentuar a

⁴ Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe – Final Report, European Commission (DG ENER, Directorate B - Internal Energy Market), March 2020

diferenciação de preços por período horário. Esta alteração traduz-se na intensificação dos sinais de preço relativos à utilização das infraestruturas de redes, no sentido de promover uma utilização mais eficiente. Neste contexto, a EDP concorda com a proposta, na medida em que **vai de encontro ao princípio de alinhamento do custo do uso das redes com as necessidades de investimento**. Adicionalmente, permite recuperar parcialmente os sinais de preço que se perderam com a diluição dos encargos de potência contratada no custo da energia para Mobilidade Elétrica e contribui para reduzir o risco de aparecimento de sobrecargas nas redes.

Não obstante, **a EDP alerta para o facto desta alteração poder impactar negativamente o desenvolvimento do setor da mobilidade elétrica**. Neste prisma, e dado o enquadramento estratégico do setor nos objetivos do PNEC 2030, a ERSE deverá acautelar os efeitos negativos desta modificação, através de uma monitorização das consequências, e consequente alteração do estipulado, caso se verifique uma desaceleração da eletrificação dos transportes.

No que toca à inclusão das disposições referentes às tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica no RT, a EDP concorda com a proposta da ERSE, na medida em que o RT deverá conter todos os regimes tarifários existentes. Sem embargo, o documento justificativo também reconhece que, embora interligados, o setor da mobilidade elétrica e o setor elétrico são sistemas distintos, tanto em termos físicos, como em termos de fluxos de informação e faturação. Assim, defendemos que não haveria prejuízo em manter também no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) as disposições sobre a TAR/ME, como atualmente constam. O RME é um documento tailor made do setor da mobilidade elétrica, bastante inclusivo e orientador, como tal, a manutenção desta informação no RME iria facilitar a consulta a temas regulatórios por parte dos agentes do setor.

Adicionalmente, a EDP nota que na distribuição do consumo apresentada não foram considerados os dados de consumo em fase piloto⁵, que durou até 30 de junho de 2020, sendo que estes consumos representam 19% do consumo na rede mobilidade elétrica. Nesse sentido, uma vez que a fase piloto se estendeu até 30 de junho de 2020 apenas para postos de carregamento normal em espaço público, e que estes postos, muitas vezes são utilizados para o carregamentos de “pernoite” e de longa duração, o facto de não

⁵ Nota de rodapé 67 apresentada na página 58 do Documento Justificativo da presente consulta pública.

estarem a considerar os dados do primeiro semestre de 2020 pode estar a influenciar de forma significativa a distribuição apresentada no documento justificativo. Nesse sentido melhor seria que a análise da distribuição fosse feita com dados totais e preferencialmente num cenário com efeitos mais reduzidos da pandemia.

Por último, visto que a mobilidade elétrica tem evoluído a um ritmo acelerado, e o comportamento de carregamento do utilizador pode vir a mudar rapidamente, seria útil, para o acompanhamento da evolução da distribuição do consumo, a disponibilização da análise dos consumos inerentes à mobilidade elétrica, englobando carregamento de acesso público e carregamento privado, numa base anual. Neste ponto, faz-se notar que o carregamento privado (postos não ligados à rede Mobi.e) não faz parte dos dados de consumo da rede de mobilidade elétrica, mas tendo em conta o impacto que a evolução deste poderá ter, seria importante ter visibilidade sobre o mesmo.

3.1.8. Disponibilização de ofertas de preços dinâmicos

O artigo 11.º da Diretiva (UE) 2019/944, que ainda carece de transposição para a legislação nacional, estabelece o direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos. No n.º 1 deste mesmo artigo, estabelece-se o direito aos clientes finais, que tenham um contador inteligente instalado, de celebrar contratos de eletricidade a preços dinâmicos, com pelo menos um comercializador e com todos os comercializadores que tenham mais de 200 mil clientes finais. Em Portugal continental, à data de fevereiro de 2021, o CUR tinha mais de 954 mil clientes tornando-o assim elegível (à luz do critério de número de clientes) à disponibilização de um contrato de eletricidade a preços dinâmicos.

Por outro lado, a Diretiva de Mercado Interno de Eletricidade também estabelece que “As medidas de intervenção pública de fixação dos preços de comercialização de eletricidade” (que é o caso das tarifas transitórias de venda a clientes finais) “devem assegurar que todos os beneficiários dessas medidas de intervenção pública têm a possibilidade de escolher ofertas do mercado concorrencial e que são informados diretamente da disponibilidade de ofertas e de poupanças no mercado concorrencial, em especial dos contratos de eletricidade a preços dinâmicos.” A disposição prevista no artigo 5.º desta Diretiva indica assim que a aplicação de preços dinâmicos a comercializadores, com mais de 200 mil clientes finais, se refere a comercializadores em mercado livre (concorrencial) e não ao comercializador de último recurso (que aplica uma tarifa regulada).

Em Espanha foi introduzida uma tarifa regulada a preços dinâmicos, em abril de 2014 (anterior à Diretiva de Mercado Interno de Eletricidade). Inicialmente, a tarifa foi aplicada por defeito a 14 milhões de consumidores, sendo que no final de 2019 este número reduziu para 11 milhões de consumidores. Sobre este ponto faz-se notar, e de acordo com o documento justificativo, que no caso português “os custos seriam incorridos sem haver garantias de adesão por parte dos clientes, no pressuposto que a adesão seria voluntária, para além de haver a expectativa de se atingir a médio prazo um valor inferior a 200 mil clientes finais no CUR em Portugal continental, dados os prazos de obrigação de fornecimento pelo CUR estabelecidos na Portaria n.º 83/2020.”

Acrescentando aos argumentos apresentados pela ERSE, defendemos que a incorporação de Ofertas de Preços Dinâmicos no CUR não é positiva para o SEN pelas seguintes razões:

- A variabilidade inerente aos contratos de eletricidade a preços dinâmicos transfere o risco de mercado para o cliente. Neste prisma, o conhecimento sólido do funcionamento do mercado por parte dos clientes, em particular dos clientes domésticos em BTN, é fundamental para que, por um lado, haja adesão por parte dos clientes e, por outro, estes não incorram potenciais riscos derivados de um comportamento menos favorável do mercado. Assim, a EDP alerta para a necessidade de garantir que todos os clientes têm o devido conhecimento, na medida em que a desinformação poderia ter impactos significativos.
- A simultaneidade de ofertas a preços administrativos e preços spot permitiria aos clientes do CUR alternar ao longo do ano entre uma e outra oferta, em função da opção mais vantajosa a cada momento, explorando assim uma ineficiência do processo, o que resultaria em aumento de custos a ser suportado na tarifa de UGS por todos os clientes.

Adicionalmente, a EDP entende que a introdução de ofertas a preços dinâmicos no CUR deveria ser avaliada através da realização de um projeto piloto que contemplasse a análise da relação custo-benefício referida, por se tratar de uma alteração disruptiva, cujos impactos poderão ser relevantes para o SEN.

Pelo exposto, **a EDP concorda com a ERSE relativamente à não disponibilização destas ofertas por parte do comercializador de último recurso.**

Por último, aproveitamos este ponto para comentar a estratégia de aprovisionamento do mercado regulado, um tema que está intrinsecamente ligado ao tipo de oferta proposto.

Tendo em conta as propostas presentemente praticadas, a EDP questiona se o aprovisionamento para o mercado regulado não deveria promover uma maior redução do risco, presente na amplitude dos desvios verificados face às variáveis de cobertura de preço/volume. Suportado na experiência acumulada ao longo dos últimos dois anos, **a EDP questiona a oportunidade de uma reavaliação da percentagem de cobertura à data da definição das tarifas.**

3.1.9. Promoção de um projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT

Na sequência do artigo 11.º da Diretiva (EU) 2019/944 e em coerência com as recomendações do Conselho Europeu de Reguladores da Energia (CEER), no sentido de promover uma regulação dinâmica no contexto da transição energética, a ERSE propõe a promoção de um projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT. Esta análise pretende dotar os contratos que apresentem preços dinâmicos de um maior incentivo à flexibilidade da procura no caso particular do segmento residencial, uma vez que a maioria da fatura de eletricidade não seria composta por preços dinâmicos.

A EDP entende que a iniciativa da ERSE está concordante com as políticas e orientações estratégicas europeias estipuladas no âmbito da transição energética. Numa primeira análise, consideramos que **a alternativa de TAR sazonal fará mais sentido** já que apresenta uma maior correlação entre o custo do uso das redes com as necessidades de investimento e possui um modelo idêntico ao aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes na AT/MT. Adicionalmente, consideramos que os preços resultantes do MIBEL são fortemente influenciados por fatores externos, nomeadamente preços de combustíveis e CO₂, coeficientes de exposição solar, eolicidade e hidraulicidade; deste modo poderão não refletir de uma forma coerente as necessidades de investimento decorrentes do uso das redes ou a criticidade para a rede que não tem necessariamente paralelo como os períodos críticos no MIBEL.

Sugere-se ainda a consideração de outras opções a testar, nomeadamente com a introdução de tarifas Time-of-Use (ToU) na componente de potência. Refira-se o exemplo de Espanha onde não só existe uma diferenciação (ToU) no preço da potência, como inclusive, desde junho de 2021, os consumidores domésticos podem já contratar dois níveis de potência diferentes (uma para o período de ponta e cheias e outra para o período de vazio).

3.1.10. Revisão da formulação da potência em horas de ponta

A potência em horas de ponta representa as necessidades incrementais de investimento em infraestrutura de rede, cujo dimensionamento está dependente dos consumos agregados verificados nos períodos de ponta. A retangularização do consumo em horas de ponta irá provavelmente contribuir positivamente no sentido de reduzir as necessidades de reforço das redes.

Com esta proposta, a ERSE pretende aproximar a estrutura tarifária de Portugal à de Espanha. O projeto piloto de tarifas de acesso às redes de 2018 e 2019 já tinha conduzido à alteração do modo de faturação da potência em horas de ponta, que passou a usar como base a potência de um período de 12 meses (em lugar de valores mensais). A este respeito, a EDP questiona se o apuramento não deveria manter-se com base em valores mensais, já que haverá uma maior aderência ao valor de potência máxima efetivamente tomada em períodos críticos, refletindo de melhor forma o esforço requerido à rede e transmitindo ao cliente sinais de preço mais eficazes. Entendemos que desta forma se promove o uso mais racional das redes, possibilitando atingir melhores resultados, face ao objetivo proposto.

A proposta também prevê a constituição de grupos de trabalho com os operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores.

A EDP vê o envolvimento de diversos stakeholders na avaliação da introdução de sinais de preço que induzam a retangularização do consumo em horas de ponta como positivo e reconhece o enquadramento da medida na promoção da adesão dos custos de uso das redes às necessidades de investimento

3.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

3.2.1. Alteração da duração do Período Regulatório para 4 anos

A EDP concorda, em termos gerais, com a proposta da ERSE relativamente à extensão do período regulatório do setor elétrico para 4 anos, duração que é aplicada atualmente na regulação do setor do gás. Com efeito, entende que períodos regulatórios mais longos permitem maior estabilidade e previsibilidade regulatória, contribuindo para que as empresas possam ter maior capacidade de adaptação às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas, permitindo-lhes delinear com maior certeza as suas estratégias de atuação e de ajuste das suas atividades às exigências regulatórias.

É de referir, no entanto, que o alargamento do período de regulação aumenta a incerteza na parametrização das metodologias regulatórias que, em caso de ocorrência de eventos excepcionais, deverá levar à sua revisão. Contudo, será importante estabelecer as condições que poderão despoletar uma revisão extraordinária dos parâmetros dentro do período regulatório.

3.2.2. Aplicação da metodologia TOTEX à atividade de DEE na AT/MT

Na presente revisão regulamentar, a ERSE propõe a aplicação de uma metodologia de regulação baseada em custos totais (TOTEX) na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em AT/MT. A aplicação desta metodologia será suportada na definição de uma base de custos totais, que integrará, quer custos de exploração controláveis, quer custos de capital, associados ao ativo existente e aos investimentos previstos. Esta base de custos evoluirá consoante os indutores selecionados e as metas de eficiência impostas.

A definição do TOTEX com base em previsões de investimento (valor global e composição), realizadas muito antecipadamente, para todo o período regulatório, cria rigidez na gestão do investimento face às necessidades da rede, que são evolutivas.

É de evidenciar, neste âmbito, a necessidade da atividade de distribuição de energia elétrica dispor dos recursos necessários para não colocar em causa o seu contributo imprescindível no percurso que o país realizará para atingir os objetivos de descarbonização da economia. Assim, a metodologia de regulação a aplicar a esta atividade deve ser definida e implementada de forma a que consiga responder aos atuais desafios e objetivos do setor energético, o que não parece ser o caso do modelo proposto, que incentiva a contenção do investimento podendo constituir um sinal contrário ao desejável num contexto de transição energética.

Menciona-se ainda a aparente incompatibilidade entre o modelo proposto e o enquadramento existente para os planos de investimento da Rede Nacional de Distribuição. Com efeito, não é claro como se adequa a existência do PDIRD, revisto de dois em dois anos, no qual são decididos, pelo Governo e com o parecer da ERSE, os investimentos a realizar, e a decisão do Regulador sobre estes investimentos, no âmbito do cálculo dos parâmetros, no início do período regulatório.

Por outro lado, verifica-se que a maior parte dos custos de capital da atividade de distribuição está associada a investimentos passados (depreciações e remuneração de

ativos entrados em exploração), sobre os quais a empresa não tem qualquer controlo, não parecendo razoável, no modelo proposto, a aplicação de metas de eficiência e indutores sobre os custos de capital já incorridos.

A EDP considera que este modelo tem o inconveniente de potenciar o risco de desvios entre os pressupostos considerados no cálculo da base de custos totais definida no início do período de regulação e os custos totais efetivamente incorridos pelas empresas. Com efeito, como referido, a evolução do setor num contexto de transição energética, aliado à dinâmica de aprovação dos PDIRD, vem dificultar o processo de previsão dos investimentos, no início do período regulatório. Aliás, a ERSE também partilha desta preocupação e, como forma de colmatar estas inadequações inerentes ao modelo TOTEX, propõe um mecanismo de partilha de ganhos e perdas aplicado às atividades com metodologias de regulação deste tipo. É de referir, no entanto, que o mecanismo proposto não parece ser a solução, uma vez que estas falhas de previsão irão gerar, inevitavelmente, perdas para os consumidores ou empresas.

Importa ainda assinalar que o "*Report on regulatory frameworks for european energy networks 2020*" da CEER, de 11 de março de 2021, refere que a maioria dos países analisados neste relatório pratica um tipo de regulação baseada em incentivos na forma de um revenue ou price cap, conjugado com remuneração dos ativos. Além disso, o inquérito revela que a maioria dos reguladores exige a redução de custos principalmente do lado do OPEX, independentemente do setor (gás ou eletricidade).

Por último, apenas realçar que a implementação deste tipo de modelo tem inerente um aumento do custo de capital da atividade, pelo acréscimo expectável da exposição a indutores.

Pelos motivos expostos, **o modelo proposto não parece ser o mais adequado nem o momento o ideal para a sua implementação.**

3.2.3. Criação de mecanismo de partilha de ganhos/perdas

A ERSE propõe um mecanismo de monitorização e de partilha de ganhos e perdas de diferenciais entre os recursos alocados às empresas, no período de regulação, e os reais, relativamente a valores de custos de exploração, de depreciações e remuneração do ativo, respeitantes às atividades com metodologias de regulação por TOTEX. A introdução deste mecanismo é justificada pela necessidade de diminuição do risco, quer do lado das

empresas, que poderão ter custos totais desalinhados do nível de proveitos previstos, quer do lado dos consumidores, quando, por exemplo, as empresas não realizarem os investimentos previstos, que estiveram na base de cálculo dos montantes alocados à metodologia do TOTEX.

Assim, este mecanismo é proposto como forma de colmatar algumas inadequações inerentes ao modelo de regulação tipo TOTEX, como já referido, questionando-se a própria adoção deste tipo de modelo de regulação.

A partilha de ganhos e perdas com os consumidores encontra-se já implícita no fator X de eficiência que a ERSE impõe aos operadores no desenvolvimento das suas atividades, no âmbito do atual modelo de regulação por incentivos, razão pela qual **a EDP considera que a criação de um mecanismo de partilha adicional poderá desresponsabilizar a ERSE na fixação de parâmetros adequados e enfraquecer o sinal de exigência de eficiência a impor aos operadores**. Neste âmbito, na eventualidade de adoção de um mecanismo desta natureza, ele apenas deveria ser ativado em caso de ganhos ou perdas excessivas, ou seja, quando as variações de rentabilidade excederem um determinado limite a fixar.

Por outro lado, a proposta de mecanismo apresentada pela ERSE parece não evitar a discricionariedade na sua aplicação. De acordo com o defendido, a ERSE prevê que o valor acumulado dos diferenciais de ganhos e perdas seja partilhado entre empresas e consumidores numa proporção a definir por aplicação de um fator de partilha. Se implementado, seria essencial garantir uma partilha equitativa de ganhos e perdas entre empresas e consumidores, na definição deste fator, permitindo-se assim o incentivo adequado para as empresas desenvolverem a sua atividade de forma eficiente. O seu conhecimento à priori, no início de cada período regulatório, bem como a sua estabilidade ao longo do mesmo período, seria outro imperativo. Apenas assim os operadores teriam a visibilidade de longo prazo que permitiria gerir os seus custos de forma eficiente.

3.2.4. Introdução de princípio de sustentabilidade financeira

O equilíbrio económico-financeiro é um elemento fulcral para as empresas que desenvolvem atividades reguladas, dado o contexto estratégico de prestação de serviço público em que se inserem e a longevidade inerente à natureza dos seus ativos. Assim, a sustentabilidade financeira destas atividades, condicionada pelas decisões de financiamento e estrutura de capital, representa um elemento chave para o SEN, na

medida em que condiciona a operação e manutenção dos ativos, assim como a capacidade de responder às necessidades de investimento.

Neste contexto, a ERSE prevê no artigo 14.º do RT em vigor, medidas que refletem esta preocupação, que também tem vindo a ser incluída nos contratos de concessão. A somar ao atualmente previsto, a ERSE pretende introduzir um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira das empresas, que se traduz na monitorização e divulgação de indicadores de caracterização da situação económico-financeira. Este reforço tem como objetivo antecipar possíveis riscos financeiros, derivados de uma estrutura de capital inadequada, que coloquem em causa a sustentabilidade das empresas.

A EDP reconhece o racional da medida e a importância que esta poderá ter num contexto de reorganização do setor. Sem embargo, alertamos para o facto da medida ser de carácter preventivo e para a necessidade de salvaguardar a independência dos agentes, no que diz respeito às suas opções de financiamento. Por último, salientamos que a versão final do articulado deve definir os critérios ou níveis de risco que poderão justificar uma intervenção por parte do regulador, garantindo assim que os agentes têm visibilidade sobre os impactos desta alteração.

3.2.5. Introdução de racionalização dos custos de estrutura e gestão

No que diz respeito à criação de um mecanismo de controlo das taxas de capitalização dos encargos de estrutura e gestão das empresas reguladas, a EDP entende que **o novo mecanismo poderá materializar-se em critérios de capitalização diferentes em termos contabilísticos e regulatórios, sendo que as normas contabilísticas em vigor já definem critérios apropriados que balizam as regras de capitalização das empresas.** Desta forma, a aplicação do novo mecanismo poderia levar à divergência entre contas reguladas e estatutárias, o que não contribuiria para criar confiança junto dos diferentes stakeholders. Adicionalmente, esta situação poderá conduzir a um aumento de custos para o SEN e impactar nos prazos definidos para fecho de contas, já que implicaria um trabalho exaustivo e complexo de acompanhamento da informação a prestar a diferentes stakeholders, com a densificação dos trabalhos de reporting e auditing.

Sobre esta matéria, a EDP também faz notar que, importa clarificar a formulação da medida proposta, já que a mesma não estabelece critérios sobre o controlo dos encargos e questiona se esta alteração conduzirá a uma relação positiva custo-benefício.

3.2.6. Criação de componentes adicionais no incentivo à redução de perdas

As perdas que se verificam no SEN, tanto técnicas como comerciais, são elementos que apenas se traduzem em prejuízo para o sistema e, como tal, devem ser minimizadas. Neste contexto, importa identificar claramente o que são perdas técnicas, o que são perdas comerciais e quais são os seus indutores.

As primeiras consistem em energia dissipada na operação da rede e dependem de fatores relativos à extensão da rede, padrões de consumo e produção, localização de pontos de consumo e produção e estado/características dos ativos de rede, que são exógenos ao âmbito de atuação do ORD na gestão operacional das suas redes.

As segundas derivam de energia consumida e não faturada, comumente derivada de situações de fraude, cuja identificação pode ser levada a cabo pelo ORD.

Na presente revisão do RT, a ERSE propõe o desdobramento do incentivo à redução de perdas em três componentes:

1. Modelo idêntico ao atual que engloba as perdas técnicas e comerciais.
2. Nova componente que partilha com o ORD parte da receita recuperada no combate à fraude.
3. Nova componente de incentivo à recuperação de energia de fraude, seguindo uma curva cap and floor sem banda morta, centrada num valor de referência.

Relativamente à primeira componente, a EDP salienta que as perdas técnicas, que representam a maior parcela das perdas globais de energia, só podem ser influenciadas pelo ORD no longo prazo (além da duração típica de um período regulatório), através de reformas estruturais na rede dependentes de investimentos na rede, sujeitos a aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE.

Efetivamente, no curto prazo as perdas técnicas variam sobretudo em função de fatores externos à atuação do ORD, nomeadamente com o consumo e a correspondência entre as variações de produção distribuída (incluindo autoconsumo) e de consumo.

Face ao exposto, a EDP considera que o incentivo de redução de perdas se deveria cingir aos novos mecanismos agora propostos pela ERSE, focalizados na deteção e eliminação de fraude.

Ainda assim, a EDP considera que é importante continuar a acompanhar o indicador de perdas globais, como suporte à discussão dos planos de investimento nas redes. Neste contexto, **a EDP destaca que a generalidade dos reguladores europeus utiliza a energia de entrada na RND como denominador na expressão de cálculo das perdas, em linha com as recomendações do CEER⁶**, ao contrário da situação que se verifica em Portugal, onde o denominador utilizado é a energia de saída. A incongruência no cálculo deste indicador tem um impacto considerável e condiciona a comparabilidade entre os diversos ORD. Adicionalmente, sob o ponto de vista conceptual, caso as perdas iguaissem a energia de entrada, a utilização da energia de saída como denominador conduziria a um valor de perdas infinito, já que o valor de energia de saída seria nulo. Pelo contrário, a utilização da energia de entrada no denominador conduziria a valor de perdas de 100%, o que faria sentido na medida em que toda a energia de entrada seria “perdida”.

Neste ponto, importa também referir que, para além da comparabilidade entre ORD estar a ser afetada negativamente pela desarmonização do cálculo base das perdas entre diferentes ORD, verifica-se que quando se compara o nível de investimento entre diversos ORD europeus, em Portugal o valor de investimento por cliente é dos mais baixos⁷, prejudicando o desempenho do ORD nacional.

Em suma, a EDP disputa a incorporação das perdas técnicas nos indutores de proveitos permitidos do ORD. Sem embargo, caso esta dimensão não seja excluída, **é crucial que a fórmula de cálculo expurgue deste indicador os fatores não controlados pelo ORD**, nomeadamente os impactos da produção distribuída e da variação do consumo face ao previsto.

No respeitante às perdas comerciais, a EDP concorda com a introdução de incentivos/penalizações nos proveitos permitidos do ORD, na medida em que são situações que prejudicam o SEN e que podem ser identificadas e, em parte, solucionadas pelo ORD.

⁶ 2nd CEER report on power losses, March 2020, pp. 9

⁷ Página 9 do Anexo H.1 “Avaliação do Impacto do PDIRD-E 2020 na economia portuguesa” da proposta de PDIRD-E 2020.

Por último, relativamente aos valores de referência a definir pela ERSE para as componentes, a EDP sublinha a importância de se promover o alinhamento destes com a realidade de partida do período regulatório.

3.2.7. Incorporação de gastos de investimento nos custos aceites dos CUR

Até ao início do atual período regulatório, a atividade de Comercialização apresentava tradicionalmente valores de investimento sem materialidade, uma vez que toda a operativa comercial estava a cargo de outras empresas do grupo EDP, pelo que a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos estabelecida no artigo 109.º do RT não tem prevista explicitamente qualquer remuneração de ativos para esta atividade.

Devido à imposição de requisitos regulatórios mais exigentes quanto à separação de atividades e à diferenciação de imagem das empresas reguladas, desde 2017, a SU ELETRICIDADE tem vindo a desenvolver um conjunto de projetos relevantes relacionados com a autonomização dos seus processos comerciais, com o investimento num novo sistema comercial, com a criação de uma rede própria de lojas e com a implementação de uma nova marca, os quais implicaram um esforço de investimento da empresa durante o período regulatório que agora termina.

De forma a garantir o equilíbrio económico-financeiro da SU ELETRICIDADE, revela-se, assim, necessário que o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização passe a considerar uma parcela, não sujeita a eficiência, relacionada com os custos destes investimentos, incluindo a respetiva remuneração, à semelhança do que sucede com as outras empresas reguladas.

Reconhecendo esta necessidade, na reformulação do RT colocada em consulta pública, a **ERSE propõe que os custos aceites da atividade de Comercialização passem a incluir uma componente associada ao CAPEX, indo ao encontro do que a EDP havia solicitado** na revisão regulamentar que antecedeu o atual período regulatório.

Contudo, uma vez que a atividade de Comercialização se encontra em phasing out, a ERSE considera escusado efetuar alterações ao modelo de regulação, sugerindo em alternativa reconhecer as amortizações e remuneração do ativo na designada “Parcela Z”, referente aos montantes a repercutir nas Tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência.

A EDP considera positivo que as amortizações sejam reconhecidas, a par da remuneração do ativo, numa rúbrica de custos não sujeitos a eficiência, tal como sucede na atividade de Comercialização de Energia Elétrica das Regiões Autónomas. No entanto, na ótica da EDP, a eventual cessação da atividade de Comercialização regulada no médio prazo não constitui um impedimento à alteração do respetivo modelo de regulação, sendo de notar que a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, inicialmente prevista para o final de 2015, tem vindo a ser sucessivamente adiada. Por esse motivo, e a bem da transparência, sugere-se que a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos que consta do artigo 109.º do RT passe a considerar explicitamente uma parcela, fora das metas de eficiência, relacionada com as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização, reproduzindo o modelo de regulação aplicado nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Finalmente, no documento justificativo é referido que a repercussão tarifária dos investimentos realizados pela SU ELETRICIDADE ficará subordinada à sua aprovação pela ERSE, cuja aceitação será condicionada pela evolução e extinção da atividade de comercialização, de modo a evitar subsidiação cruzadas entre atividades.

A EDP julga, assim, fundamental estabelecer um procedimento, de periodicidade anual, para submeter o plano de investimentos da SU ELETRICIDADE à aceitação prévia da ERSE. Revela-se igualmente importante clarificar o tratamento a dar às amortizações que, segundo as normas contabilísticas, venham a ser registadas após a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, prevista para 2025 nos termos do enquadramento legal em vigor, de modo a garantir o reconhecimento nas tarifas anuais da amortização da totalidade do capital investido.

3.2.8. Margem de comercialização do CUR

No período de regulação 2015-2017, a remuneração do fundo de maneiio foi substituída por uma margem de comercialização, atribuída através da componente de custos não controláveis do proveito permitido da atividade de Comercialização, visando recuperar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da SU ELETRICIDADE, subjacentes ao processo de extinção de tarifas.

Ao contrário dos restantes parâmetros regulatórios, a inclusão desta parcela de custo nos proveitos permitidos da empresa é apreciada pela ERSE, numa base anual, sendo EDP, S.A.

atribuída de forma casuística, sempre que o desempenho económico e financeiro da empresa o justifique, o que conduziu a que a margem de comercialização apenas fosse aceite, a título excecional, no proveito permitido de 2015.

Um levantamento da atuação de várias entidades reguladoras nesta matéria demonstra que a margem de comercialização é uma componente fundamental do proveito permitido da atividade de comercialização regulada em vários países europeus, que consideram que os proveitos da atividade de comercialização, para além dos custos eficientemente incorridos pela empresa, devem incluir uma remuneração adequada pelo desempenho dessa atividade.

Considerando o acima exposto, a EDP defende que a margem de comercialização seja autonomizada da componente de custos não controláveis na fórmula de cálculo do proveito permitido da Comercialização, propondo-se que a ERSE passe a utilizar os referenciais adotados por outras entidades reguladoras para estabelecer um montante que permita à SU ELETRICIDADE obter uma remuneração em linha com a das suas congéneres europeias.

3.2.9. Devolução de créditos dos consumidores

Nos termos da Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro, relativa à devolução e repercussão tarifária dos créditos devidos aos consumidores por parte de Comercializadores de Último Recurso, os montantes apurados de créditos não regularizados com antiguidade superior a 5 anos revertem a favor das tarifas de acesso às redes, que são suportadas por todos os consumidores. Mais concretamente, a referida instrução prevê que a repercussão tarifária desses valores deve ser efetuada através da sua dedução ao proveito permitido da atividade de Comercialização, sendo recuperados pelos consumidores através da componente UGS das tarifas de acesso às redes.

Na sua proposta de reformulação do RT, a ERSE pretende verter para o articulado o disposto na Instrução n.º 04/2018, explicitando que os montantes relativos aos créditos dos consumidores são deduzidos aos proveitos da atividade de Comercialização através da rubrica associada ao “Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais”, no caso do CUR que atua em todo o território de Portugal Continental.

A empresa constata que a atualização do RT proposta pela ERSE se traduz na mera formalização do procedimento que vem sendo adotado pela Entidade Reguladora no cálculo das tarifas anuais, pelo que **concorda com o aditamento efetuado ao artigo 109.º, que define a fórmula de cálculo do proveito permitido da atividade de Comercialização.**

Acolhem-se igualmente as alterações efetuadas à redação do n.º 5 do artigo 176.º e do n.º 1 do artigo 180.º, as quais visam detalhar as obrigações de reporte de informação previstas no parágrafo 5 da Instrução n.º 04/2018, segundo o qual os CUR devem enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a par das contas reguladas reais, informação auditada sobre os montantes apurados de créditos não regularizados com mais de 5 anos.