

# CONSULTA PÚBLICA 113

## RELATÓRIO

### Reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA.....</b>	<b>3</b>
2.1	Atividade de Agregador de Último Recurso .....	3
2.1.1	Proveitos .....	3
2.1.2	Tarifas.....	6
2.2	Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador .....	7
2.2.1	Proveitos .....	7
2.2.2	Tarifas.....	9
2.3	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	12
2.3.1	Parcelas da Tarifa de Uso Global do Sistema e CIEG.....	12
2.3.2	Metodologia de repercussão dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS .....	14
2.3.3	Transferência intertemporal de CIEG.....	15
2.4	Projetos de investigação científica e desenvolvimento em zonas livres tecnológicas .....	17
2.5	Estrutura tarifária.....	18
2.5.1	Tarifas de acesso aplicáveis às Instalações de Armazenamento Autónomo .....	18
2.5.2	Tarifas de acesso aplicáveis às Instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.....	26
2.5.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP em caso de modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica .....	28
2.5.4	Procedimentos tarifários para a fixação de tarifas de acesso às redes de distribuição fechadas .....	29
2.5.5	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica – Pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT e AT .....	30
2.5.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso .....	31
2.5.7	Faturação de Energia Reativa .....	33
2.6	Proveitos permitidos.....	35
2.6.1	Financiamento da tarifa social.....	35
2.6.2	Custos com serviços de flexibilidade .....	37
2.7	Obrigações de reporte e divulgação de informação .....	38
2.7.1	Operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso que atuam exclusivamente em BT.....	38
2.7.2	Informação a fornecer à ERSE pelas entidades Reguladas .....	39
2.8	Alterações de organização e harmonização regulamentar.....	41
2.8.1	Disposições iniciais e finais .....	41
2.8.2	Adequação e uniformização da designação das empresas responsáveis pelas redes elétricas nas Regiões Autónomas .....	43
2.8.3	Projetos-Piloto .....	44

2.8.4	Alteração do prazo para parecer do Conselho Tarifário a proposta de tarifas excepcionais .....	46
<b>3</b>	<b>TEMAS RELEVANTES ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA.....</b>	<b>47</b>
3.1	Enquadramento regulamentar aplicável aos ORD BT .....	47
3.2	Mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR e a adequação da tarifa de energia .....	51
3.3	Prémio de risco na aquisição de energia pelo CUR e prazos dos leilões de aprovisionamento a prazo.....	52
3.4	Estrutura da opção tarifária por épocas e áreas de rede.....	54
3.5	Margem de comercialização do CUR.....	55
3.6	Prazo para fixação de parâmetros para cálculo dos ajustamentos tarifários.....	55
3.7	Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira .....	56
3.8	Devolução pelo CUR de créditos devidos aos clientes.....	58
3.9	Período de transição e de implementação das alterações do RT .....	59

## 1 INTRODUÇÃO

Em 28 de março de 2023, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 113](#) que incluiu a proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) do setor elétrico (SE) acompanhada do respetivo documento justificativo, que expôs os fundamentos e o sentido das alterações propostas.

A mencionada proposta de revisão regulamentar proposta pela ERSE incluiu, no caso do RT, alterações nas seguintes áreas temáticas:

- Agregação de Último Recurso;
- Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador;
- Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral;
- Projetos de investigação científica e desenvolvimento em Zonas Livres Tecnológicas;
- Estrutura tarifária;
- Proveitos permitidos;
- Obrigações de reporte e divulgação de informação;
- Alterações de organização e harmonização regulamentar.

Adicionalmente, os agentes abordaram nas suas respostas um conjunto de temas não levados a consulta pública que, pela sua relevância, foram avaliados no presente relatório:

- Enquadramento regulamentar aplicável aos ORD BT;
- Mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR e adequação da tarifa de energia;
- Estrutura de opção tarifária por épocas e áreas de rede;
- Prémio de risco na aquisição de energia pelo CUR e calendário dos leilões de aprovisionamento a prazo;
- Margem de comercialização do CUR;
- Prazo para fixação de parâmetros para cálculo dos ajustamentos tarifários;
- Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Devolução pelo CUR de créditos devidos aos clientes;

- Período de transição e de implementação das alterações do RT.

No presente documento sistematizam-se os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE fez, agregados por temas principais objeto de comentários, no capítulo 2, relativamente a temas inicialmente considerados na consulta pública. Os temas sujeitos a consulta com comentários favoráveis ou sem comentários não são apresentados neste documento. Esta sistematização de temas inclui a descrição geral dos comentários recebidos e a explicitação da decisão da ERSE com a justificação às alterações ou a manutenção da proposta sujeita a consulta.

No capítulo 3 do presente documento são ainda apresentados, de forma igualmente sistematizada, os comentários recebidos na consulta pública que não tinham sido incluídos na proposta da ERSE. Em relação a estes temas, a sistematização efetuada segue a mesma abordagem seguida para os temas antes mencionados, explicitando-se, além da síntese descritiva do tema em causa, a decisão da ERSE com a respetiva justificação.

Os comentários recebidos, considerados para efeitos deste documento e da formação da decisão da ERSE, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

## 2 TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA

### 2.1 ATIVIDADE DE AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

#### 2.1.1 PROVEITOS

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Alterar o RT para enquadrar e concretizar as metodologias de definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso (AUR), incluindo uma disposição transitória para que o comercializador de último recurso (CUR) desempenhe as atividades reguladas do AUR até à atribuição da respetiva licença.

##### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos sobre este tema são, na generalidade, favoráveis à proposta de organização das atividades reguladas do AUR e das respetivas metodologias de definição dos proveitos permitidos apresentadas pela ERSE, bem como às disposições transitórias que atribuem ao atual CUR as responsabilidades do AUR enquanto não forem atribuídas as novas licenças. Não obstante, alguns comentários identificam aspetos específicos que requerem clarificação ou harmonização regulamentar, nomeadamente do RT e do RRC.

O **CT** concorda com as propostas da ERSE para o AUR. Contudo, devido à inclusão da anterior função de facilitador de mercado na atividade regulada de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC) do AUR, assinala a necessidade de assegurar através desta nova atividade a recuperação dos desvios incorridos pelo facilitador de mercado entre 2020 e 2023, de forma a acautelar o equilíbrio económico-financeiro do CUR. A **SU Eletricidade** e a **EDP** fazem um comentário similar.

Nos seus comentários gerais, a **SU Eletricidade**, que desenvolverá transitoriamente as atividades do AUR, começa por referir a necessidade da ERSE explicitar as suas obrigações sobre a atual carteira de contratos com clientes e produtores, desde a entrada em vigor dos novos regulamentos, até à extinção das tarifas transitórias e até à atribuição das novas licenças de CUR e de AUR. O **CC** nos seus comentários ao RRC também aponta, de modo semelhante, a necessidade de clarificação do enquadramento da atual carteira

de contratos já celebrados pelo CUR na sua função de facilitador de mercado, até à atribuição da licença de AUR.

Adicionalmente, a **SU Eletricidade**, **Gold Energy** e **Axpo** referem a necessidade de harmonizar e alinhar as disposições propostas para os vários regulamentos, em particular do RRC e do RT, nomeadamente ao nível da definição das atividades reguladas e da distinção das aquisições aos produtores que são de caráter permanente e obrigatório daquelas que são de caráter temporário e supletivo.

No que respeita à informação reportada para o cálculo tarifário, a empresa propõe que, no período transitório em que irá desempenhar as atividades de CUR e AUR em simultâneo, o RT preveja uma norma que dispense a **SU Eletricidade** de proceder à separação do seu balanço estatutário entre AUR e CUR, mantendo neste período transitório o envio da informação relativa às funções do AUR nos moldes atuais em que a informação operacional, os custos e proveitos são separados por atividades.

Relativamente ao n.º 5 do artigo 198.º-A, que estabelece que o AUR deve enviar à ERSE a informação sobre os montantes dos créditos a devolver aos clientes, a **SU Eletricidade** refere que, de acordo com a definição de cliente no RT, a atividade de agregação de último recurso não tem clientes, propondo que se elimine este ponto.

#### DECISÃO DA ERSE

Na sequência dos comentários recebidos, a ERSE decidiu clarificar os articulados do RT e do RRC, para assegurar a sua harmonização, nomeadamente no que respeita às atividades reguladas definidas para o AUR. Adicionalmente clarificam-se as obrigações do CUR no desempenho dessas atividades, transitoriamente, desde a entrada em vigor destes novos regulamentos até à atribuição da licença do AUR. Em concreto, as alterações introduzidas pretenderam clarificar que:

- a atividade regulada de compra e venda de energia elétrica da produção com remuneração garantida (CVEE PRG) assume natureza obrigatória, nos termos dos regimes jurídicos de remuneração garantida estabelecidos na lei e até ao decurso do respetivo prazo, contemplando as aquisições dos PRE com remuneração garantida que atualmente se relacionam com a função de compra e venda de energia elétrica da PRE do CUR;
- a atividade regulada de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis com remuneração fixada em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC) assume natureza

supletiva e temporária, incluindo para as aquisições efetuadas atualmente pelo facilitador de mercado, nos termos do n.º 9 do artigo 282.º do RRC;

- a ligação entre as atividades do AUR descritas no RRC e as atividades reguladas, que têm segregação funcional e separação contabilística, nos termos descritos no RT.

Relativamente aos desvios incorridos pelo facilitador de mercado, em resultado dos encargos suportados pelos produtores<sup>1</sup> não terem permitido recuperar a totalidade dos custos desta atividade do CUR, a ERSE acolhe os comentários e procurará assegurar a recuperação desses montantes através dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC, a desempenhar transitoriamente pelo CUR, tendo em conta a necessidade de assegurar o seu equilíbrio económico-financeiro. Refira-se que os desvios do facilitador de mercado de 2022 e 2023 serão também recuperados por esta via e não através dos ajustamentos, uma vez que os ajustamentos das atividades reguladas do CUR nesses anos ainda serão realizados ao abrigo do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, que não contempla a atividade de facilitador de mercado.

Quanto à solicitação da SU Eletricidade de ser dispensada de separar o seu balanço estatutário entre as atividades de AUR e de CUR, a ERSE acolhe os comentários da empresa, permitindo que mantenha neste período transitório o envio da informação relativa às funções do AUR nos moldes atuais, em que o reporte da sua posição financeira é feito através do balanço estatutário agregado (Ativos, Passivos e Capitais Próprios), desagregando a informação operacional, os custos e proveitos pelas atividades. Contudo, a empresa deve continuar a enviar um anexo justificativo das adaptações efetuadas às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas.

Relativamente à sugestão da SU Eletricidade de se eliminar o n.º 5 do artigo 198.º-A, visto que o AUR não tem clientes, tal como definidos no RT, a ERSE decidiu manter este número, uma vez que considera que as disposições nele constantes se aplicam ao AUR, mas substituindo a referência a clientes por “agentes aos quais presta serviços de agregação de último recurso”.

---

<sup>1</sup> A Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, estabeleceu os encargos a suportar pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

## 2.1.2 TARIFAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Integrar no RT a tarifa de referência que permita remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo AUR. A proposta adota o regime remuneratório previsto anteriormente para o facilitador de mercado (transitoriamente atribuído ao CUR), em que o preço de energia horário no OMIE é repercutido de acordo com o perfil horário de produção, líquido dos custos com os desvios em mercado (*pro rata*) e de um encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação. Os ajustamentos de proveitos pelo serviço de intermediação serão socializados através da tarifa de Uso Global do Sistema.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT concorda com os princípios adotados pela ERSE relativamente às tarifas da atividade do AUR.

A **Goldenergy** e a **Axpo** consideram que o artigo 26.º A, relativo às tarifas a aplicar pelo agregador de último recurso, deve também remeter para o artigo 181.º A, que contém a metodologia de cálculo das tarifas de referência do AUR.

A **SU Eletricidade** levanta questões quanto à operacionalização da faturação da remuneração de cada produtor, referindo ser seu entendimento que as parcelas devem ser faturadas simultaneamente, o que implica uma alteração dos prazos de faturação aos produtores, dado que as parcelas dos encargos relativos aos desvios à programação, só são faturados ao AUR ao 12.º dia útil do mês seguinte. Salienta, ainda, que, em determinadas circunstâncias, o resultado da fórmula única pode originar um valor a pagar pelo produtor.

A **SU Eletricidade** refere que as notas de liquidação dos encargos do Gestor Global do Sistema (GGS) vão passar a ter periodicidade semanal. No entanto, não se prevendo que o GGS disponibilize ao AUR uma nota de liquidação mensal, tal implicará que a empresa terá de adaptar os sistemas para faturar os encargos mensalmente aos produtores, com os inerentes custos de desenvolvimento de novos processos e sistemas.

A **SU Eletricidade** refere ainda que, sendo a parcela da remuneração relativa aos encargos suportados com a representação em mercado e aos custos de funcionamento afetos à atividade de CVEE PREAC calculada através do somatório de um encargo fixo e de um encargo variável, o entendimento da empresa é que o

encargo fixo, que visa recuperar custos de funcionamento desta atividade, deverá ser sempre faturado aos produtores mesmo em situações em que não exista injeção de energia na RESP.

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE mantém a formulação proposta para a metodologia de remuneração de produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores que sejam representados em mercado pelo AUR.

Como assinalado no documento justificativo, o cálculo da remuneração assume uma formulação idêntica à prevista para o CUR na sua atuação em regime de substituição do facilitador de mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, incluindo os encargos conforme estabelecidos na Diretiva n.º 5/2021, da ERSE.

Em relação ao comentário de que, ainda que no período de faturação não tenha havido injeção de energia na RESP, há sempre lugar à faturação do encargo fixo, a ERSE clarifica que esse entendimento é correto. Essa parcela da remuneração pretende recuperar custos fixos incorridos pelo AUR pela sua atividade de representação, pelo que todos os representados devem contribuir para cobrir esses mesmos custos. Conforme assinalado acima, essa é já a prática atual.

Quanto às questões relativas à faturação, a proposta não altera a situação atual, mantendo-se os prazos de faturação atuais.

A ERSE concorda com a sugestão de inclusão no 26.º A (numeração da proposta) de referência ao artigo 181.º A (numeração da proposta) e procedeu a essa melhoria do articulado

## **2.2 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR**

### **2.2.1 PROVEITOS**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Alterar as designações e definições de Operador Logístico de Mudança de Comercializador para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). Decorrente do estabelecido no

Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE propôs também alterar a metodologia de recuperação dos proveitos permitidos desta atividade, através da aplicação de preço regulado e, supletivamente, pela tarifa de UGS.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos referem-se principalmente à implementação da nova metodologia de recuperação dos custos de OLMCA, em particular referem: a garantia do equilíbrio económico-financeiro da atividade de OLMCA; a recuperação do preço regulado pelo CUR; o prazo de implementação da nova metodologia; o regime transitório.

O **CT** considera essencial acautelar que a implementação das novas regras de financiamento e do modelo de regulação, por um lado, não comprometem o equilíbrio económico-financeiro do OLMCA e, por outro, não se consubstanciam num agravamento de custos para os consumidores finais face às condições atualmente em vigor.

No que respeita ao custo a suportar pelo CUR com o serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, os comentários (**CT, Grupo EDP, SU Eletricidade e EDP Gás SU**) sugerem que seja reconhecido na designada “Parcela Z” do proveito permitido da atividade de comercialização, de forma a salvaguardar o equilíbrio económico-financeiro do CUR.

Noutro segmento de comentários (**CT, Gold Energy e Axpo Portugal e REN**), é indicado que, transitoriamente, e enquanto não for atribuída a licença na sequência do procedimento concorrencial, é o gestor global do SEN que continua, nos termos do n.º 2 do artigo 292.º do DL 15/2022, a desempenhar as funções de operador logístico de mudança de agregador. Deste modo, solicitou-se a revisão do artigo 228.ºA.

Relativamente ao prazo de implementação da nova metodologia de recuperação de custos, dois participantes (**GALP e Iberdrola**) consideram que esta deve iniciar o período de vigência a 1 de outubro de 2023 para o setor do gás e a 1 de janeiro de 2024 para o setor elétrico.

### DECISÃO DA ERSE

A proposta da ERSE dispõe que uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador seja recuperada através de um preço regulado aplicado aos comercializadores cessionários e que a restante parte seja recuperada através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, a ERSE reconhecerá em sede de ajustamento os gastos associados à parcela de custos que

resultam da aplicação de um preço pelo OLMCA, como montantes a repercutir nas tarifas não sujeitos a metas de eficiência, garantindo desta forma o equilíbrio económico-financeiro da atividade.

Relativamente à disposição transitória do artigo 228.º-A, a ERSE acolhe os comentários e procedeu à adaptação da redação do artigo de forma a manter, até à atribuição da licença de OLMCA, as funções de operador logístico de mudança de agregador no Gestor Global do SEN, de acordo com o n.º 2 do artigo 292.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente. Deste modo, nota-se que o Gestor Global de Sistema fica transitoriamente abrangido pelos requisitos de prestação de informação à ERSE aplicáveis ao OLMCA, com as necessárias adaptações decorrentes de realizar apenas a atividade de mudança de agregador.

O documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás” introduz o novo modelo remuneração do OLMCA no gás, com efeitos a partir de 1 de outubro de 2023. No caso do setor elétrico, este modelo de recuperação de proveitos será adotado, com as devidas adaptações, a partir de 1 de janeiro de 2024.

## 2.2.2 TARIFAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Eliminar a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC)** enquanto tarifa autónoma. Em contrapartida, uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador e agregador são recuperados através de um **preço regulado**, a pagar por comercializadores e agregadores cessionários, dispensando o seu pagamento no caso das entradas diretas no mercado. Supletivamente, a outra parte será recuperada na **parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**, a pagar pelos consumidores do SEN.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

No caso da captação de contratos relativos a instalações anteriormente sem abastecimento de eletricidade (entradas diretas), vários intervenientes concordaram com a proposta de isentar estes processos do pagamento do preço regulado por mudança de comercializador ou agregador (**CT, Goldenergy/Axpo e Grupo EDP**). Duas entidades mostraram discordância, sugerindo a aplicação do preço regulado às entradas diretas (**Elergone, Iberdrola**). Um último participante argumentou que por as entradas diretas representarem um número reduzido, a consequente socialização do valor que aqui poderia ser cobrado tem pouca materialidade (**GALP**).

Um tema que levantou várias reações foi a aplicação do preço regulado a mudanças de comercializador ou agregador que venham a ser anuladas, e a necessidade de reposição do cliente no comercializador ou agregador original (**Grupo EDP, Endesa, GALP, Goldenergy/Axpo**). Os agentes argumentaram que no caso de anulação da mudança, e consequente reposição do cliente, o comercializador ou agregador alvo da anulação não deveria ter que suportar o preço regulado, podendo ter que existir uma nota de crédito caso o respetivo valor já tiver sido faturado. Por outro lado, as respostas recebidas também sugerem que o comercializador ou agregador alvo da reposição do cliente, que temporariamente foi mudado para outra empresa, não deveria voltar a pagar o preço regulado pela mudança de comercializador ou agregador. São apresentados como exemplos, que podem originar uma anulação os casos de erros na contratação, a contratação indevida e o arrependimento na contratação à distância. Foi ainda solicitada a clarificação para a não aplicação do preço regulado no caso de alterações de titularidade na carteira do próprio comercializador (**Goldenergy/Axpo**).

Relacionado com a situação da reposição, e lembrando que a mudança de comercializador deve ser gratuita para o cliente, foi feita a sugestão de existir um limite ao número de mudanças de comercializador, de forma a mitigar o problema dos «turistas energéticos» (**Goldenergy/Axpo**).

No que se refere à percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado, um dos agentes sugere a adoção de um peso mais reduzido (25%), considerando que é a abordagem mais prudente numa fase de transição no modelo de financiamento da atividade do OLMCA (**Grupo EDP**).

Na vertente da operacionalização, o operador da rede de distribuição em AT e MT solicita uma clarificação no RT, sobre qual a entidade responsável pela cobrança do preço regulado e a forma de transferência dos respetivos montantes para o OLMCA (**E-REDES**).

Para além dos comentários recebidos a esta consulta pública, importa lembrar que a proposta de eliminar a tarifa de OLMC e a criação de um preço regulado foi igualmente apresentada no âmbito da Consulta Pública n.º 114, referente à reformulação do RT do Setor do Gás, propondo que as alterações análogas sejam feitas no Setor do Gás. Os comentários recebidos nesse âmbito estão em linha com as preocupações recebidas na presente Consulta Pública n.º 113 <sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Consulte o capítulo 2 do [Relatório da Consulta Pública n.º 114](#). As entidades que apresentaram comentários sobre este tema foram: CT, EDP Gás SU, Floene, a EDP e a Galp.

## DECISÃO DA ERSE

A aplicação do preço regulado pela mudança de comercializador ou agregador às entradas diretas foi um dos pontos em que a ERSE solicitou de forma explícita a apresentação de comentários. Face aos comentários recebidos, considera-se ser de aplicar o preço regulado às entradas diretas, isto é, às situações de captação de contratos relativos a instalações anteriormente sem abastecimento de eletricidade ou de gás natural. Pesaram para esta decisão os seguintes pontos. Primeiro, apesar de haver mais agentes que se tenham manifestado a favor da proposta apresentada, alguns agentes discordam da proposta, realçando que a não aplicação do preço regulado poderia consubstanciar uma socialização de custos, embora de materialidade reduzida. Segundo, observados os dados recentes relativos às mudanças de comercializador, verifica-se que as entradas diretas no mercado livre nos primeiros meses do ano 2023 representam um número superior ao número de captações pelos CUR, tanto no setor elétrico como no setor do gás, chegando inclusivamente a ser superior ao número de mudanças dentro do mercado livre, no caso do setor do gás<sup>3</sup>. Logo, a situação das entradas diretas não é uma realidade negligenciável, devendo por isso ser objeto de aplicação do preço regulado, minimizando a socialização de custos. Importa referir que as cessações ou denúncias de contrato sem outro comercializador ou agregador que o substitua (saídas diretas) continuam dispensadas do pagamento do preço regulado, em linha com a proposta inicial.

No que se refere à anulação de uma mudança do cliente, designadamente por erros na contratação, contratação indevida ou arrependimento na contratação à distância, não será dispensado o pagamento do preço regulado pela mudança que originou a necessidade de anulação, não havendo por isso lugar a qualquer devolução de valores faturados. Considera-se que se trata de um risco comercial da atividade. Acresce que no caso do arrependimento à distância, o comercializador também não deixará de cobrar pelo fornecimento de energia elétrica pelos dias em que o cliente fez parte da sua carteira. Situação diferente é a reposição do cliente no comercializador ou agregador original, na qual não deve ser aplicado o preço regulado, evitando-se assim um duplo pagamento para o comercializador ou agregador que inicialmente angariou o cliente. Igualmente, as situações de mudança de titularidade na carteira do próprio comercializador não serão sujeitas ao pagamento do preço regulado.

No que respeita à percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado é de salientar que o regime legal impõe que a componente de custo a recuperar pelas tarifas de acesso às

---

<sup>3</sup> Ver [Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade](#) e [Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural](#), da ERSE, sobre as mudanças registadas no ano de 2023.

redes tem natureza supletiva. Neste contexto, a ERSE considera que o valor mínimo a considerar não deve ser inferior a 50%<sup>4</sup>.

Quanto à operacionalização, nomeadamente em termos de cobrança do preço regulado e da transferência de valores entre operadores, considera-se que esta está suficientemente detalhada no RRC, na parte que respeita ao relacionamento comercial do OLMCA, passando a transferência para o OLMCA dos valores não cobrados pelo preço regulado a ser incumbida ao operador da rede de transporte.

Por fim, a sugestão de um limite às mudanças de comercializador, para lidar com a situação do «turista energético», não tem diretamente a ver com o tema do modelo de financiamento da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador.

## 2.3 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

### 2.3.1 PARCELAS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA E CIEG

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema passa a integrar todos os custos de política energética, de sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG). A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) mantém os custos associados à gestão global do sistema, assim como os restantes custos não associados a CIEG.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

De um modo geral, os comentários recebidos (CT e APIGCEE) são favoráveis à proposta de reorganização da alocação dos custos pelas duas parcelas da UGS, reconhecendo-se que permite a distinção mais imediata dos custos que decorrem do uso e gestão da rede elétrica (parcela I) daqueles que resultam de medidas de política energética (parcela II).

---

<sup>4</sup> Esta posição já foi apresentada pela ERSE no capítulo 2 do [Relatório da Consulta Pública n.º 114](#), relativo à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás.

Contudo, quer o **CT** quer a **APIGCEE** salientam a necessidade de manter o escrutínio dos custos repercutidos em cada uma das parcelas, bem como integridade das séries históricas, para não prejudicar as análises e consistência face às agregações de CIEG usadas no passado, assim como a desagregação por rubricas. Por estes motivos, o CT solicita que a ERSE continue a apresentar os dados relativos a CIEG de acordo com a classificação anterior, para prosseguir a análise da evolução temporal nos moldes atuais, pelo menos até ao fim do período regulatório em vigor.

Ao nível da recuperação dos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR, a proposta da ERSE é para que ocorra através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo ORT ao ORD. Sobre esta proposta, a **REN** considera que, por já existir uma relação comercial do ORD com o AUR no âmbito da atividade de CVEE PRG (que é um CIEG incluído na parcela II da tarifa de UGS do ORD), faria mais sentido os proveitos da atividade CVEE PREAC serem recuperados ao nível da parcela I da tarifa de UGS aplicada pelo ORD aos clientes, salientando o facto do RRC não prever o relacionamento do ORT com o AUR.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos relativos ao escrutínio dos custos repercutidos, pelo que manterá a informação com a desagregação necessária para avaliar a evolução dos CIEG de acordo com a classificação anterior, possibilitando a continuidade das análises de evolução temporal dos CIEG em qualquer dos referenciais.

No que respeita à recuperação dos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR, a ERSE acolhe a proposta da REN para que seja incluída na parcela I da tarifa de UGS aplicada pelo ORD aos clientes (ao invés da parcela I da tarifa de UGS aplicada pelo ORT ao ORD), tendo presente que já existe um relacionamento comercial entre o ORD e o AUR, nomeadamente relativo à recuperação dos proveitos da atividade de CVEE PRG através da parcela II da UGS, mas também devido ao valor relativamente reduzido que é expectável para esta rubrica, comparativamente com o total de proveitos a recuperar pelas tarifas de UGS do ORD. Esta alteração face à proposta implica a reformulação dos artigos 110.º (Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema), 111.º (Custos de gestão do sistema) e 116.º (Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes).

## 2.3.2 METODOLOGIA DE REPERCUSSÃO DOS CIEG NA PARCELA II DA TARIFA DE UGS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Estabelecer uma nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), a refletir no cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a recuperar pelos operadores das redes de distribuição. Em vez de assentar em critérios de alocação diferenciados por rubrica de custo dentro dos CIEG, como acontece atualmente, a nova metodologia estabelece um critério de alocação a partir do valor global dos CIEG para cada ano. A alocação por nível de tensão, tipo de fornecimento e variável de faturação passa assim a ser mais transparente.

Nos termos do regime jurídico do setor, a repercussão deve ser orientada para os sinais de preço das tarifas, o que na metodologia de cálculo corresponderá à soma das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Contudo, para assegurar a estabilidade tarifária, a metodologia permite, de forma transparente, ajustar os sinais de preço na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, e consequentemente na tarifa de Acesso às Redes. A nova metodologia prevê a inclusão da variável de potência em horas de ponta na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cujo impacto será avaliado, introduzindo de forma faseada esta nova variável.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A nova metodologia de repercussão dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS não registou comentários de desacordo, embora os agentes considerem que a proposta deveria ter sido acompanhada de mais informação (CT, APIGCEE). Estes agentes manifestaram que a apresentação de resultados exclusivamente com valores do ano 2021 é insuficiente face ao atual contexto de volatilidade com reflexo em oscilações significativas nos valores de CIEG, negativos ou positivos. Adicionalmente, realçam a necessidade de uma sustentação e justificação dos valores que os vários parâmetros da metodologia venham a assumir. O CT, para além de considerar que a complexidade da nova abordagem não torna a alocação dos CIEG necessariamente mais transparente, sublinha a importância de comparar o resultado da nova metodologia com aquilo que é a atual regra de alocação dos CIEG nos exercícios tarifários futuros.

A introdução gradual da variável potência em horas de ponta como variável de faturação na parcela II da tarifa de UGS mereceu a concordância dos agentes que se manifestaram (CT, APIGCEE). Num aspeto

relacionado com a alteração das estruturas tarifárias vigentes, a **E-REDES** sugere incluir um anexo ao RT, com os quadros de tarifas e preços de energia elétrica e o quadro com a composição dos CIEG, permitindo assim aos intervenientes do SEN a adaptação, com antecedência, dos sistemas de faturação.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Tendo em conta os comentários apresentados, em particular do CT, que representa uma pluralidade de agentes do setor, a nova metodologia de repercussão dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS será estabelecida no RT, conforme a proposta apresentada, com aplicação a partir das tarifas de energia elétrica para o ano de 2024.

A ERSE tomou nota dos comentários a solicitar uma análise baseada em mais anos. Embora se reconheça que os cálculos da nova metodologia apenas tenham sido ilustrados com valores do ano 2021, a proposta apresentada incluía igualmente informação histórica sobre o peso da parcela II da tarifa de UGS nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas aditivas para o período de 2012 até 2023. De acordo com a sugestão do CT, pretende-se apresentar nos próximos exercícios tarifários, para efeitos comparativos, qual teria sido a repercussão dos CIEG nos termos das regras atuais.

Por fim, e atendendo à sugestão da E-REDES, a ERSE irá disponibilizar um documento que sintetize os quadros de tarifas e preços de energia elétrica e o quadro com a composição dos CIEG que resulta da reformulação do RT do Setor Elétrico, a ser preparado após a publicação do regulamento em Diário da República.

#### **2.3.3 TRANSFERÊNCIA INTERTEMPORAL DE CIEG**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Prever no RT a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

As alterações propostas pela ERSE foram aceites na generalidade, embora alguns agentes exponham questões específicas relacionadas com a operacionalização das transferências intertemporais de CIEG, nomeadamente sobre a repartição entre CIEG dos montantes a diferir ou sobre as taxas de juro a aplicar.

O **CT** defende que, por princípio, a totalidade dos custos do setor deve ser repercutida nas tarifas do ano a que dizem respeito, mas reconhece que em certas circunstâncias pode ser necessário recorrer ao adiamento do pagamento de uma parte dos custos. Na mesma linha de ideias, a **APIGCEE** considera que o diferimento de CIEG pode justificar-se por motivos de estabilidade tarifária e para a proteção dos vários segmentos de consumidores, mas alerta para a necessidade de ponderar devidamente a ativação deste instrumento face aos encargos futuros que encerra.

No âmbito das justificações que a ERSE deverá prestar aquando da transferência intertemporal de CIEG, nomeadamente quanto à repartição dos montantes a diferir em cada CIEG, o **CT**, **SU Eletricidade** e **Grupo EDP** referem que o equilíbrio económico e financeiro das empresas com atividades reguladas deve ser avaliado exclusivamente no âmbito dessas empresas e sem considerar a estrutura financeira quando integrada em grupo económico. O **CT**, **SU Eletricidade** e a **EDP** referem ainda que no caso das empresas não terem capacidade para financiar autonomamente os montantes que vierem a ser diferidos, devem ser criadas condições para que essas empresas possam fazer a titularização desta dívida tarifária, nomeadamente através da fixação de uma taxa de remuneração alinhada com as condições de mercado, que tenha em consideração a maturidade e risco da dívida e que permaneça inalterada ao longo de todo o período de recuperação dos montantes diferidos. A respeito da fixação desta taxa, o **CT** refere que a portaria prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022 que a define, ainda não foi publicada.

Especificamente sobre a repartição por CIEG dos montantes a diferir, a **E-REDES** sinaliza a importância da ERSE assegurar uma efetiva distribuição dos diferimentos pelas empresas reguladas, propondo uma repartição determinada pela relação entre os custos a recuperar e o total de CIEG abrangidos pelo diferimento intertemporal.

Relativamente ao horizonte temporal dos adiamentos de CIEG, o **CT** alerta para a necessidade de não ultrapassar a data de cessação da atividade reguladas em que o CIEG é recuperado. Sobre este mesmo aspeto, a **REN** questiona a pertinência de prever a possibilidade de diferimentos do diferencial de custo dos CAE, tendo em conta a proximidade da data de cessação do último CAE em 2024.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE reitera o exposto no documento justificativo, comprometendo-se a fundamentar as suas futuras decisões em caso de transferência intertemporal de CIEG, quer em termos das motivações para o acionamento deste instrumento, quer em termos de repartição entre CIEG dos montantes a diferir.

Importa frisar que o artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, ao atribuir à ERSE a responsabilidade pela decisão de efetuar transferências intertemporais de proveitos, configura um menor risco regulatório dado que a ERSE tem também a obrigação estatutária de garantir o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas. Neste contexto, os diferimentos de CIEG, em montante e a sua repartição por CIEG, terão de ser efetuados ponderando conjuntamente a estabilidade tarifária e o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas que suportam cada CIEG.

Quanto aos comentários sobre a avaliação da capacidade financeira das empresas reguladas, discorda-se da posição manifestada pelo CT, SU Eletricidade e Grupo EDP. Com efeito, caso as avaliações da capacidade financeira fossem circunscritas à empresa regulada, ao invés de considerar o grupo económico em que se encontram inseridas, os montantes de alguns CIEG que poderiam ser diferidos estariam à partida fortemente limitados, pois o valor dos ativos fixos afetos às atividades que suportam alguns dos maiores CIEG são muito reduzidos, como acontece por exemplo no AUR, temporariamente desempenhado pelo CUR, que suporta o diferencial de custo da produção com a remuneração garantida. Deste modo, opta-se por continuar a efetuar as avaliações da capacidade financeira das atividades reguladas atendendo ao contexto do grupo económico em que se inserem e no qual se assegura o seu equilíbrio económico e financeiro, de acordo com as atribuições estatutárias da ERSE.

## 2.4 PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Estabelecer um preço a pagar pelos projetos de investigação científica e desenvolvimento em Zonas Livres Tecnológicas (ZLT), em euros por kW/dia e assegurar que as receitas dos operadores da RNT e da RND provenientes da aplicação deste preço, bem como os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT suportados pelos referidos operadores, são repercutidos nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis a esses operadores.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Foram recebidos três comentários sobre o tema, dois deles (**CT e APIGCEE**) alertando para necessidade de implementar um eficaz mecanismo de controlo e acompanhamento dos custos e resultados dos projetos inseridos em ZLT. A **E-REDES** sugere que o articulado seja mais explícito quanto à estrutura tarifária dos

projetos e quanto à forma de cobrança dos preços aos promotores. A **E-REDES** dá nota de que o articulado não clarifica de que forma estas tarifas são faturadas, nem a sua decomposição por atividade, realçando que a criação de um eventual enquadramento tarifário específico para estas situações poderá requerer adaptações nos processos e sistemas dos operadores e agentes do SEN.

## **DECISÃO DA ERSE**

A versão final do Regulamento das Relações Comerciais já estabelece o relacionamento comercial entre os operadores das redes e os promotores dos projetos inseridos em ZLT, bem como consagra os prazos de entrada em vigor por forma a que os agentes possam adaptar os seus processos.

Refira-se que o preço a aplicar aos referidos projetos se enquadra num preço regulado, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, distinto para cada nível de tensão (baixa, média e alta tensão), não sendo configurado como uma tarifa de uso das redes que é aplicada a todos os consumidores.

Relativamente à monitorização dos custos decorrentes dos projetos inseridos em ZLT, a ERSE reitera que solicitará aos operadores da RNT e da RND informação desagregada que permita monitorizar as receitas da aplicação do preço regulado, bem como os custos de investimento e exploração correspondentes.

## **2.5 ESTRUTURA TARIFÁRIA**

### **2.5.1 TARIFAS DE ACESSO APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento autónomo, pelo carregamento de energia a partir da RESP, a ser reavaliada no início de cada período de regulação.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

O **CT** reconhece a extensão da análise da ERSE, a qual já havia sido iniciada na CP 101, comparando o regime nacional relativo ao armazenamento com o de outros países europeus, e avaliando os regimes de armazenamento de energia atualmente existentes em Portugal. O **CT** nada tem a opor a esta proposta, considerando estar adequada e em coerência com todo o normativo regulatório atual.

Os comentários por parte das entidades com atividade comercial no setor energético, incidem sobretudo sobre o universo de instalações abrangidas pela isenção tarifária. A **EDP** e a **GALP** concordam com a isenção do pagamento das tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento autónomo, criando um quadro legislativo uniforme para todas as tecnologias de armazenamento. Estas entidades acrescentam ainda que esta isenção deve também ser aplicável às instalações de armazenamento em autoconsumo, na parte que respeita à energia proveniente da RESP, e que volte a ser injetada na RESP (i.e., como excedentes de autoconsumo).

A **EDP** defende que a isenção seja alargada às instalações de armazenamento ligadas a centros electroprodutores, quando estão a ser carregadas a partir da RESP e a toda a energia utilizada no processo de bombagem, o que inclui não só o gerador em modo bomba, mas também todos os consumos das instalações auxiliares. De forma similar, considera dever ser igualmente clarificado que o consumo de eletricidade renovável das instalações de eletrólise da água (incluindo os respetivos sistemas auxiliares) também deve beneficiar da isenção de tarifas de Acesso às Redes uma vez que se enquadra na figura do armazenamento, representando uma “transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, designadamente química”. A **EDP** defende que deve ser garantido que os projetos iniciais beneficiam da isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes aplicada ao consumo no decorrer da sua vida útil ou, pelo menos, nos primeiros 10 anos.

Outra entidade, que solicitou a confidencialidade da sua resposta, considerou ser da maior importância que o regulamento trate de igual modo as instalações de armazenamento de energia autónomas e as instalações de armazenamento associadas a ativos de produção, a fim de evitar distorções do mercado e garantir uma concorrência justa e equilibrada. No geral, esta entidade considera a isenção como positiva, uma vez que elimina a distorção competitiva que existia entre a bombagem e as demais instalações de armazenamento, mas considera prejudicial para a segurança jurídica que a isenção referida esteja sujeita a uma reavaliação periódica para cada novo período de regulação, propondo em alternativa que se estabeleça uma duração mínima para este regime.

Do lado dos operadores das redes, a **E-REDES** entende que a proposta da ERSE pretende isentar em absoluto a aplicação de tarifas às instalações de armazenamento autónomo, não integradas em autoconsumo. Nesse sentido, sugere uma alteração ao articulado, eliminando a referência à parte respeitante à energia elétrica adquirida para injeção na RESP, que pode levar a um entendimento mais complexo de isenção de tarifas apenas parcial. A **E-REDES** propõe, ainda, que seja clarificado que as

instalações referidas neste artigo não incluem as instalações de armazenamento em autoconsumo, uma vez que se a partilha de energia entre a instalação de armazenamento e a instalação de consumo for realizada através de rede interna, a isenção de tarifas leva a uma isenção de tarifas para consumos partilhados com instalações de consumo na mesma rede interna do sistema de armazenamento. Em todo o caso, a E-REDES salienta que a isenção de tarifas de Acesso às Redes implica que estes consumos sejam contabilizados para efeitos de balanço energético, na rubrica de consumos isentos de tarifas.

Do lado dos consumidores de energia elétrica, contabiliza-se o comentário da **APIGCEE**. Tendo presente o benefício para o sistema que as várias opções de flexibilidade introduzem, este agente económico parece defender o quadro regulamentar em vigor para as instalações de armazenamento autónomo, em que as mesmas não beneficiam da isenção nas tarifas de uso das redes, e que o mesmo quadro regulamentar seja também aplicado à bombagem.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE mantém a proposta levada a consulta pública, clarificando a sua aplicação nos casos de partilha de energia em autoconsumo e de instalações de armazenamento associadas a centro electroprodutor, assegurando que a isenção tarifária vigora até ao final do próximo período de regulação. Adicionalmente, explicita-se que nos casos em que a isenção tarifária da tarifa de Acesso às Redes não é aplicada, se mantém o direito à isenção do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG, previsto no artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

A isenção da tarifa de Acesso às Redes para instalações de armazenamento (IA), proposta em consulta pública, suscitou dúvidas quanto ao **âmbito de aplicação**, tanto em termos da energia abrangida, como também em termos das IA abrangidas. A lógica subjacente era atribuir a isenção ao consumo intermédio, garantindo-se o pagamento das tarifas devidas no momento do consumo final. Face aos comentários recebidos, importa fazer duas clarificações.

Primeiro, em termos de energia abrangida, a proposta previa que a isenção tarifária incidia sobre a «*energia elétrica adquirida para injeção na RESP*». A intenção desta formulação não era afirmar que apenas o volume injetado na RESP, portanto, líquido das perdas causadas no processo de armazenamento, estaria abrangido pela isenção. Para clarificar este assunto, o RT especifica agora que a isenção é aplicável à energia elétrica utilizada para o carregamento da IA, se esta se destinar posteriormente à injeção na RESP. Sempre que existam consumos de energia associados a instalações auxiliares, que não estejam circunscritos exclusivamente ao processo de armazenagem de energia, e que seja do ponto de vista técnico e económico

viável ter um contador separado, essa energia não deve ser considerada para efeitos da isenção das tarifas de Acesso às Redes e da isenção de CIEG.

Segundo, em matéria das IA abrangidas, a ERSE reconhece a pertinência dos comentários recebidos e a necessidade de clarificar a aplicação da isenção. Mantendo a lógica subjacente à proposta apresentada, importa fazer os seguintes esclarecimentos para a aplicação da isenção tarifária:

- A isenção da tarifa de Acesso às Redes (TAR) aplica-se às instalações de armazenamento, autónomas ou associadas a centro electroprodutor, desde que injetem a energia elétrica na RESP e que não partilhem energia em autoconsumo.
- A isenção da tarifa de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP (TAR AC), aplica-se às IA que partilhem energia em autoconsumo e que estejam diretamente ligadas à RESP, excluindo assim as IA ligadas à RESP através de rede interna.

Ao assegurar que em relação à mesma IA não haja benefício simultaneamente pela isenção nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à IA (tanto quando o seu carregamento é assegurado por energia partilhada em autoconsumo, como quando é assegurado por contrato com comercializador) e pela isenção nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo da instalação que consome a energia partilhada pela IA, evita-se o risco do não pagamento das tarifas devidas por parte do consumo final. Outro argumento que orientou o desenho desta isenção tarifária é que do ponto de vista técnico, uma IA que participe em autoconsumo deve estar dimensionada para armazenar a eletricidade renovável produzida na UPAC, com o fornecimento a partir do comercializador a assumir um papel supletivo.

Nos casos em que não se aplica a isenção da TAR ou da TAR AC, as IA beneficiam sempre da isenção do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022.

De seguida apresentam-se ilustrações para enquadrar a aplicação da regra de isenção quando existe partilha de energia em autoconsumo. Cada ilustração identifica os fluxos de energia elétrica entre o comercializador (COM), a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), a IA e a instalação de consumo (IC), podendo ocorrer excedentes do autoconsumo que são injetados na RESP. Como hipótese simplificadora assume-se a ausência de perdas nos trânsitos de energia e que a IA injeta na rede toda a energia carregada no período em análise (ou seja, não há perdas e não há acumulação de energia). Cada

ilustração indica ainda a aplicação das TAR e das TAR AC, conforme a legenda de cada figura, decorrente da presente decisão <sup>5</sup>.

A Figura 2-1 apresenta dois exemplos de IA em autoconsumo, em que as IA estão ligadas diretamente à RESP. No primeiro exemplo, em que a UPAC associada ao autoconsumo também está diretamente ligada à RESP, a isenção aplica-se à TAR AC, no que respeita à energia elétrica utilizada no carregamento da IA a partir da energia fornecida pela UPAC. Em contraste, a energia elétrica utilizada no carregamento da IA a partir da energia fornecida pelo comercializador não beneficia da isenção da TAR, embora beneficie da isenção na parcela que diz respeito aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. Nos restantes casos, a aplicação das tarifas reguladas não observa qualquer alteração devido às isenções agora decididas.

No segundo exemplo da Figura 2-1, em que a UPAC associada ao autoconsumo está ligada à RESP através de rede interna, o efeito da isenção tarifária decidida na presente Revisão Regulamentar é equivalente ao exemplo anterior, aplicando-se a isenção à TAR AC, no que respeita à energia elétrica utilizada no carregamento da IA a partir da energia fornecida pela UPAC, e a isenção dos encargos com os CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia fornecida à IA pelo comercializador. Novamente, os restantes casos de aplicação de tarifas reguladas não são afetados.

---

<sup>5</sup> De forma a manter a apresentação mais intuitiva, as ilustrações na Figura 2-1 e na Figura 2-2 não identificam os diferentes casos de isenção de CIEG na TAR AC. No caso da isenção de CIEG atribuída às IA, no que respeita à energia elétrica utilizada para o carregamento da IA, a isenção incide sobre o valor global dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022. No caso da isenção de CIEG atribuída no âmbito do autoconsumo a instalações de consumo, a isenção de CIEG é determinada mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo que, em caso de ausência dessa decisão, não há isenção de encargos de CIEG.

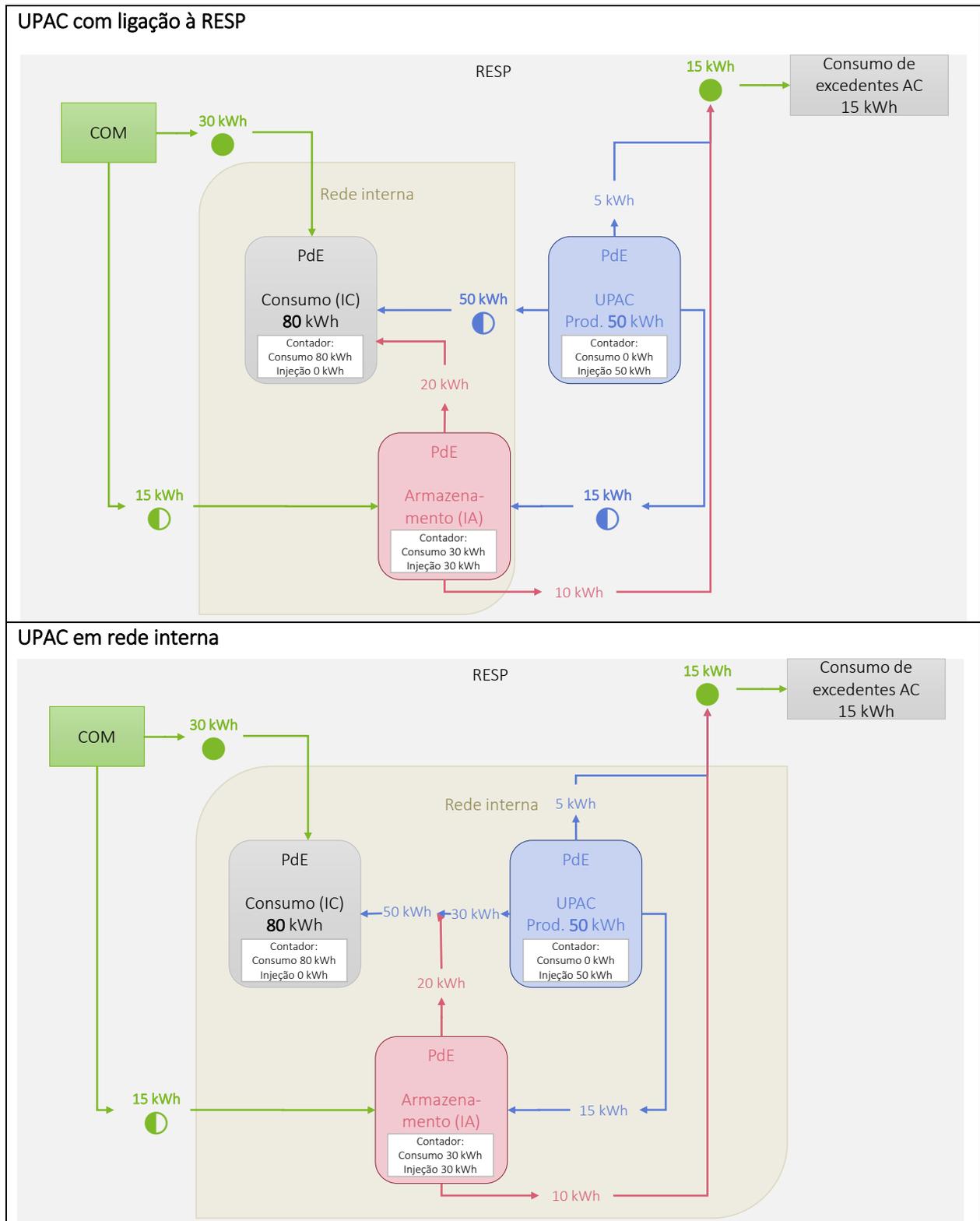


A Figura 2-2 apresenta mais dois exemplos de IA em autoconsumo, distinguindo-se da figura anterior pelo facto de a IA estar ligada à RESP através de rede interna. Estes exemplos são distintos, na medida em que a partilha de energia em autoconsumo através de rede interna está isenta do pagamento das tarifas reguladas para o autoconsumo.

No primeiro exemplo da Figura 2-2, em que a UPAC associada ao autoconsumo está diretamente ligada à RESP, não se aplica a isenção das tarifas de Acesso às Redes pelo carregamento de energia elétrica pela IA, quer à energia fornecida pelo comercializador, quer à energia partilhada em autoconsumo pela UPAC. Contudo, ambos os fornecimentos de energia elétrica para carregamento da IA, a partir do comercializador e da UPAC, beneficiam da isenção dos encargos com os CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. As restantes situações com aplicação de tarifas reguladas neste exemplo não são afetadas pela isenção tarifária atribuída às instalações de armazenamento.

No segundo exemplo da Figura 2-2, em que a UPAC associada ao autoconsumo também está ligada à RESP através de rede interna, a IA apenas beneficia da isenção do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, e integrados na tarifa de Acesso às Redes, no fornecimento de energia elétrica a partir do comercializador. Como neste segundo exemplo não se aplicam tarifas reguladas entre a UPAC e a IA, por ambas as instalações estarem ligadas à rede interna, a isenção tarifária não é aplicável a esse fluxo.

Figura 2-2 Instalações de armazenamento em autoconsumo, ligadas à rede interna



Legenda: Aplicação de tarifas

- TAR
- TAR com isenção CIEG
- Isenção TAR
- TAR AC
- TAR AC com isenção CIEG
- Isenção TAR AC

Por fim, salienta-se que na sua decisão, a ERSE adaptou o enquadramento para a reavaliação da isenção tarifária. Face aos comentários recebidos, que apontavam para a necessidade de uma duração mínima, a **vigência da isenção** fica assegurada até ao final do próximo período de regulação, isto é, até ao final do ano de 2029. Uma reanálise da isenção até ao final do período de regulação em curso não contribuiria para a necessária estabilidade tarifária, para além de ser desafiante programar para esse horizonte a conclusão de uma análise técnica abrangente sobre os custos e benefícios que as IA podem trazer ao sistema elétrico.

## 2.5.2 TARIFAS DE ACESSO APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Estabelecer no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos tecem considerações sobre a própria figura de instalação com o estatuto de cliente eletrointensivo, tanto em termos dos benefícios para essas instalações, como quantos aos impactos para os restantes clientes.

O CT perspetiva que esta medida implique inerentes efeitos adversos nos restantes clientes não abrangidos por este Estatuto.

Em relação à análise de impactos apresentada pela ERSE no documento justificativo, o CT e a APIGCEE notaram que a análise realizada tem apenas como referência o ano de 2021, referindo que, no atual contexto, em que o valor dos CIEG é negativo, não existe diferenciação dos encargos com os CIEG dentro do mesmo nível de tensão. A APIGCEE assinalou, ainda, que no ano de 2021 os CIEG representaram um sobrecusto significativo, sendo que, atualmente, não há na prática qualquer benefício para os consumidores eletrointensivos (que mantêm as suas obrigações para com o SEN). A APIGCEE referiu ser importante que a ERSE incluísse na análise vários cenários, nos quais os CIEG assumam valores positivos e negativos.

A **E-REDES** refere que o artigo 54.º-A não parece totalmente coerente com a redação do n.º 5A do artigo 61.º. O artigo 54.º A refere que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis consideram a dedução de parte ou do total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica, enquanto que o n.º 5A do artigo 61.º refere que há lugar à dedução total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica. Neste contexto, a **E-REDES** considera importante garantir alinhamento entre as redações do artigo 54.º-A e o n.º 5A do artigo 61.º.

#### DECISÃO DA ERSE

Em relação aos possíveis impactos nos restantes clientes decorrentes das isenções de CIEG para instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, a nova metodologia de repercussão dos CIEG (secção 2.3.2) prevê uma formulação mais geral para o cálculo da parcela II da tarifa de UGS capaz de acomodar a existência de isenções para certos utilizadores da rede. Desse modo, será possível quantificar o efeito dessas isenções de CIEG nos restantes clientes.

Quanto à sugestão para que a análise de impactos inclua vários cenários, nos quais os CIEG assumam valores positivos e negativos, importa clarificar que, na circunstância de os CIEG terem valor negativo, as isenções previstas, quer para o autoconsumo, quer para o consumo, assumem valor nulo. Doutro modo, dar-se-ia o caso de as instalações com estatuto de cliente eletrointensivo pagarem mais do que as restantes instalações, pelo que esta medida de apoio se tornaria, paradoxalmente, uma medida penalizadora. Nos anos em que os CIEG assumem valores negativos, como foi o caso de 2022 e de 2023, as isenções, sendo nulas, não têm impacto sobre os restantes consumidores.

Em relação à sugestão de alinhamento de redações entre o artigo 54.º-A e o n.º 5A do artigo 61.º (numeração da proposta), importa destacar que se referem a parcelas diferentes do consumo realizado pelas instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo:

- a redação do artigo 54.º-A, que refere a dedução parcial ou total de CIEG, corresponde ao consumo fornecido no âmbito do fornecimento através da RESP (por exemplo, através de um contrato com um comercializador), aplicando-se neste caso o disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022;
- a redação do n.º 5A do artigo 61.º, que refere a dedução total de CIEG, corresponde ao autoconsumo (ou seja, o consumo suprido por energia partilhada entre instalações participantes

em autoconsumo), aplicando-se neste caso o disposto na alínea b) do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Assim sendo, ambas as redações, de âmbito distinto, estão de acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022. Todavia, no sentido de garantir maior clareza, foi melhorada a redação do n.º 5A do art.º 61.º (na numeração da proposta), esclarecendo que aos clientes eletrointensivos participantes em autoconsumo é aplicável a isenção total de CIEG.

### 2.5.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM CASO DE MODOS DE PARTILHA DE ENERGIA ATRAVÉS DE SISTEMAS ESPECÍFICOS COM GESTÃO DINÂMICA

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Estabelecer as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da rede elétrica de serviço público (RESP) que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica. Definir que os preços são idênticos aos das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já existentes.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

O CT concorda com a decisão da ERSE, aguardando, no entanto, que seja analisada e reavaliada esta opção quando existir uma maior informação, nomeadamente impactos tarifários, decorrentes destes projetos.

A GALP concorda com o proposto pela ERSE, considerando que não deve existir qualquer tratamento discriminatório entre diferentes modalidades de partilha de energia em autoconsumo, o que traria complexidade e dificultaria a compreensão pelo consumidor. Adicionalmente, a empresa refere que é expectável que os custos adicionais em que os operadores de rede irão incorrer sejam custos com o desenvolvimento inicial de adaptação dos seus sistemas e não custos recorrentes, sendo expectável que o processo de interação com os ORD seja o mais automatizado possível.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos e, quando houver informação adequada, avaliará a presente decisão de estabelecer tarifas de Acesso às Redes para o autoconsumo através da RESP que utilize

modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica com preços idênticos aos das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP.

#### 2.5.4 PROCEDIMENTOS TARIFÁRIOS PARA A FIXAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Ao nível dos procedimentos, é fundamental assegurar que as decisões e a atuação do operador da Rede de Distribuição Fechada (RDF) são transparentes, não discriminatórias e fundamentadas em princípios de eficiência económica. Assim, propõe-se a obrigação do operador da RDF consultar os interessados, sempre que aplicável, relativamente à metodologia e aos preços aplicáveis ao acesso e serviços fornecidos na RDF. É igualmente necessário garantir o acesso efetivo à informação por parte dos utilizadores, através do site na internet do operador da RDF.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A este respeito, foi recebido um único comentário do **CT**, que refere que apesar de concordar com a proposta, nota que a mesma é omissa, em matéria de tarifas de Acesso às Redes e dos CIEG. Embora este tipo de custos não esteja diretamente relacionado com a produção, transporte, distribuição ou comercialização de energia em Portugal, eles decorrem de políticas públicas que beneficiam não só os utilizadores como também o operador da rede fechada. Assim, entende o CT que deve existir uma clarificação quanto à participação destes operadores/utilizadores das RDF no pagamento dos CIEG.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, no caso de ser determinada a revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das instalações da RDF. A este respeito, entende o CT que se houver a necessidade de realização de investimentos relacionados com a manutenção das RDF durante o referido período transitório, devem ser os utilizadores das RDF a suportar esses custos.

## **DECISÃO DA ERSE**

No que respeita à aplicação dos CIEG, de referir que, caso o operador da rede de distribuição fechada tenha uma ligação à RESP, são aplicáveis as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao ponto de ligação à rede, em função no nível de tensão em causa, as quais terão a repercussão de CIEG que vigore.

No que respeita aos utilizadores das RDF, importa esclarecer que a definição e aprovação das tarifas aplicáveis no interior da rede fechada é da responsabilidade do operador da RDF. A forma como são fixadas estas tarifas é da responsabilidade do respetivo operador da rede de distribuição fechada, devendo este, para o efeito, cumprir com os princípios estabelecidos pelo RT nessa fixação, mas não estando sujeito às tarifas aprovadas pela ERSE.

A sugestão do CT para que sejam os utilizadores das RDF a suportar eventuais custos de investimento realizados pela RESP, em caso de revogação do título de controlo prévio do ORF, é compreensível. Todavia, a sua aceitação exigiria a criação de regras discriminatórias aplicáveis aos utilizadores da RDF, desconhecendo-se a situação que gera a necessidade dos investimentos, o período durante o qual se manterá a situação de revogação do título, as implicações que essa situação possa ter para a RESP e para os utilizadores da RDF, entre outros. A redação do RT prevê que em caso de revogação do título de controlo prévio pela RDF, são aplicáveis as regras de faturação e as tarifas aprovadas pela ERSE, nos termos definidos pelo RT e pelo RRC. Neste contexto, apesar da redação regulamentar não deter o detalhe solicitado pelo CT, a ERSE considera que tem os elementos necessários à aplicação da regulamentação permitindo-lhe, caso esta situação se verifique, tomar as decisões mais adequadas aos casos concretos, afigurando-se a regra mais prudente face à situação existente à data.

### **2.5.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA – PONTOS DE ENTREGA DA RESP À REDE DA MOBILIDADE ELÉTRICA EM MAT E AT**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em alta tensão (AT) e em muito alta tensão (MAT).

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT regista positivamente o alargamento das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica para pontos de entrega da RESP em MAT e AT e considera apropriada a manutenção do critério utilizado na construção das tarifas de mobilidade elétrica já existentes, ou seja, as tarifas resultam da tarifa de Acesso às Redes em BTN, deduzidas das tarifas de Uso das Redes até ao nível de entrega da RESP.

A E-REDES e a REN alertam para um erro de redação no número 5 do artigo 56.º da proposta, que refere a alínea b) do n.º 2 do mesmo artigo, sendo que essa referência deveria ser retificada para a alínea c) desse n.º 2.

## DECISÃO DA ERSE

No seguimento dos comentários recebidos, foi corrigida a remissão no número 5 do artigo 56.º (numeração da proposta) para a alínea c) do número 2 do mesmo artigo.

## 2.5.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS APLICÁVEIS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Eliminação das referências às tarifas transitórias de MT e BTE, considerando o calendário da extinção das tarifas reguladas. Adoção da designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária, aplicável nas situações de fornecimento pelo comercializador de último recurso não abrangidas pelas tarifas transitórias.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente a este tema foram recebidos comentários do Conselho Tarifário, da EDA e um comentário confidencial. O CT declarou concorda com as alterações introduzidas. A EDA sugere a utilização na metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) da Região Autónoma dos Açores (RAA), de um parâmetro adicional que, em situações excecionais fosse utilizado visando a sua aproximação aos resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, em Portugal continental. Sugere, ainda, que a ERSE disponibilize informação sobre os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, das variações das tarifas de Acesso às Redes e dos preços de energia, comparando-os com as TVCF da RAA. Questiona ainda a ERSE, em que medida as revisões extraordinárias

de tarifas refletem as variações (positivas ou negativas) da tarifa de energia, nas Tarifas de Venda a Clientes Finais dos consumidores da RAA.

O comentário confidencial solicita a eliminação das alterações previstas no artigo 32.ºA, 33.º e secção V.

## DECISÃO DA ERSE

No que respeita à disponibilização de informação, conforme a sugestão da EDA, importa assinalar que praticamente todos os elementos indicados estão disponíveis, sendo divulgados periodicamente. Assim, os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado são divulgados no Boletim Eurostat <sup>6</sup>, semestralmente, e no documento de Estrutura Tarifária <sup>7</sup> (capítulo 6.1), sendo este um documento justificativo que acompanha todas as decisões de fixação tarifária. A informação relativa às variações das tarifas de Acesso às Redes e aos preços de energia está disponível no documento que fundamenta anualmente a decisão de tarifas e preços <sup>8</sup> (capítulo 7).

De notar que a informação divulgada pela ERSE, no Boletim Eurostat, considera os preços disponibilizados por todos os comercializadores do mercado livre e do mercado regulado, os quais consideram os preços vigentes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas como um todo. A informação divulgada pela ERSE no documento de estrutura tarifária considera os preços de todos os comercializadores do mercado livre, mas não integra informação do mercado regulado nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Tendo em conta os comentários efetuados, análises mais finas e específicas relativas à evolução das tarifas e preços nas Regiões Autónomas poderão ser consideradas para efeitos dos documentos tarifários em 2024.

Todavia, importa salientar que as variações tarifárias nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são diretamente condicionadas pela evolução das tarifas reguladas determinadas para Portugal continental, no sentido de se cumprir o princípio da uniformidade tarifária. A tarifa aditiva, que serve de referência para determinar as TVCF nas Regiões Autónomas é a melhor perspetiva para as tarifas praticadas no mercado.

---

<sup>6</sup> O boletim referente ao 2.º semestre de 2022 está disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/media/geodpk3s/boletim-eletricidade-eurostat-2022-s2.pdf>.

<sup>7</sup> Disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/media/2dda4n2l/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2023-dez2022.pdf>, relativamente à fixação de tarifas de 1 de janeiro de 2023.

<sup>8</sup> Disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/media/vueeumz4/tarifas-e-pre%C3%A7os-2023.pdf>, relativamente à fixação de tarifas de 1 de janeiro de 2023

Refira-se que se, em alternativa, as TVCF fossem orientadas pelos proveitos permitidos da EDA nos Açores e da EEM na Madeira, resultariam preços mais elevados para essas regiões. Os aumentos do preço da energia verificados nos Açores e na Madeira estão em linha com os acréscimos observados em Portugal continental na TVCF no âmbito do fornecimento supletivo<sup>9</sup>, uma vez que as estas tarifas estão orientados para a mesma estrutura tarifária aditiva.

No que se refere às atualizações trimestrais da tarifa de Energia, estas são integralmente refletidas nas TVCF dos consumidores das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

As alterações propostas pela ERSE no articulado no artigo 32.º-A, 33.º e secção V, dizem respeito à introdução da estrutura tarifária da tarifa supletiva e a adaptação do Regulamento à eliminação da tarifa do OLMC. Neste contexto, não se compreendendo o comentário para a sua eliminação, a redação foi mantida.

#### 2.5.7 FATURAÇÃO DE ENERGIA REATIVA

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Melhoria da redação do artigo 47.º, nº 1 do RT eliminando a referência exclusiva ao operador da rede de distribuição, clarificando que a faturação da energia reativa é realizada pelos operadores de rede aos clientes ligados às suas redes, incluindo o Operador da Rede de Transporte (ORT). Inclusão dos conceitos de energia reativa indutiva e capacitiva na seção relativa à definição das variáveis de faturação.

##### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos a este assunto apresentam elementos adicionais às questões colocadas em consulta, não se tendo registado posições desfavoráveis à proposta apresentada.

Assim, a **Elergone** refere que não encontra justificação para, no âmbito da aplicação das regras de faturação, se manter o período de integração para a BTE igual ao período de faturação, tendo em consideração que todos os pontos em BTE já têm telecontagem e que é desejável a maior proximidade possível entre o momento de medição e o do próprio consumo de energia reativa. Acrescentam que a

---

<sup>9</sup> Na proposta tarifária, a tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, a aplicar em Portugal continental, apresentava variações tarifárias entre 2022 e 2023 de +83,8% e +58,0% em MT e BTE respetivamente.

manutenção desta regra tem consequências na qualidade de informação reportada à ERSE e outras entidades no âmbito do cumprimento de reporte de informação, como por exemplo, consumos trimestrais das ofertas para efeitos de rotulagem ou cancelamento de garantias de origem no âmbito do fornecimento de energia verde. Face ao exposto, sugerem que o regulamento seja alterado para o período integração diário para as BTE, ficando sujeito a estudo do custo-benefício de tal alteração.

A REN sugere clarificar que os acordos entre operadores das redes constam de protocolo a prever no previsto no artigo 28.º, sugerindo assim a introdução do um novo número no artigo 47.º e uma nova redação no artigo 48.º, n.º 2, os quais fariam referência explícita aos referidos protocolos.

### **DECISÃO DA ERSE**

A alteração do período de integração para efeitos de faturação de energia reativa das instalações em BTE de mensal para diário, equiparando estas instalações às instalações MT, AT e MAT é tecnicamente possível, dado que as instalações têm equipamentos com as mesmas características de medição, como se afigura razoável, face à tipologia essencialmente empresarial destes pontos de consumo. Todavia, esta alteração pode ter impactos na faturação dos clientes, designadamente, nas situações em que as instalações não estejam devidamente compensadas. Assim, apesar de se consagrar a regra de faturação equivalente em todas as instalações que são objeto de faturação de energia reativa, estabelece-se um prazo de entrada em vigor da faturação apenas para 2024, permitindo a adaptação dos clientes e demais entidades à nova regra, com o mínimo de impactos possíveis.

De realçar que os comercializadores têm um papel fundamental na divulgação desta alteração junto dos clientes, visando assegurar o conhecimento adequado e as melhores condições de fornecimento aos seus clientes.

No que respeita às alterações sugeridas pela REN, consideramos que as mesmas constituem detalhes de relacionamento comercial entre operadores, sobre as quais o RT não carece de dispor, como não impossibilita a sua realização.

## 2.6 PROVEITOS PERMITIDOS

### 2.6.1 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Alterar as disposições do RT de modo a clarificar que os montantes para financiamento dos custos com a tarifa social, a transferir pelo ORT, no papel de gestor global do SEN, para os operadores das redes de distribuição (ORD), são os definidos pela ERSE nas decisões tarifárias, tornando as disposições do RT e do RRC coerentes.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

De forma geral, os comentários relativos ao financiamento da tarifa social concordam com a proposta da ERSE de harmonização entre regulamentos. No entanto, registam a ausência de alocação e publicação dos montantes de financiamento da tarifa social a transferir em 2023.

O CT, refere que esta harmonização, apesar de importante, não soluciona o problema a montante colocado pelos agentes que financiam a tarifa social, colocando o ónus de suportar eventuais faltas de pagamento ou atrasos de decisão da própria ERSE no gestor global do SEN. Assim, reforça a recomendação proferida no parecer da consulta de interessados no âmbito do financiamento da tarifa social, onde refere que na ausência de regulamentação que assegure a neutralidade do custeio da tarifa social para todos os operadores de rede, como estabelecido no modelo de financiamento, recomenda que a ERSE promova a devida regulamentação desta disposição legislativa. Em termos práticos, significa que a ERSE deve fazer uso das competências que lhe foram atribuídas e proceder, o quanto antes, à publicação da lista dos financiadores e respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo que permita o cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos, incluindo os valores em dívida anterior a 2023, como estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022, 14 de janeiro. Este entendimento foi também expresso nos comentários da EDA e da E-REDES.

Outro grupo de comentários solicita que os montantes em dívida sejam incluídos nos proveitos permitidos das empresas reguladas que estão a suportar os custos pendentes. A EDA recomenda que seja feito no processo de tarifas excecionais de julho a dezembro de 2023, de forma temporária e até que estejam reunidas as condições para a alocação e cobrança aos produtores. A E-REDES propõe que o RT explicita que

os ORD possam refletir, nas transferências para o gestor global do SEN, acertos de valores que este mantenha em dívida para com os ORD.

Por outro lado, o comentário da **REN** refere que a harmonização de disposições entre Regulamentos contida na proposta, apenas acautela a neutralidade financeira dos fluxos entre o gestor global do SEN e ORD relativos a montantes pendentes de financiamento da tarifa social, continuando a estar omissa a forma como o gestor global do SEN será ressarcido caso os produtores não regularizem os pagamentos em falta.

Outro comentário, de entidade que solicitou confidencialidade, refere que o financiamento da tarifa social deve ser tratado como um CIEG, por ser uma medida política que pretende mitigar o impacto do aumento do preço da energia em parte do mercado. Acrescentam que a natureza desta política é igual à das medidas de contenção tarifária e, por esse motivo, deveriam ser tratados da mesma forma.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A proposta da ERSE colocada em consulta pública pretende assegurar a coerência e harmonização entre o RRC e o RT, clarificando que os montantes relativos a custos com a tarifa social a transferir pelo operador da rede de transporte para os operadores das redes de distribuição são os definidos nas decisões tarifárias da ERSE, independentemente dos montantes que são recebidos dos agentes financiadores. Desta forma, evita-se interpretações díspares do quadro regulamentar e evita-se que os fluxos financeiros entre as atividades reguladas dependam dos agentes financiadores. Efetivamente, neste quadro regulamentar será o gestor global do SEN a transferir os valores devidos e, inerentemente, a ficar dotado do indispensável interesse processual para promover a sua cobrança aos agentes financiadores.

Relativamente aos demais comentários, a ERSE reconhece a sua pertinência, em particular o impasse nos fluxos de financiamento nos vários níveis da cadeia de valor, que decorrem de se aguardar pela publicação da repartição para o ano de 2023 e de dívidas de valores anteriores a 2023, em função da publicação de nova legislação sobre esta matéria. A ERSE está ciente da urgência necessária para a resolução destes problemas, face à significativa materialidade dos custos com a tarifa social para a generalidade dos agentes que os suportam, quer seja em definitivo, como acontece no modelo atual com os produtores de eletricidade, quer seja de forma temporária, no caso dos operadores de rede de distribuição que atribuem o desconto da tarifa social através das tarifas de acesso, sem que recebam a respetivo financiamento por ausência das transferências do gestor global do SEN.

Relativamente à introdução de mecanismos regulatórios destinados a cobrir o incumprimento dos fluxos financeiros entre atividades reguladas, a ERSE entende não ser de acolher o comentário e que as decisões tarifárias devem ser cumpridas por essas atividades. Caso tal não aconteça, a ERSE ponderará diferentes formas de atuação, incluindo, quando identificada infração punível, a aplicação do regime sancionatório.

Pelos motivos acima expostos e face à magnitude dos desequilíbrios financeiros que a ausência de financiamento destes custos provoca em algumas atividades reguladas, a ERSE assegurará a publicação das alocações do financiamento da tarifa social de 2023 ainda no decorrer deste ano, independentemente da publicação da alteração legislativa.

O tratamento do financiamento da tarifa social como um CIEG ou através de medidas de contenção tarifária, não é possível no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022, atendendo ao seu artigo 199.º. Tal possibilidade depende de alteração legislativa, da exclusiva responsabilidade do Governo.

## 2.6.2 CUSTOS COM SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

### RESUMO DA PROPOSTA

Os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos operadores das redes de distribuição de eletricidade (em AT, MT e BT) serão recuperados de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos desses operadores.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários do **CT** e da **E-REDES** consideram essencial que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade sejam devidamente reconhecidos nas bases de custos dos operadores. Alertam para o facto de, na preparação do próximo período de regulação que se inicia em 2026, estes serviços poderem ser ainda incipientes, existindo o risco de não se concretizarem as ofertas de serviços de flexibilidade por parte do mercado que tenham sido identificadas como alternativas a investimentos nos planos de investimento que sustentarão a definição da nova base de custos.

### DECISÃO DA ERSE

A ERSE reitera que, no âmbito da atual metodologia de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, terá em conta a natureza específica dos custos com a contratação de serviços de flexibilidade na avaliação dos montantes

a aceitar na nova base de custos para próximo período de regulação. A ERSE procurará analisar em particular o papel de serviços de flexibilidade na comprovada, substituição de investimentos em infraestruturas de rede, quer ocorridos, quer previstos nos PDIRD-E e a oferta de serviços desta natureza existente em mercado, que permitam concretizar efetivamente a substituição de investimentos prevista nos PDIRD-E.

No entanto, importa salientar que, no atual contexto de aceleração da transição energética, no decorrer do período de regulação a oferta efetiva de soluções de flexibilidade em mercado poderá até superar as previstas nos PDIRD-E e consideradas na definição da base de custos inicial. Mais precisamente, embora a metodologia de regulação em vigor para os operadores de redes de distribuição se baseie nas melhores previsões disponíveis à data da definição da base de custos, pressupõe também que os resultados reais possam divergir dos proveitos permitidos, concedendo aos operadores liberdade para tomarem as opções mais eficientes disponíveis em cada momento. Note-se que esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que permite mitigar esse efeito de divergência entre proveitos permitidos e resultados reais.

## **2.7 OBRIGAÇÕES DE REPORTE E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO**

### **2.7.1 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO QUE ATUAM EXCLUSIVAMENTE EM BT**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Estabelecer obrigações de informação de reporte físico e económico adequado aos operadores em causa.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

O **CT** considera positiva a obrigatoriedade de envio de informação periódica a fornecer à ERSE pelos ORD/CUR BT, permitindo ao Regulador conhecer a sua situação económico-financeira. O **CT** também considera que a definição de eventuais tarifas e proveitos permitidos específicos tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável da informação. Adicionalmente, recomenda que, com a necessária urgência, a ERSE defina as regras sobre a elaboração e o reporte da informação periódica a fornecer pelos ORD/CUR exclusivamente em BT, por forma a garantir que o Regulador disponha de toda a informação

necessária à avaliação econômico-financeira e técnica destes agentes do SEN e de modo a que os operadores disponham de um prazo adequado para as adaptações necessárias de processos e sistemas.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Relativamente à recomendação do CT para que a ERSE defina com alguma urgência as regras sobre a elaboração e o reporte da informação periódica a fornecer pelos ORD/CUR exclusivamente em BT, a ERSE esclarece que o processo de revisão regulamentar em curso englobará necessariamente, nos próximos meses, a revisão da generalidade das normas de reporte de informação aplicáveis aos vários agentes, abrangendo naturalmente os ORD/CUR em BT. Como é habitual em processos de revisão das normas de reporte, a ERSE assegurará que os prazos estabelecidos permitirão aos agentes tempo suficiente para adequarem os seus processos e sistemas.

#### **2.7.2 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Simplificação, harmonização e flexibilização das regras de reporte, reforçando a coordenação entre a informação solicitada no RT e as normas complementares de reporte financeiro e operacional aprovadas pela ERSE.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

De um modo geral, os comentários recebidos foram favoráveis à simplificação e harmonização introduzidas pela ERSE relativamente ao reporte de informação por parte dos operadores.

Tendo em conta o acrescido volume de informação que tem vindo a ser incluído no reporte de contas reguladas, o CT propõe que o prazo atual (1 de maio) seja ajustado para final de maio. O CT propõe que, para o primeiro ano de reporte de novos mapas ou nova informação requerida pela ERSE, seja considerada uma extensão do respetivo prazo de envio, a articular com as empresas reguladas. A E-REDES partilha da preocupação do CT, mas propõe que o prazo de reporte de contas reguladas seja estendido até 15 de maio e que o primeiro reporte de novos mapas (e.g., publicados na sequência de revisões de normas complementares) possa ser enviado separadamente até 31 de maio. Adicionalmente, a E-REDES propõe

que os prazos assim estabelecidos, caso coincidam com dias não úteis, sejam diferidos até ao dia útil imediatamente seguinte.

A EDA considera que existe uma sobreposição de informação a reportar sobre investimentos, entre as propostas do RT e do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações do Setor Elétrico (RARI). A EDA sugere que a ERSE analise as vantagens de integrar, num único regulamento, todas as exigências de reporte regulamentar relacionadas com a caracterização do investimento.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Relativamente à data de envio à ERSE das contas reguladas verificadas no ano t-2, ponderando os comentários recebidos e as necessidades de informação relativas à preparação dos exercícios tarifários, a ERSE decidiu alterar a referida data de 1 de maio para 15 de maio, para todos os efeitos legais. Esta data aplica-se também ao primeiro reporte de novos mapas publicados na sequência de revisões de normas complementares.

Quanto ao comentário da EDA sobre a eventual sobreposição das regras de reporte aplicáveis à informação sobre investimentos entre o RT e o RARI, a ERSE não acolhe a sugestão da empresa de centralizá-las num único regulamento. A densificação da informação sobre investimentos solicitada no âmbito do RARI serve propósitos diferentes, como fundamentado no Relatório da Consulta do RARI. Note-se que as obrigações de reporte constantes do RARI serão consubstanciadas em normas complementares a aprovar posteriormente, que evidenciarão que esta nova informação acresce e complementa a informação solicitada no âmbito do RT, sem sobreposições.

Por fim, no âmbito da [Consulta Pública n.º 114](#) a ERSE recebeu comentários que alertaram para a possibilidade de a Autoridade Tributária por vezes alterar a data de entrega dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT), o que tornaria a data definida na proposta de articulado para o seu envio à ERSE (31 de julho) difícil de cumprir. Assim, de modo a acomodar eventuais alterações de datas pela Autoridade Tributária, alterou-se a redação dos artigos aplicáveis, para se passar a referir que os agentes devem enviar os DFPT à ERSE no prazo de 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária. Uma vez que esta questão é transversal a ambos os setores, a ERSE decidiu efetuar a mesma alteração no articulado do RT do setor elétrico a publicar.

## 2.8 ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, foi realizado um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta, incluindo, a eliminação de definições repetidas com a lei e a introdução dos princípios consagrados para efeitos tarifários.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente à introdução do princípio relativo à “variabilidade das tarifas”, refere um respondente, que solicitou confidencialidade, que apesar do elenco do artigo 207.º, n.º 1, al. b) ser meramente exemplificativo, de um ponto de vista regulatório parece fazer sentido que se adote tarifas diferentes em função da fonte primária de eletricidade. Por outro lado, consideram que clarificar as tarifas aplicáveis à produção de energia solar, bem como ao reequipamento e ao armazenamento é muito relevante para orientar os diversos promotores naquele que será o caminho da descarbonização.

### DECISÃO DA ERSE

No que respeita ao princípio da variabilidade das tarifas, de salientar que o conceito de variabilidade, já integra uma diferenciação em função da «*fonte primária*», como em função do «*tipo de instalação*», desde logo identificável no regime de autoconsumo a partir da RESP, de origem renovável, bem como no tratamento às instalações de armazenamento ou no caso dos clientes eletrointensivos.

#### 2.8.1 DISPOSIÇÕES INICIAIS E FINAIS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Aperfeiçoar e uniformizar as disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta, incluindo alteração dos Capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais. No que se refere às Disposições Finais, foram introduzidas várias disposições genéricas, entre as quais as referentes a “informação a enviar à ERSE”, à “forma dos atos da ERSE” e a “Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios”.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente à proposta de disposição sobre a localização da informação a enviar à ERSE (artigo 230.º-C, n.º 2, da proposta de articulado), a **GALP** indica que deve ser definida a periodicidade de atualização desta informação e um prazo para o primeiro envio, propondo ainda que a ERSE defina uma “lista template” por forma a agilizar a entrega desta informação pelos agentes.

Quanto às compensações pagas no âmbito de processos sancionatórios (artigo 230.º-B da proposta de articulado), a **Endesa** e a **GALP** referem que deve ser definido o prazo a partir do qual se considera que, no âmbito de processos de sancionatórios, uma compensação é considerada como não entregue ao cliente devendo a partir dessa data ser transferida para o operador da rede de distribuição.

### DECISÃO DA ERSE

Na questão levantada pela GALP sobre a localização da informação publicitada *on-line* (artigo 230.º C, n.º 2), a ERSE concorda que a definição de tempo para o cumprimento é necessária, pelo que acolhe o comentário, alterando o RT nesse sentido, à semelhança do que efetuou no RT gás em resposta à Consulta Pública n.º 114. Assim, no ponto 2 do artigo 230.º-C estabelece-se para todos os agentes a periodicidade anual para a indicação à ERSE da localização nas respetivas páginas na internet de todas as informações que devam ser publicitadas, e adicionalmente o prazo de 10 dias contados de qualquer alteração realizada, sem prejuízo dos prazos e formatos específicos previstos regulamentarmente para as respetivas obrigações de reporte, prestação e disponibilização de informação. Esclarece-se também, no ponto 4, que o primeiro reporte de informação deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do RT. Já o comentário referente à “lista *template*” não merece acolhimento.

Relativamente aos comentários sobre a definição de um prazo para considerar compensações como não entregues a clientes no âmbito de processos sancionatórios, entende-se que, como os processos de contraordenação que resultam no pagamento de compensações são decididos por transação, o prazo e as condições para o respetivo pagamento são estabelecidos no âmbito desse processo, tendo em conta a sua especificidade. Desta forma, não se acolhem os comentários recebidos, pelo que as alterações propostas serão mantidas no articulado do RT a publicar.

## 2.8.2 ADEQUAÇÃO E UNIFORMIZAÇÃO DA DESIGNAÇÃO DAS EMPRESAS RESPONSÁVEIS PELAS REDES ELÉTRICAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

### RESUMO DA PROPOSTA

Substituir a designação utilizada no RT “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” para “empresa responsável pela rede elétrica na RAM” e Substituir a designação utilizada no RT “a concessionária do transporte e distribuição na RAA” por “empresa responsável pela rede elétrica na RAA”.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Em sede de consulta pública, foram recebidos comentários do CC, do CT e da EDA, em sentido desfavorável à alteração proposta, invocando: (i) desconformidade com o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, no cado da RAM, que não prevê essa nomenclatura; (ii) inexistência de previsão semelhante referente à RAA; (iii) criação de dúvidas interpretativas quanto à aplicação de normas às Regiões Autónomas, em particular no RARI, por não ser claro se as disposições referentes genericamente a “operadores de redes” se aplicam também a estas entidades regionais.

### DECISÃO DA ERSE

No âmbito do presente procedimento regulamentar, a ERSE procedeu à adequação e uniformização da designação das empresas responsáveis pelas redes elétricas nas Regiões Autónomas, adotando esta formulação. Estas empresas surgiam designadas como “operadores das redes de transporte e de distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” ou como “a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM”. Foram identificadas estas referências ao longo dos seguintes regulamentos: RAC, RARI, ROR, RRC, RSRI e RT.

A ERSE, analisados as questões suscitadas, concluiu que a designação agora proposta é aquela que garante o maior rigor na identificação destes intervenientes do SEN. Com efeito, a caracterização apresentada genericamente como concessionárias revela-se juridicamente inatendível, na medida em que se evidencia uma dissonância de natureza da relação jurídica das empresas com os respetivos governos regionais. Se num caso a atividade é concessionada, noutra é delegada. Do mesmo modo, pela dissemelhança com o regime continental, a expressão “operadores das redes de transporte e de distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” também colhe adesão com distinta realidade. Acresce que, cada

Região Autónoma, no exercício das competências que lhe são constitucional e legalmente conferidas, apresenta nos diplomas respetivos a designação que define como adequada, sem obrigação de harmonização entre ambas.

Pelos motivos apresentados, impõe-se a identificação destas entidades de forma a ultrapassar as diferenciações evidenciadas, garantindo um quadro regulamentar coerente, rigoroso e conforme à Lei. Nesse sentido, a ERSE mantém a designação proposta nesta revisão regulamentar.

### 2.8.3 PROJETOS-PILOTO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Harmonizar as regras aplicáveis aos projetos-piloto nos regulamentos alvo da atual revisão regulamentar, refletindo a experiência adquirida até ao momento pela ERSE nesta área, deixando abertura suficiente para não limitar qualquer projeto na sua forma ou objetivo. Os princípios transversais vertidos no articulado foram, essencialmente: a necessidade de aprovação, a avaliação de impactos, a limitação de projetos no tempo, a criação de projetos por livre iniciativa do público ou da ERSE, a monitorização, a comunicação e a divulgação.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários foram favoráveis à introdução de um artigo que estabelecesse, de forma geral, o quadro para o desenvolvimento de projetos-piloto. Adicionalmente, vários comentários solicitaram maior detalhe em algumas regras, nomeadamente: impactes tarifários; divulgação de resultados; duração do projeto.

Os comentários do **CC**, **CT**, **Grupo EDP**, **REN Portgás** e **REN** denotam um apoio geral à introdução da figura de “projeto-piloto”, o que, de acordo com o **CC**, pode “criar condições e espaço para a inovação, evitando que as regras estabelecidas regulamentarmente possam transformar-se em barreira”.

Contudo, em muitos dos comentários solicita-se maior detalhe e definição de regras. Um grupo de comentários (**CC**, **CT**, **REN**, **Endesa** e **Coopérnico**) destaca a necessidade de maior publicitação do processo de definição atribuição e divulgação dos resultados de projetos-piloto, dado o seu impacto tarifário, pois a perceção externa de dinamismo e inovação no setor é um catalisador e veículo de literacia para todos os agentes. Adicionalmente, a **REN Portgás** solicita maior detalhe sobre as condições prévias em que os

investimentos em projetos-piloto serão aceites para efeitos tarifários. Por outro lado, a **APIGCEE** aponta a necessidade de contabilizar e comunicar eventuais impactes nas tarifas de acesso às redes decorrentes da implementação deste tipo de projetos.

Relativamente à duração dos projetos-piloto, o comentário da **EDP** solicita maior detalhe e sugere um período superior a 2 anos para projetos que envolvam investigação e desenvolvimento de âmbito europeu, bem como uma clarificação do critério para o início da contagem do prazo e a definição de um prazo limite para aprovação de projetos-piloto por parte da ERSE. Também a **Macedo Vitorino** refere a ponderação de um limite à prorrogação de prazo, sob pena de desvirtuar o conceito de projeto-piloto.

Por último, a REN sugere a criação de uma bolsa anual, destinada a projetos de inovação, por meio concorrencial e com elaboração de um relatório final de balanço do projeto.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE desenvolveu a proposta submetida a consulta com o objetivo de criar um quadro regulamentar flexível de regras para acomodar os diversos tipos de projetos e não impor barreiras desnecessárias à entrada. O conceito de regulação dinâmica implica uma abordagem regulatória limitada no tempo, focada nas atividades do setor energético alvo e/ou nos agentes do setor energético que podem participar, e que procura lidar com temas de novidade ou inovação no setor energético. A escolha das ferramentas de experimentação depende das circunstâncias dos mercados, do envolvimento do regulador, do público-alvo (operadores, agentes de mercado, clientes) e, claro, do objetivo principal.

A ERSE entende que o quadro normativo criado permite, dada a sua relativa elasticidade, acomodar devidamente na apreciação dos concretos projetos os comentários identificados na presente consulta pública.

Relativamente à necessidade de maior publicitação do processo de definição, atribuição e divulgação dos resultados de projetos-piloto, esta questão encontra-se já prevista na proposta e será devidamente considerada no nível de exigência do processo de aprovação dos concretos projetos-piloto.

A decisão da ERSE mantém a opção inicial de redação com a introdução de um número 3, permitindo que os projetos aprovados possam ter um prazo inicial superior a 2 anos, quando devidamente justificado.

## 2.8.4 ALTERAÇÃO DO PRAZO PARA PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO A PROPOSTA DE TARIFAS EXCECIONAIS

### RESUMO DA PROPOSTA

Alterar o prazo para o CT emitir parecer sobre a proposta de tarifas excecionais de 30 dias contínuos para 10 dias úteis.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Nos dois comentários recebidos pela ERSE sobre este tema, há uma discordância com a proposta da ERSE. O CT e a Iberdrola consideram que a emissão de parecer do CT sobre uma proposta de fixação excecional de tarifas exige um período superior a 10 dias úteis para análise e resposta, face ao carácter extremamente extraordinário e incerto em que um processo dessa natureza pode acontecer.

### DECISÃO DA ERSE

A ERSE compreende os argumentos aduzidos pelo CT, partilhados pela Iberdrola, no sentido de garantir o tempo necessário à análise e tomada de decisão por um órgão colegial, notando, todavia, que as circunstâncias que exigem a atuação excecional da ERSE têm impacto significativo nos mercados e no equilíbrio económico das empresas. Assim, esta atuação deverá ser tão célere e oportuna quanto possível, dado que a mesma se verifica *a posteriori* dos factos que a justificam. Acresce que o processo de fixação excecional não tem as mesmas características dos processos ordinários de decisão tarifária, sendo exercícios de natureza urgente, menos exaustivos (atuam sobre um número reduzido de pressupostos) e temporários, sujeitos a revisão de decisão num curto período de tempo.

Por outro lado, pretende-se que o prazo de pronúncia seja igual em ambos os setores regulados, tendo a ERSE tomado já uma decisão sobre esta matéria na Consulta Pública 114, relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás.

Face ao exposto, numa perspetiva de equilíbrio entre a posição manifestada pelo CT e a proposta efetuada pela ERSE, mantendo presente a necessidade de assegurar decisões céleres, decide-se pela alteração do prazo de pronúncia do CT em situações de fixação excecional de tarifas para **20 dias contínuos**, em consonância com o definido para o Setor do Gás.

### 3 TEMAS RELEVANTES ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA

O presente capítulo enuncia os comentários da consulta pública que, pela sua especificidade, beneficiam de uma resposta mais dedicada, em complemento da justificação geral apresentada nos pontos anteriores.

#### 3.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR APLICÁVEL AOS ORD BT

##### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os **dez operadores de rede exclusivamente em BT** concordam com a proposta de redação da alínea b) do n.º 4 do artigo 28.º do RT, no âmbito da regra de **faturação alternativa da tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT (ORD MT/AT) aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT)**, embora apresentem sugestões de redação decorrentes das seguintes ressalvas: i) a energia injetada na RESP, e medida na fronteira entre a produção e RESP, deveria ser referida ao posto de transformação de distribuição e conseqüentemente ajustada para perdas; ii) a energia que, por inversão de fluxo, é exportada para a rede de MT deveria ser descontada.

Adicionalmente, a **CEVE** sugere a eliminação da referência aos comercializadores de último recurso, no art.º 28.º (Artigo 28.º Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT). Menciona, ainda, que dada a multiplicidade de opções o artigo apresenta-se confuso quanto à sua aplicação, pois não é claro relativamente às quantidades a apurar ou às tarifas a aplicar e que atendendo que os ORD BT têm optado pela modalidade alternativa presente no ponto 4 do artigo 28.º, acrescido do facto de ter sido criada a tarifa de Acesso às Redes de MT exclusiva para os ORD BT, o artigo deveria ser simplificado, não distinguindo se as quantidades apuradas para a tarifa de acesso, são para entrega no CUR, ou a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede. Salienta-se também a necessidade do RT definir os Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de distribuição por parte do ORD BT. Também a **E-REDES** denota que a aplicação das regras vertidas neste artigo (artigo 28.º) têm sido objeto de dúvidas entre os operadores, solicitando a clarificação do articulado.

A **CEVE** lamenta que a ERSE não tenha criado um enquadramento regulamentar próprio para os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, alegando que aparenta ser uma posição contraditória ao previsto no documento colocado a consulta, relativo às linhas estratégicas para 2023-2027, onde é

apresentado como segundo aspeto relevante para as linhas estratégicas da ERSE a economia local de energia, onde estes intervenientes atuam. No mesmo sentido, sugere a inclusão de um novo artigo para os ORD BT exclusivamente em BT e a designação no plural da referência aos comercializadores de último recurso.

## DECISÃO DA ERSE

No que se refere à **regra alternativa de faturação da tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT**, e, em particular, à sugestão de que seja feito o ajustamento para perdas das quantidades de produção, importa realçar que a redação atual decorre do pressuposto de que a produção está, virtualmente, no barramento do mercado<sup>10</sup>. Esta opção está em coerência com a aproximação seguida em diversos procedimentos no setor em que a produção é considerada como entregue na rede de transporte, não havendo lugar a ajustamento para perdas.

Quanto à sugestão de que sejam considerados os fluxos de energia entre as suas redes e a rede do ORD AT/MT, efetivamente os equipamentos de medição existentes nos pontos de fronteira entre essas redes já dispõem de bidirecionalidade, conforme informação prestada pela E-REDES à ERSE.

Esta capacidade, por si só, não deve, no entanto, servir de argumento para que se os fluxos invertidos sejam descontados ao consumo nos pontos de fronteira com as redes dos ORD BT, tal como é proposto pelos ORD BT, pois tal constituiria uma situação de *net metering*, com a qual a ERSE e os reguladores europeus não concordam. Efetivamente, a proposta dos ORD BT permitiria saldar quantidades, de consumo e de injeção, que ocorrem em momentos temporais distintos, criando situações em que a utilização das redes não é paga.

Todavia, e tal como já acontece no âmbito do autoconsumo, a consideração de saldos em períodos de tempo reduzidos (no caso, de 15 minutos), permite mitigar o risco associado à não simultaneidade temporal entre consumo e injeção. Por esse motivo, a ERSE entende que as quantidades a faturar na fronteira entre o ORD MT/AT e os ORD BT sejam apuradas em saldos de 15 minutos<sup>11</sup>, a partir do momento

---

<sup>10</sup> Conforme discutido na [Consulta Pública n.º 29](#).

<sup>11</sup> A aplicação de saldos quarto-horários significa que, a cada período de 15 minutos, é calculada a diferença entre a potência consumida e a potência injetada. Assim, para a determinação das quantidades medidas no Posto de Transformação, são considerados os saldo quarto-horários que sejam positivos.

em que a E-REDES conclua a parametrização dos equipamentos nesse sentido. Esta matéria extravasa o âmbito regulamentar, não sendo necessária alteração do RT dado o seu nível de detalhe, pelo que a ERSE acompanhará esta situação junto dos ORD BT e do ORD MT/AT.

Por fim, de notar que a proposta de redação apresentada incide sobre a modalidade de faturação alternativa do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, a qual foi introduzida com um carácter transitório para permitir uma transição para as novas regras de mercado. O facto de, fruto do aumento da produção distribuída, poderem ocorrer períodos em que uma rede em BT seja exportadora, não interfere com a regra de faturação padrão<sup>12</sup>. A ERSE tem procurado junto dos ORD BT que seja a regra padrão aquela que é utilizada por estes operadores.

Efetivamente, e no seguimento do pedido da CEVE pedindo clarificação quanto às quantidades a apurar e às tarifas a aplicar, importa dar nota que a **regra de faturação padrão** consta dos números 1 a 3 do referido artigo 28.º (numeração da proposta), tanto para as entregas a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado (ou clientes em BT que sejam agentes de mercado), como para as entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT. Assim, os ORD BT devem pagar ao ORD ORD MT/AT duas parcelas: i) uma parcela para as entregas a clientes em mercado, que corresponde à diferença entre a faturação obtida por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em BT e a faturação resultante da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT; ii) uma parcela para as entregas a clientes do CUR BT, que corresponde à diferença entre a faturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN e a faturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

Já a **regra de faturação alternativa** é diferente da anterior no que se refere às entregas a clientes do CUR. Nesse caso, podem optar por serem faturados por aplicação da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às entregas do ORD MT/AT aos ORD BT, às quantidades medidas no Posto de Transformação, considerando os seguintes ajustamentos, que constam na redação no número 4 do artigo 28.º (numeração da proposta): i) as quantidades medidas no Posto de Transformação são descontadas das entregas a clientes em BT em mercado, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respetivo perfil de consumo; ii) as quantidades medidas no Posto de Transformação são adicionadas da energia elétrica adquirida a produtores na rede de BT, incluindo excedentes de autoconsumo, após aplicação dos respetivos perfis de

---

<sup>12</sup> Situação já assinalada aquando da [Consulta Pública n.º 101](#), no seu [relatório](#).

produção. As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às quantidades assim determinadas correspondem à adição: da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BT ajustada para perdas até à saída da rede de MT, da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição em AT convertidas para MT e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT. Estas tarifas podem ser diferenciadas por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. No que se refere às entregas a clientes em mercado, aplica-se o que consta na regra padrão.

O quadro seguinte resume as duas regras de faturação.

**Quadro 3-1 - Regras de faturação do ORD MT/AT aos ORD BT**

	ML	MR	
	Regra base	Regra base	Regra alternativa
<b>Quantidades</b>	entregas a clientes ML	entregas a clientes MR	Medição no Posto de Transformação – entregas a clientes ML, ajustadas para perdas BT e após aplicação de perfis de consumo + energia entregue por produtores em BT, incluindo excedentes de autoconsumo, ajustada com perfis produção
<b>Faturação aos ORD BT = Quantidades ×</b>	TAR BT – TUR BT	TVCF BTN – (TE + TURD BT + TC BT)	TAR ORD BT = TUGS BT (ajust. perdas saída MT) + TURT (conv. MT) + TURD AT (conv. MT) + TURD MT

Legenda: ML – entregas a clientes em mercado livre; MR – entregas a clientes em mercado regulado (CUR BT); TAR BT – tarifa de Acesso às Redes em BT; TUR BT – tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; TVCF BTN – tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN; TE – tarifa de Energia; TURD BT – tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; TC BT – tarifa de Comercialização em BT; TAR ORD BT – tarifa de Acesso às Redes a aplicar às entregas do ORD MT/AT aos ORD BT; TUGS BT (ajust. perdas saída MT) – tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BT ajustada para perdas até à saída da rede de MT; TURT (conv. MT) – tarifa de Uso da Rede de Transporte convertida para MT; URD AT (conv. MT) – tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT convertida para MT; TURD MT – tarifa de uso da rede de distribuição em MT.

Quanto à sugestão da CEVE do RT passar a definir os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de distribuição por parte do ORD BT, a ERSE reitera que a presente revisão regulamentar visa assegurar o enquadramento regulamentar da obrigação de prestação de informação à ERSE, como um passo prévio à discussão da definição de uma regulação económica própria e específica. A definição de

eventuais tarifas e proveitos permitidos, específicos, tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável à informação que assegure ao regulador o conhecimento da forma de atuação destas entidades, em concreto, da sua situação económico-financeira e dos motivos que a justificam, bem como das características de cada ORD BT que possam justificar, ou não, que sejam diretamente regulados pela ERSE.

### **3.2 MECANISMO DE APROVISIONAMENTO EFICIENTE DO CUR E A ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA**

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A Endesa remete na sua resposta para os comentários já remetidos no âmbito da Consulta Pública da ERSE n.º 68, em ocasiões posteriores, defendendo que (1) a estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR deva ser, no limite, assegurada em 100% no mercado de futuros e (2) não deverá existir qualquer limitação à atualização da tarifa de energia.

Um agente em nome individual ressaltou que as alterações no artigo 162.º, relativo à monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização, parecem sugerir que uma eventual atualização da tarifa de Energia apenas se aplicaria nas Regiões Autónomas à tarifa social de Venda a Clientes Finais, deixando de fora as restantes tarifas, nomeadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Quanto ao comentário da Endesa, já apresentado em vários momentos por si e por outros agentes, a ERSE remete para a sua posição apresentada anteriormente<sup>13</sup>, mantendo o enquadramento regulamentar para o mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR e para o mecanismo de adequação da tarifa de Energia.

O comentário do agente em nome individual foi devidamente analisado, e confirma-se que não era intenção do Regulador excluir da monitorização trimestral qualquer das tarifas nas Regiões Autónomas, tendo-se procedido a uma reformulação do articulado.

---

<sup>13</sup> No âmbito do Setor Elétrico, ver comentários no [Relatório da Consulta Pública n.º 101](#) (ponto 4.1.15, página 89), relativo à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e os [Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário](#) (ponto 5.1, página 14), relativo às «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023 - Fixação excecional».

### 3.3 PRÉMIO DE RISCO NA AQUISIÇÃO DE ENERGIA PELO CUR E PRAZOS DOS LEILÕES DE APROVISIONAMENTO A PRAZO

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os 3 comentários recebidos sobre este tema sugerem a reintrodução de um prémio de risco no preço de aquisição do CUR no mercado, nomeadamente nas quantidades que não são adquiridas a prazo, e a necessidade de uma calendarização dos leilões de aprovisionamento a prazo do CUR, com vista à minimização dos desvios tarifários nas atividades que dependem do preço de mercado.

O **CT** e a **EDP** recomendam que, à semelhança da redação do RT em vigor até ao final de 2018, a ERSE pondere voltar a prever um parâmetro relativo ao prémio de risco na projeção do preço de aquisição do CUR em mercados de curto prazo, do qual depende o cálculo dos proveitos da atividade de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes do CUR, conforme estabelecido no artigo 129.º do RT. Relativamente à magnitude deste prémio de risco, o **CT** e a **EDP** entendem que deve depender da volatilidade dos preços de mercado perspetivada para o período de fixação das tarifas e do peso das aquisições a curto prazo para satisfazer a carteira do CUR.

Os comentários da **SU Eletricidade** e a **EDP** acrescem que a introdução deste prémio de risco, que afetaria apenas os custos das aquisições de energia do CUR, evita que a sua eventual inclusão de forma implícita no preço de mercado subjacente à definição das tarifas reguladas tenha impactos colaterais nas receitas previstas das atividades reguladas de compra e venda de produção e origine desvios tarifários significativos nessas atividades.

Adicionalmente, o **CT** e a **EDP** salientam a importância da ERSE calendarizar e promover de forma atempada e com volumes aceitáveis os leilões de aprovisionamento do CUR, de modo a permitir uma maior previsibilidade e estabilidade às tarifas de venda aos clientes finais do CUR. Por este motivo, questionam a eliminação do prazo limite de 30 de setembro (artigo 129.º, n.º 2) para realização dos leilões de aprovisionamento do CUR que são considerados para efeitos tarifários.

#### DECISÃO DA ERSE

Os custos de aquisição de energia elétrica do CUR para fornecimento a clientes, quer na contratação a prazo, quer na contratação em mercado *spot*, são recuperados na totalidade e sem qualquer risco, pelo

que não se justifica qualquer alteração no articulado em vigor, nomeadamente a inclusão de um prémio de risco no preço aplicável aos volumes não provisionados a prazo até ao momento da fixação das tarifas. Acresce que aos volumes resultantes dos leilões de aprovisionamento a prazo do CUR, nos termos da Diretiva n.º 13/2019, de 18 de julho, não faz sentido aplicar um prémio de risco, uma vez que o preço é firme e não envolve qualquer risco de preço ou de volume para a empresa.

Importa ainda clarificar, que, por este motivo, a ERSE não considera qualquer prémio de risco implícito no preço base do mercado grossista subjacente aos exercícios tarifários

Adicionalmente, salienta-se que o mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia contribui para o equilíbrio concorrencial entre o mercado liberalizado e o mercado regulado, atento ao princípio da estabilidade tarifária previsto no RT, permitindo simultaneamente uma atenuação dos desvios nos custos de aquisição do CUR ao longo do ano.

Em situações extraordinárias, em que ocorrem desvios significativos nos proveitos das atividades reguladas face ao previsto na fixação das tarifas, a abordagem e mecanismos acima referidos têm uma eficácia limitada. Nestas situações, a ERSE pondera uma fixação excecional de tarifas, como previsto no RT, tal como ocorreu nos anos de 2022 e 2023, em que a volatilidade e incerteza nos preços do mercado grossista provocaram desvios significativos nos custos de aquisição para fornecimento a clientes e nas receitas de venda de produção agregada pelo CUR.

No que respeita à calendarização e realização dos leilões de aprovisionamento do CUR, a ERSE, reconhecendo a pertinência dos comentários, recorda que estes são objeto de uma calendarização indicativa anual, que foi pela ERSE proposta para adicionar previsibilidade e maior firmeza na contratação a prazo, tanto do CUR como das suas contrapartes em negociação. Acresce que neste quadro, a ERSE procura assegurar, tempestivamente para a fixação das tarifas a 15 de dezembro, que uma percentagem significativa da energia prevista para satisfazer a carteira de clientes do CUR no ano seguinte, possa estar previamente contratada a prazo, tendo inclusivamente adotado nos leilões mais recentes a colocação de maturidades mais longas (vide colocação do produto anual com entrega em 2024 ainda no decurso de novembro de 2022, aquando da concretização do 12.º leilão CUR). A este respeito, salienta-se que a eliminação da data de 30 de setembro do n.º 2 do artigo 129.º do RT teve como objetivo remover uma restrição regulamentar à consideração no cálculo tarifário dos leilões que ocorram entre essa data e a conclusão do processo tarifário, permitindo antecipar a consideração dos volumes contratados a prazo que são incorporados nas tarifas de venda a clientes finais publicadas a 15 de dezembro.

### 3.4 ESTRUTURA DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS E ÁREAS DE REDE

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A REN propõe uma alteração ao n.º 5 do artigo 53.º, relativo à opção tarifária por épocas, reformulando a obrigação de permanência dos clientes para uma permanência mínima de 12 meses, em vez da regra vigente, que apenas obriga à permanência durante a totalidade da época alta nos últimos doze meses.

No que respeita às áreas de rede, a E-REDES sugere a alteração do n.º 1 do artigo 35.º visando identificar as áreas de rede de forma não correspondente a uma localização geográfica, dado que a divisão concreta das mesmas não é coincidente com áreas localizadas no norte, centro e sul (como consta da redação atual). Esclarece a empresa que determinou que a melhor distribuição do país em três áreas não corresponde a áreas Norte, Centro e Sul, mas sim a áreas como Litoral, Interior Norte e Interior Sul, pelo que propõe a alteração do artigo de forma mais genérica. Por sua vez, a REN propõe a alteração do Artigo 35.º para contemplar uma revisão anual dos pontos de entrega a incluir em cada área de rede.

#### DECISÃO DA ERSE

Em relação à proposta de alteração no artigo 53.º, não tendo sido apresentados argumentos concretos para alterar a redação, a proposta não foi acolhida, uma vez que tornaria a opção tarifária mais restritiva para os clientes. Na formulação atual, a permanência mínima pode, no limite, ser de apenas 3 meses, se esses meses corresponderem à época alta, sendo esse intervalo o suficiente para evitar participações que subvertam o sinal de preço sazonal dos períodos horários.

No que respeita à alteração da redação do artigo 35.º relativa à identificação das áreas de rede a ERSE reconhece a pertinência do comentário, tendo alterado a redação do RT.

No que respeita ao comentário da REN, é desejável que seja feita uma revisão da classificação dos pontos de entrega por área de rede. A nova redação do RT contempla agora a revisão da classificação sempre que se justifique, sem explicitar uma periodicidade fixa.

### 3.5 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO DO CUR

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A **SU Eletricidade** e a **EDP** propõem que o cálculo do proveito permitido da atividade de comercialização do CUR passe a prever explicitamente uma margem de comercialização e que a ERSE efetue um *benchmarking* dos referenciais adotados por outras entidades reguladoras para estabelecer um montante que permita ao CUR ser remunerado anualmente por esta atividade, em linha com as suas congéneres europeias.

#### DECISÃO DA ERSE

A atual metodologia de regulação da atividade de comercialização do CUR já contempla a aplicação de modo casuístico de uma margem, para os casos em que surgem gastos não controláveis que possam comprometer o seu equilíbrio económico-financeiro, em condições de gestão eficiente, pelo que não se considera necessária a aplicação, à partida, de uma margem de comercialização. Refira-se também que, atualmente, o ativo fixo afeto à atividade de comercialização é remunerado, o que tem correspondência com a introdução de uma margem, embora se reconheça que pode ser insuficiente dado o montante reduzido do ativo desta atividade.

Refira-se, que no setor do gás é assegurada uma margem de comercialização, em linha com o previsto no licenciamento pelo exercício da atividade de comercialização de último recurso, que incorpora uma remuneração do fundo de maneiio em termos equivalentes ao estabelecido para outros ativos.

Dada a pertinência deste tema, a ERSE irá aborda-lo novamente na preparação do próximo período de regulação, que se inicia em 2026, ponderando circunstâncias que podem justificar opções diferentes. O facto da atividade se encontrar em *phasing-out* e uma eventual harmonização com a prática seguida no setor do gás são exemplos dessas circunstâncias.

### 3.6 PRAZO PARA FIXAÇÃO DE PARÂMETROS PARA CÁLCULO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários do **CT**, **Grupo EDP**, **SU Eletricidade** e **E-REDES** propõem que a versão final do regulamento estabeleça que o exercício de fixação dos ajustamentos tarifários de t, publicado em dezembro de t+1 para

efeitos em t+2, considere os valores mais atuais dos parâmetros e indutores que servem de base à determinação dos proveitos das empresas reguladas, de forma a traduzir a melhor aproximação possível aos respetivos valores finais. Os comentários destacam, em particular, a taxa de variação do deflator do PIB.

#### DECISÃO DA ERSE

À exceção da taxa de variação do deflator do PIB do ano t-1, os restantes parâmetros e indutores são já atualizados até à data de cálculo dos ajustamentos tarifários. De forma a acolher os comentários recebidos, a ERSE decidiu alterar o articulado do RT, passando a considerar, no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas por *revenue cap* ou *price cap*, a taxa de variação do deflator do PIB para todo o ano de t-1, em vez do valor que termina no segundo trimestre desse ano. Assim, na definição dos proveitos permitidos para o ano de tarifas t passa a considerar-se uma taxa de variação do deflator do PIB estimada, uma vez que à data desse cálculo não estará ainda disponível um valor fechado. Posteriormente, esse valor estimado será atualizado com o último valor fechado publicado pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos.

Contudo, uma vez que o novo RT apenas se aplica ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, nos ajustamentos de 2022 e 2023 as taxas de variação do IPIB usadas na atualização das componentes de *revenue cap* e de *price cap* continuarão a corresponder às variações anuais terminadas no 2.º trimestre do ano t-1, com os primeiros dados fechados publicados pelo INE, sem atualizações posteriores.

### 3.7 CUSTOS ACEITES COM A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS PARA A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A EDA apresenta um comentário relativo aos custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica, referindo que as disposições regulamentares existentes são insuficientes, designadamente quando a empresa se defronta com a desadequação dos parâmetros fixados pela ERSE face às respostas do mercado. Por este motivo propõe a inclusão de novas disposições no RT, que entende

serem necessárias para evitar ruturas no abastecimento de combustível e para garantir que a empresa não será penalizada por cumprir a regulamentação existente, perante a ausência de respostas do mercado.

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE de acordo com os seus estatutos tem o dever de assegurar o equilíbrio económico financeiro das atividades reguladas, quando geridas de forma eficiente. Assim, não se afigura necessário considerar ao nível do RT princípios que particularizam situações pontuais que possam ocorrer. As empresas devem, dentro das suas possibilidades, e no âmbito do contexto em que exercem as suas atividades, tentar obter as soluções economicamente mais racionais, que não onerem os consumidores com mais custos. No caso das empresas das Regiões Autónomas esta necessidade ganha maior pertinência uma vez que uma parcela substancial dos seus custos é recuperada através do sobrecusto da Regiões Autónomas, paga pelos consumidores do Continente.

No caso de, após a realização de uma consulta preliminar ao mercado, tal como é sugerido pela EDA na sua segunda proposta, ou após a realização de um novo concurso internacional lançado com os parâmetros fixados pela ERSE, não surgirem propostas para a aquisição de combustíveis que se enquadrem nas condições fixadas, e se tal situação não for imputável à empresa, a ERSE procederá à análise das propostas recebidas, tomando uma decisão sobre os custos a aceitar, e que serão comunicados à empresa com a maior brevidade possível. Os mesmos princípios serão aplicados em situações similares na Região Autónoma da Madeira.

Recorde-se que o fornecimento de combustíveis nas Regiões Autónomas constitui uma parcela importante na estrutura de custos de cada empresa, merecendo grande atenção por parte da ERSE, mas que, a existência de determinadas barreiras à entrada de outros fornecedores, quer por questões de orientação política regional, quer por questões logísticas associadas à propriedade das instalações de armazenagem e de descarga de combustíveis, não deve resultar na ocorrência de custos superiores aos razoáveis que onerem os consumidores de eletricidade. Esta é também uma preocupação da ERSE que não pode ser dissociada da necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas. Face ao exposto, a ERSE opta por não introduzir qualquer alteração no articulado.

### 3.8 DEVOLUÇÃO PELO CUR DE CRÉDITOS DEVIDOS AOS CLIENTES

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A **SU Eletricidade** propõe que a devolução de créditos devidos aos clientes se processe sempre nos termos da Instrução n.º 4/2018, independentemente da natureza desses créditos. Nos termos desta instrução estes créditos são deduzidos aos proveitos permitidos da atividade de comercialização por nível de tensão, sendo recuperados por todos os consumidores através das tarifas de UGS. Em termos operacionais, esta devolução concretiza-se com uma dedução destes montantes na parcela do diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, existente na formulação dos proveitos da atividade de comercialização, que é transferida para a parcela II da tarifa de UGS.

Concretamente, a proposta da SU Eletricidade é que lhe deixe de ser aplicável a Instrução n.º 2/2020, relativa à repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, que operacionaliza o n.º 3 do artigo 102.º do RQS. A **SU Eletricidade** entende que esta instrução contraria a obrigatoriedade do CUR repercutir estes créditos diretamente à tarifa, que de acordo com a sua interpretação é estabelecida pelo artigo 67.º do RRC.

#### DECISÃO DA ERSE

A ERSE não considera existir qualquer incoerência regulamentar entre a Instrução n.º 2/2020 e o artigo 67.º do RRC, uma vez que este remete o modo de repercussão, de forma genérica, para os «*termos definidos regulamentarmente*». Tal veio a materializar-se com a publicação da Instrução n.º 2/2020, que estabelece como destino final dos créditos não reclamados no âmbito das compensações do RQS, uma dedução aos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica.

Contudo, os comentários da SU Eletricidade têm subjacente uma intenção de simplificação dos fluxos financeiros do SEN, nomeadamente do CUR, e a implementação da sua proposta permite melhorar a harmonização entre o RT do setor elétrico e o RT do setor do gás. Com efeito, no setor do gás as disposições necessárias para a devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso estão incluídas no próprio RT, sem necessidade de outra regulamentação complementar, o que se passa a adotar também para o RT do setor elétrico, com a inclusão de um novo artigo sobre esta matéria na secção dos proveitos do CUR, que substituí a Instrução

n.º 4/2018. Em linha com o solicitado pela SU Eletricidade, este novo artigo aplica-se igualmente à devolução de créditos de clientes não reclamados resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações no âmbito do RQS, adotando-se a mesma forma de devolução de créditos de clientes, independentemente da sua natureza ou proveniência. Esta alteração tem como consequência que os montantes relativos a estes créditos sejam integralmente devolvidos através da tarifa de UGS.

Ainda no RT, adaptaram-se as disposições relativas às obrigações de reporte pelo CUR (artigos 190.º e 193.º), para refletirem a introdução desse novo artigo que contempla a devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte do CUR.

Paralelamente, no âmbito do RQS foram introduzidas alterações no artigo 102.º, que passou a incorporar as disposições da Instrução n.º 2/2020, em linha com comentário recebido da E-REDES, excluindo a aplicação da mesma aos CUR da eletricidade e do gás. Decorrente destas alterações, as Instruções n.º 4/2018 e n.º 2/2020 ficam revogadas.

### **3.9 PERÍODO DE TRANSIÇÃO E DE IMPLEMENTAÇÃO DAS ALTERAÇÕES DO RT**

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A respeito do período de transição e implementação das alterações do RT, foram recebidos dois comentários, no sentido de prever um período de transição de implementação dos regulamentos (**Conselho Consultivo**), considerando-se razoável como prazo mínimo de implementação o período de 9 a 12 meses, em particular para as funções de AUR (**SU Eletricidade**).

#### **DECISÃO DA ERSE**

No que respeita ao período transitório do RT de salientar que as alterações previstas no Regulamento a publicar serão aplicáveis para os exercícios tarifários subsequentes, ou seja, que vigoram a partir de 2024.

---

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

