

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A:

**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2020”**

Dezembro 2019

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

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 15 de outubro de 2019, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2019.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2020.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais.

II

ESPECIALIDADE

A.2. CUSTOS DOS CMEC

A ERSE reconhece que a informação que acompanha as propostas tarifárias deve ser a mais transparente e clara quanto possível, pelo que se congratula pela apreciação positiva feita pelo CT à apresentação dos montantes dos CMEC a repercutir nas tarifas anuais até ao término deste mecanismo.

Relativamente à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017, registe-se que nos termos da legislação em vigor, o valor a considerar em tarifas da revisibilidade anual é o valor homologado por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Apenas a homologação consubstancia decisão administrativa. Até à data, o valor relativo à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017 ainda não foi homologado, pelo que qualquer valor a considerar nas tarifas da parcela de acerto seria sempre um valor previsional.

Importa aditar que, ao contrário dos processos anteriores, a ERSE ainda não emitiu o parecer ao valor anual da revisibilidade de 2017, estando a aguardar a resposta da DGEG relativa a dúvidas levantadas aquando da análise do Relatório “Determinação do Montante do ajustamento dos CMEC – 1º semestre de 2017”. Deste modo, os elementos à disposição da ERSE não lhe permitem, mesmo se de forma previsional, incluir uma estimativa para a parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017.

A.4. REPARTIÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO OU TIPOS DE FORNECIMENTO

A ERSE regista a análise do CT relacionada com a caracterização do impacto dos CIEG na formação das tarifas de Acesso às Redes, tendo por base informação apresentada na proposta tarifária. Apesar de estes custos se encontrarem fora das competências da ERSE, dependendo, maioritariamente, de decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética, a sua evolução e influência na sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) são acompanhados de perto pela ERSE, sendo as potenciais consequências associadas às obrigações de pagamento desses custos, pelos utilizadores das rede e consumidores, divulgadas pela ERSE nos documentos de tarifas e em *fora* adequados.

A transparência através da divulgação de informação sobre a evolução dos CIEG é fundamental, num contexto em que estes representam uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes.

D.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A aditividade tarifária plena mantém-se como objetivo a atingir, sendo que a ERSE procura anualmente aproximar-se desse objetivo, sempre de forma articulada com a aplicação de outro princípio fundamental, que é o da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.

A concretização do objetivo de aditividade plena depende fundamentalmente de duas dimensões: (i) da evolução de preços de cada tarifa por atividade regulada; (ii) da variação máxima permitida para cada preço individual. No contexto da proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, face à variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%), a ERSE estipulou como variação máxima permitida a previsão para a taxa de inflação do ano de 2020 (1,2%).

A diferença de 1,6% entre a variação máxima permitida (1,2%) e a variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%) permite uma aproximação à aditividade tarifária plena na opção tarifária simples, onde se encontram cerca de 85% dos clientes do mercado regulado.

A tarifa de acesso às redes regista em 2020 uma maior volatilidade em alguns preços, devido à necessidade de assegurar uma alocação de CIEG que não distorça os sinais de preço transmitidos pela tarifa de acesso às redes, o que se reflete nos respetivos preços da tarifa aditiva (ver infra ponto E.1). Por este motivo, observa-se o agravamento das distâncias relativas entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva para algumas opções tarifárias, como foi identificado pelo CT. Sublinha-se, no entanto, que a decisão final de tarifas para 2020 permitiu minorar estes agravamentos.

Complementarmente ao exercício realizado na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, a ERSE procedeu aos seguintes ajustamentos adicionais:

- No caso da opção tarifária simples de BTN< Sazonal, que apresenta a maior distância relativa face à tarifa aditiva, considerar uma variação máxima permitida superior à taxa de inflação prevista. É de sublinhar que no caso desta opção tarifária são os termos de potência, os quais estão abaixo dos respetivos preços da tarifa aditiva, que serão diretamente afetados pelo novo valor de variação máxima. Logo, estando esses valores abaixo do valor considerado eficiente pela tarifa aditiva, uma variação máxima mais alta será menos penalizadora do que seria para outros consumidores (em que os termos de potência são mais altos).

- Diferenciar, por opção tarifária, o fator de descida aplicado. O fator de descida¹ altera a descida tarifária dos termos tarifários quando as variações são inferiores à variação global em BTN, com o objetivo de compensar os efeitos de limitar a variação máxima de cada preço. A diferenciação do fator de descida por opção tarifária, ao invés da aplicação de um valor único, permitirá minimizar as distâncias face à tarifa aditiva.

Por fim, importa realçar que a ERSE realizou nas tarifas de eletricidade para o ano 2020 uma maior aderência à estrutura da tarifa aditiva, na medida em que algumas diferenças de estrutura das tarifas transitórias face às tarifas aditivas foram corrigidas. No caso de Portugal continental foi implementada uma convergência nos termos de energia das tarifas transitórias em BTN< nas situações em que os termos de energia dependiam do escalão de potência contratada. Nas Regiões Autónomas foi eliminada a diferenciação por opção tarifária nos termos de potência contratada em BTN<.²

E.1. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES (TAR)

No que respeita aos comentários do CT sobre a TAR, considera-se oportuno prestar dois esclarecimentos.

Primeiro, a ERSE sublinha que as variações de maior amplitude em alguns preços das TAR decorrem da necessidade de assegurar a coerência de preços, nomeadamente nos termos de energia em vazio entre BTN> e BTE. Na decisão final de tarifas, procurou conciliar-se uma alocação dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema sem distorção dos sinais de preço entre níveis de tensão e tipo de fornecimento, com a mitigação de impactes tarifários nas tarifas de uso das redes.

Segundo, a ERSE concorda com o CT quando este afirma que a volatilidade observada na tarifa de acesso às redes nos últimos anos tem sido explicada fundamentalmente pela variação da tarifa de Uso Global do Sistema, a qual integra os Custos de Interesse Económico Geral. A ERSE considera que no âmbito daquilo que está na sua estrita esfera de atuação, tem feito um trabalho visível para desagrar a tarifa de Uso Global do Sistema, designadamente pela redução consistente da dívida tarifária após o ano de 2015.

¹ O fator de descida encontra-se previsto no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e representa um parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços de uma opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas (artigos 156.º, 159.º e 162.º para Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores e a Região Autónoma da Madeira, respetivamente).

² Para mais detalhes sugere-se a consulta do documento de “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020”.

E.2. TARIFA DE ENERGIA (PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES)

A ERSE sublinha que o propósito da implementação de um mecanismo de contratação regulado para o comercializador de último recurso tem, efetivamente, como propósito último conceder maior previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia daquele agente regulado. De resto, a possibilidade de instituir este mecanismo já se encontrava acolhida em contexto regulamentar, designadamente no quadro do Regulamento de Relações Comerciais, tendo sido mais recentemente possível concretizar também a vertente de tratamento do mesmo no perímetro tarifário.

Além da previsibilidade e estabilidade que oferece ao contexto de atuação do comercializador de último recurso, o mecanismo agora existente permite igualmente sinalizar ao restante mercado estratégias de cobertura de preço de médio prazo, o que se reflete também na possibilidade de serem, com isso, minimizadas as transições de clientes entre o regime de mercado e o regime regulado, por via da minimização do recurso a contratação pelo CUR na ausência de regime equiparado pelos comercializadores em mercado.

E.3. TARIFAS DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Os carregamentos nos pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica não tiveram custos para os utilizadores até novembro de 2018. Após esta data iniciou-se o pagamento de tarifas nos pontos de carregamento rápido. Em abril de 2019, os pontos de carregamento em espaços privados de acesso público passaram a poder, por opção do operador do ponto, estar integrados na rede de mobilidade elétrica e a cobrar o custo de carregamento ao utilizador.

A ERSE concorda com o CT sobre a importância de efetuar a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se o princípio de utilizador-pagador. Contudo, esta questão apontada pelo CT depende de decisão que extravasa as competências da ERSE.

E.3.1. TARIFAS DA EGME

As tarifas da EGME assumem em 2020 o valor de zero euros, por não ter sido recebida a informação necessária para efeitos de cálculo dessas tarifas. Neste contexto, a ERSE encontra-se a preparar as normas de reporte de informação financeira da EGME, para o envio de informação por parte desta entidade.

Atente-se que, em diversas ocasiões, a ERSE procurou obter junto da EGME (anteriormente junto do GOME) a informação necessária para a definição de um modelo de cálculo de proveitos e para elaborar as normas de reporte de informação para aquela entidade, o que, até ao presente, não ocorreu.

Por ser uma atividade nova e com particularidades distintas das restantes atividades reguladas pela ERSE, nos setores situados na esfera da sua atuação, há a necessidade acrescida de conhecer o negócio da EGME para elaborar normas de reporte adequadas às particularidades dessa entidade. Este processo envolverá algumas interações entre a ERSE e a EGME podendo assim decorrer mais algum tempo até à consolidação dos *templates* de reporte.

E.3.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA (TAR MOBILIDADE ELÉTRICA)

A ERSE regista os comentários favoráveis do CT relativamente às recentes alterações às tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica, nomeadamente a distinção entre pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT e em MT. Estas alterações resultam da consulta pública relativa à proposta de Regulamento da Mobilidade Elétrica.

E.4. TARIFA SOCIAL

A ERSE regista o interesse do CT, que acompanha, em que se proceda a uma avaliação dos critérios de aplicação da tarifa social em todo o território nacional, lembrando, contudo, que cabe ao legislador a definição desses critérios de elegibilidade, incluindo a sua alteração pela modificação de termos já empregues ou inclusão de outros critérios (p. ex. de diferenciação geográfica).

Como é do conhecimento do CT, em março de 2019 foi publicado um estudo sobre a aplicação da tarifa social³, pelo Observatório da Energia, o qual contou com a colaboração da ERSE. A ERSE toma boa nota da recomendação do CT no sentido de visitar o tema e apresentar elementos que possam ajudar na decisão sobre a manutenção e gestão da tarifa social, em benefício dos clientes vulneráveis.

³ Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf

F. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2020

O CT recomenda que, na fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente, designadamente o consumo registado até novembro de 2019.

Os dados mais recentes de evolução do consumo de energia elétrica, designadamente o valor acumulado do consumo referido à emissão entre janeiro e novembro de 2019, mostram uma quebra em relação ao período homólogo de 2018 de -1,4%. Verifica-se, também, que o consumo mensal acumulado até setembro de 2019 se situava -2,1% abaixo do consumo registado no mesmo período em 2018, mas desde então esta diferença tem-se esbatido, com tendência de aproximação à variação anual que a ERSE estima para 2019, no exercício tarifário de 2020. Neste contexto, a ERSE mantém a previsão definida na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro.

Relativamente à Figura 2-2 mencionada no Parecer do CT, foi alterada incluindo as mais recentes previsões da REN corrigidas dos efeitos de temperatura.

G. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

Atualmente, o mercado elétrico apresenta níveis aceitáveis de mudança de comercializador, contando com 5,2 milhões de clientes no mercado liberalizado⁴; processos de mudança de comercializador maduros e fiáveis, presença de um leque diversificado de comercializadores e propostas competitivas.

A ERSE considera que, na presença destes elementos, aliado ao facto do número de consumidores em AT e MT no mercado regulado ser reduzido⁵, estão reunidas condições para se concluir o processo de extinção de tarifas nestes níveis de tensão. De salientar que, face à nova Diretiva do mercado interno de energia elétrica, a manutenção da existência das tarifas reguladas deverá ser justificada de forma concreta, devendo estas tarifas responder a uma necessidade identificada.

A ERSE concorda com o CT no que respeita à importância do direito de informação dos consumidores. É fundamental que os consumidores, com antecedência, possam conhecer o regime legal a aplicar após 2020

⁴ Nos termos do último [Boletim do Mercado Liberalizado](#), relativo a agosto de 2019.

⁵ Nos termos do último [Boletim do Mercado Liberalizado](#), 2 036 clientes que são grandes consumidores, industriais e pequenos negócios, permanecem no CUR.

relativo à extinção das tarifas reguladas, visando assegurar que os consumidores têm de forma atempada, a informação necessária para concretizar a sua escolha de comercializador.

Cabe mencionar, a respeito da extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais, que a ERSE tem contribuído para a informação anual sobre as condições de concretização de mercado interno da eletricidade, desde logo pela submissão de um relatório anual à Comissão Europeia e de informação que integra o relatório anual de mercado efetuado pela ACER (*Market Monitoring Report*), os quais enfocam, com particular detalhe, no desenvolvimento e caracterização do mercado retalhista.

Já no que respeita à referência de uma mensagem clara para o contexto global de mercado quanto à simultaneidade de regimes de tarifa regulada e de tarifa em mercado para fornecimento de clientes finais, reitera-se a referência efetuada a respeito do mecanismo de aprovisionamento do CUR, que as condições de maior previsibilidade e estabilidade, concedem também um sinal mais claro para a atuação dos consumidores em mercado. Na prática, tal estabilização da tarifa de energia do CUR permite igualmente a minimização, como atrás descrito, dos movimentos entre mercado livre e mercado regulado, o que concede aos comercializadores em mercado maior certeza na estruturação da sua atuação em mercado retalhista.

H. EVOLUÇÃO DOS MERCADOS (MERCADO LIBERALIZADO VS. REGULADO)

A ERSE publicou em novembro 2019 o “Relatório sobre os mercados retalhistas de eletricidade e gás natural em Portugal em 2018”⁶ o qual caracteriza o regime equiparado. Tendo por base a informação publicada destacam-se os seguintes elementos:

- Durante o ano de 2018, dez comercializadores, cerca de um terço dos comercializadores que atuam em BTN, praticaram um regime equiparado de preços das “Condições de Preço Regulado”. No entanto, no final de 2018 somente cinco comercializadores praticavam esta oferta.
- Neste período, foram abrangidos pelo regime equiparado 267 consumidores, que integraram a carteira de comercializadores em regime de mercado, com uma representatividade muito residual no ML (cerca de 0,01%).

⁶ Acessível em

<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Documents/Relat%C3%B3rio%20Anual%20Mercado%20Retalhista%202018.pdf>.

Face aos elementos disponibilizados, podemos concluir que a aplicação do regime equiparado não suscitou grande interesse quer por parte dos comercializadores, quer por parte dos clientes.

A ERSE considera que os fatores que poderão justificar essa situação serão a presença de ofertas mais competitivas no mercado liberalizado, face ao valor da tarifa transitória⁷, e uma clara identificação de eventuais vantagens inerentes à adesão desta modalidade.

Ainda que a abrangência do regime equiparado tenha sido, no que respeita à transição para mercado regulado estritamente decorrente da existência daquele regime, bastante reduzido em termos proporcionais, a ERSE considera que a ausência de conhecimento quanto ao tratamento legal da situação que venha a ocorrer em final de 2020, quando termina o período transitório legalmente estabelecido, acarrete alguma indefinição que se pode refletir, desde logo, na decisão de mudança do mercado regulado para contexto de mercado livre. Por essa razão se refere a previsível observação de um abrandamento do ritmo de mudança entre estes dois segmentos de mercado.

Por outro lado, embora reconhecendo a pertinência do comentário efetuado, a ERSE relembra que a informação obrigatória na fatura, desde logo relativamente a diferenciais de preço entre tarifa de mercado regulado e tarifa do comercializador em regime de mercado, sendo uma obrigatoriedade imposta por legislação específica, pode sinalizar de forma mais direta ou menos expressiva o interesse do cliente em migrar para uma tarifa de mercado, dependendo do preço do próprio comercializador e das condições de formação do preço regulado (que agora se procurou estabilizar e tornar mais previsível).

Por fim, a ERSE regista o interesse em concretizar um balanço, global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias sendo que alguma informação tem sido disponibilizada nos relatórios de informação do mercado retalhista.

I. REGULAMENTAÇÃO DA LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

A Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, veio estabelecer o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor.

Considera-se que as disposições legais fixadas por este diploma são auto-exequíveis e não carecem, para a sua aplicação, da produção de regulamentação específica por parte da ERSE. Ressalva-se o disposto nos

⁷ Conforme informação constante no [Boletim de Ofertas Comerciais de Eletricidade do Simulador de Preços de Energia](#).

artigos 11.º, n.º 1, alíneas c) e f), no âmbito da eletricidade e gás natural, e no artigo 14.º, no âmbito do GPL e combustíveis derivados de petróleo, que criam verdadeiras obrigações regulamentares.

Assim, no que respeita ao setor elétrico, a que se refere o Parecer do CT, não se identifica norma que habilite ou justifique a produção de um regulamento próprio. Na sua relação com a lei, a regulamentação a que o Parecer do CT se refere apenas pode desenvolver ou aprofundar a disciplina jurídica constante da lei e, nessa medida, completá-la. Pelo que a proposta de Regulamento das Relações Comerciais unificado clarificará a disciplina regulamentar que se entende por relevante.

J. OLMC

O elevado montante de ajustamentos de 2018 a refletir nos proveitos permitidos de 2020, constante da proposta de tarifas para 2020, apresentada em outubro, foi revertido dada a existência de uma incorreção no reporte de informação real de 2018 por parte do OLMC, que o corrigiu após a publicação da proposta tarifária.

Assim, na versão final de tarifas de 2020, o valor dos proveitos permitidos do OLMC situa-se praticamente ao mesmo nível do ano anterior, tendo em conta que os ajustamentos revistos assumem um valor pouco expressivo.

K. RECONHECIMENTO DE PROVEITOS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Como ponto prévio, importa referir que a matéria em apreço é colocada no âmbito do fornecimento supletivo, sendo que este é o resultado de uma circunstância prévia e que se refere à verificação de incumprimentos de responsabilidades por parte de agentes de mercado, que os inibem de poder atuar como comercializador de energia elétrica.

A análise do parecer do CT suscita da ERSE comentários em três planos distintos, que de seguida se explicitam.

Quanto à natureza específica dos incumprimentos

O parecer do CT menciona a existência de três situações de ativação do fornecimento supletivo de pequenos comercializadores, duas em 2017 e uma em 2019, e a sua expressão nos planos do acesso às redes e da gestão global do SEN. Mais suscita o CT a questão do tratamento específico de cada uma das referidas situações.

Cabe, a este respeito, mencionar que o contexto que gera a necessidade de se proceder ao fornecimento supletivo e a ocorrência de custos no perímetro do sistema tem necessariamente, sem prejuízo de se observarem princípios comuns para a sua consideração regulatória, um tratamento casuístico em função da atuação de cada comercializador e da verificação que se faça do quadro regulamentar aplicável. Em concreto, o tratamento e a assunção de responsabilidades no âmbito do acesso e no âmbito da gestão global do SEN faz-se à luz do cumprimento das obrigações em perímetros contratuais distintos, por ambas as contrapartes no contrato, o que, só por si, justifica que a repercussão de proveitos possa ser distinta entre atividades e, mesmo dentro de uma mesma atividade, entre comercializadores. Há, ademais, que precisar que a ativação do fornecimento supletivo e a declaração de judicial insolvência, esta com um contorno judicial específico, não ocorrem em momentos simultâneos, nem têm necessariamente que ser associadas.

De tudo decorre que a ativação do fornecimento supletivo pode ter implicações distintas em cada uma das duas atividades sujeitas a tratamento de risco – no limite, um agente de mercado pode ser integralmente cumpridor numa atividade e incumprir responsabilidades na outra.

Por fim, não pode deixar de se atender à vertente de avaliação do cumprimento dos deveres contratuais e regulamentares a que estão sujeitos os operadores de rede (no âmbito do acesso às redes) e o gestor global do SEN. Neste sentido, entende, pois, a ERSE reiterar que o reconhecimento de proveitos aos mencionados operadores regulados é o resultado da análise completa de cada situação em concreto, que permita aferir da sua integral concordância com o conjunto de obrigações regulamentares.

Quanto à definição de um quadro regulamentar completo

A ocorrência destes incumprimentos tem uma expressão regulamentar específica, na medida em que os encargos e responsabilidades que lhes dão origem estão vertidos em contexto regulamentar e contratual – consoante o caso, contrato de uso das redes ou contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema. A exigibilidade aos agentes de mercado de garantias a serem prestadas decorre, por sua vez, da existência de um risco sistémico, que se pretende minimizar.

Neste contexto, cabe referir que a gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume e assumiu desde sempre, para a ERSE, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado.

O parecer do CT, ao aludir a um lapso temporal desde a aprovação do quadro regulamentar (Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, publicado a 21 de dezembro de 2017) até ao presente, sem a

concretização da subregulamentação prevista nesse mesmo regulamento, possibilita uma interpretação, incorreta, de inação da ERSE nesta matéria, que importa clarificar:

- Com a alteração do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), dada pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, foi alterado o modelo geral de aferição de riscos, tratamento de garantias e ações conexas com estas duas realidades, situação que ocorreu por proposta da ERSE e na sequência de uma pré-consulta, em outubro de 2016, dirigida ao mercado sobre o modelo de riscos e de garantias, para melhor enquadramento do tema nas suas múltiplas vertentes.
- Com a publicação do referido RRC SE, em dezembro de 2017, concretizou-se um perímetro de gestão integrada de garantias, o qual, por proposta da ERSE (que observou um amplo consenso em consulta pública), se atribuiu tal função ao operador da rede de transporte ou a entidade por este designada para o efeito.
- A REN, enquanto operador da rede de transporte, veio suscitar, já no decurso do primeiro trimestre de 2018, a existência de dúvidas quanto à concordância do âmbito de atuação de um gestor integrado de garantias com os termos da concessão de que é detentora. Tal circunstância, estendida à designação de entidade terceira, colocou constrangimentos à concretização do quadro regulamentar e do próprio modelo de gestão integrada de riscos e garantias.
- Atentas às dificuldades de concretização mencionadas e no sentido de obviar rapidamente ao conjunto de insuficiências e constrangimentos identificados, entendeu a ERSE propor e fazer aprovar, após consulta, um quadro transitório de regras (Diretiva 11/2018, de 16 de julho) para a gestão de riscos e garantias. Esta regulamentação transitória procurou estabelecer o essencial dos princípios assumidos na revisão regulamentar de 2017 que não foram prejudicados pela natureza das dificuldades levantadas a respeito da criação do gestor integrado de garantias.
- Paralelamente, a ERSE elaborou e apresentou ao Governo uma proposta de regime legal que permitisse a constituição de um modelo de gestão integrada de riscos e garantias, através de entidade que atuasse com total independência da relação comercial que se pretende assegurar com cada vetor de constituição de garantias existente à data, bem como o reforço das disposições prudenciais relativamente à constituição de agentes económicos como comercializadores de energia, matéria esta que, é consabido, integra não a esfera de competências do regulador.

- Já em 2019, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias (ao operador definido no n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago, que criou o MIBEL) e a adoção de regras de gestão prudencial.
- Com a mencionada designação, a ERSE oficiou de imediato a sociedade em causa (OMIP) para que concretizasse a entidade que assumiria a função de gestor integrado de garantias no SEN, o que veio a suceder com a designação da sociedade OMIP, S.A..
- Por fim, na sequência de trabalho técnico preparatório, a ERSE colocou em consulta pública a 29 de novembro passado, uma proposta de regulamentação do regime de riscos e garantias no SEN, que concretiza o contexto legal e regulamentar habilitante.

Pelo atrás exposto, entende a ERSE dever expressar ao CT que o período de 2 anos mencionado como mediando entre a revisão do RRC e o momento atual, não foi, um período omissivo de atuação pela ERSE. Em bom rigor, foi por iniciativa da ERSE que o tema foi inscrito em sede de proposta de revisão regulamentar e que, constatado que o modelo regulamentar previsto no RRC de dezembro de 2017 não se iria poder concretizar, foram proactivamente estabelecidas regras transitórias e elaborada uma proposta legislativa.

Quanto ao conteúdo e alcance da regulamentação a aprovar

O CT, no seu parecer insta a ERSE a adotar regulamentação que complete o regime de gestão de riscos e garantias no SEN, mencionando um conjunto de medidas que a mesma deve, no seu entender, integrar.

A este respeito, é de mencionar a 80.ª consulta pública sobre a matéria, tendo sido solicitado ao CT parecer sobre a mesma. Em acréscimo, entende-se ajustado sublinhar que a proposta colocada a consulta pública é o resultado de um trabalho continuado da ERSE, o que é facilmente compreendido pelo confronto do conteúdo da proposta com (i) o conteúdo da pré-consulta de 2016, (ii) o sentido da revisão regulamentar de 2017 e (iii) das públicas referências ao conteúdo da proposta de alteração legislativa formulada pela ERSE e (iv) da própria regulamentação transitória aprovada em julho de 2018. Necessariamente, a preparação da proposta agora submetida a consulta pública envolveu já um nível e interação com a entidade designada para atuar como gestor integrado de garantias no SEN, o que, atentos os prazos, se concretizou com um elevado grau de celeridade.

A respeito das medidas elencadas pelo CT, importa destacar que o regime transitório já permitiu implementar normas de contenção de riscos (p. ex. a inibição de constituição de novos clientes em carteiras com situações de insuficiência no cumprimento das obrigações), ou a própria diferenciação de prazos de pagamento. A proposta agora colocada a consulta, beneficiando da experiência entretanto recolhida com a aplicação do quadro transitório de regras, mantém e consolida este tipo de abordagem.

Deve ainda referir-se que, no contexto regulamentar já existente, é entendimento da ERSE que a ocorrência de riscos para o sistema não se deve atribuir a uma menor celeridade no recurso ao fornecimento supletivo – que é praticamente imediato quando, analisado o contexto, se verificam reais condições de impedimento de atuação por parte dos comercializadores –, mas antes do próprio regime de tratamento de riscos, que beneficia, como se sustentou na proposta de revisão regulamentar de 2017, de um perímetro integrado de avaliação e de uma gestão mais eficiente, capaz de contribuir para a detecção precoce dos riscos e ser capaz de os limitar.

Relativamente à proposta de transferência de clientes para fornecimento pelo CUR como medida cautelar, entende a ERSE que, face ao histórico, às medidas vigentes e perspetivadas, às dificuldades de enquadramento legal e regulamentar de tal medida, à perceção adversa sobre o mercado e aos possíveis efeitos na liberalização e na concorrência em prejuízo dos consumidores, as soluções em discussão se afiguram, neste momento, ajustadas ao princípio da proporcionalidade.

Diga-se, ademais, que o setor energético com as suas inúmeras especificidades, não é imune a riscos de mercado tendo sido, por iniciativa da ERSE junto do CEER - Conselho de Reguladores de Energia Europeu, sido criada e lançada durante 2019 uma plataforma para partilha de informação, entre reguladores, sobre falências de comercializadores na área de energia e na qual, os dados registados ainda apenas por quatro países, somam mais de 30 situações de ativação do fornecimento supletivo.

L. PROVEITOS DO CUR

A ERSE, no desempenho das suas funções, está obrigada a cumprir os diplomas legais aplicáveis, bem como as decisões administrativas emanadas pelo Governo que têm impacto nos setores regulados. Sempre que se justifica, a ERSE desenvolve as diligências necessárias, no sentido de obter informação mais recente e concreta sobre as medidas em causa considerando a melhor informação que detém à data.

As observações do CT respeitantes a tarifas e preços de 2019 foram respondidas nos comentários ao Parecer do CT de Tarifas e Preços de 2019, tendo a ERSE este ano, optado, por prudência, nem

reconsiderar, nem antecipar em sede de ajustamento provisório o pagamento do montante em causa, uma vez que o ajustamento definitivo ocorrerá em 2021. Recorde-se que o valor apontado em 2018 com base em análise do Ministério das Finanças era de 309 milhões de euros.

M.1. ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A respeito do incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua dos anos de 2018 e 2019, a ERSE só procederá à sua integração no cálculo tarifário após a homologação dos respetivos montantes pelo membro do Governo responsável pela área da Energia e comunicação deste facto pela DGEG. Adicionalmente, só após esta homologação se poderão iniciar os pagamentos do Gestor Global de Sistema ao produtor, pelo que a inclusão destes montantes nas tarifas implicaria a obtenção de um proveito pela atividade de Gestão Global de Sistema antes da obrigação de pagamento aos produtores estar confirmada.

N.I. CORREÇÃO DE PROVEITOS ASSOCIADOS AO ALUGUER DE APOIOS EM BT A EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES

Relativamente à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos, nos próximos exercícios tarifários a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, com vista à sua devolução aos consumidores.

Em paralelo, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão. Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição. Este processo considerará a repartição dessa contrapartida entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

N.II. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT aos parâmetros aplicáveis ao cálculo do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes.

Na determinação destes parâmetros, a ERSE utilizou como ponto de partida a avaliação dos benefícios líquidos patente na mais recente atualização da análise dos custos e benefícios (CBA) da instalação de equipamentos de medição inteligentes⁸, que foi divulgada em paralelo com o processo de consulta pública associado ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Com base nessa análise, procurou-se determinar um intervalo para os valores de benefícios líquidos a partilhar com os ORD BT.

Neste exercício teve-se em conta, um conjunto de dimensões, que, no seguimento do comentário do CT, merecem ser melhor esclarecidas.

Em primeiro lugar, considerou-se a natureza dos benefícios líquidos da integração de equipamentos em redes inteligentes, que se estima, sejam, em grande parte, externos à operação e desenvolvimento da rede de distribuição de energia elétrica em BT propriamente dita, revertendo, naturalmente, para os consumidores de energia elétrica.

Deste modo, por uma questão de equidade e de proporcionalidade, a partilha desses benefícios entre consumidores e ORD BT não poderá ultrapassar o limite de 50%, sendo este limite o majorante do intervalo da partilha, e não o resultado final da análise. Esta intenção de preservar a retenção pelos consumidores de um montante considerável dos benefícios é também sustentada pelos comentários recebidos durante o processo de consulta pública ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Para além de não ultrapassar o limite máximo de 50%, o valor do benefício líquido a partilhar deverá ser suficiente para incentivar o ORD a investir, sem pôr em causa a neutralidade tarifária.

Para este último objetivo, procurou-se avaliar o valor dos benefícios decorrentes da integração das instalações nas redes inteligentes, tais como as poupanças operacionais, que são diretamente alocáveis à atividade de distribuição. Recorde-se que uma parte significativa dessas poupanças é abatida às tarifas e, consequentemente, partilhada com os consumidores através da aplicação das metodologias regulatórias (na definição das metas de eficiência e das bases de custos). Se o incentivo for igual ou inferior a estes benefícios, a neutralidade tarifária é garantida.

⁸ Estudo de análise custo benefício da introdução de equipamentos de medição inteligentes de eletricidade previsto na Portaria n.º 231/2013, disponibilizado no âmbito da consulta pública do Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Finalmente, os parâmetros definidos procuraram também garantir que o incentivo seja suficiente para incentivar a adequada e atempada disponibilização destes serviços pelos ORD BT.

Em suma, tendo em conta que a análise de custo-benefício em causa é baseada em diversos pressupostos e estimativas, a ERSE considera que os valores obtidos para os parâmetros permitem garantir, com uma margem de segurança elevada, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados e que os ORD BT retenham benefícios suficientes (por aplicação do incentivo e pelos montantes retidos das poupança operacionais e de desenvolvimento do sistema) que compensam o esforço financeiro dessas empresas na disponibilização dos serviços de redes inteligentes.

A ERSE continuará a avaliar os custos e benefícios associados a estes serviços, de modo a garantir a sua partilha adequada através da definição dos parâmetros deste incentivo nos próximos períodos regulatórios.

N.III. DEVOLUÇÃO DE MAIS-VALIAS OBTIDAS COM A ALIENAÇÃO DE IMÓVEIS

Relativamente à devolução, por parte da EDP D, de cerca de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, o parecer do Conselho Tarifário, no que importa para os efeitos da decisão da devolução das mais valias, expressou apreensão pelo facto de a ERSE ter condicionado a proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar e, bem assim, com o destino a dar às mais valias. Pelo que, em jeito de conclusão, o parecer do Conselho Tarifário apontou que *“a consideração dos valores em apreço nas tarifas só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica.”*

A ERSE recorda que, no âmbito do processo de reporte para a determinação das tarifas de eletricidade para 2019, a EDP D apresentou, nas contas reguladas reais auditadas para o ano de 2017 datadas de 30.04.2018, o montante de 1973 milhares de euros que propunha devolver às tarifas a título de devolução das amortizações decorridas entre 2012 e 2017, relativas aos imóveis por si alienados nesse período.

A ERSE, no uso do seu poder-dever, promoveu um conjunto de diligências e *“ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo [montante a devolver à tarifa] decidiu aprofundar os motivos subjacentes de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deve ser devolvido à tarifa”*.

À data, o Conselho Tarifário, através de parecer emitido em novembro de 2018, manifestou expressamente a sua concordância com a decisão da ERSE e fez constar que aguardava que lhe fosse dado conhecimento da conclusão deste processo.

Nesta sequência, foi possível identificar que, numa situação de inexistência de inventários exaustivos (v.g. que afetassem ativos imobiliários às concessões de distribuição de eletricidade), a alienação dos imóveis, que tinham sido objeto de remuneração pela tarifa até à respetiva alienação, não foi precedida de autorização, tendo o valor das vendas realizadas durante os anos de 2009 e 2018 resultado em mais valias líquidas de 32,2 milhões de euros.

Ora, segundo posição jurídica avalizada recolhida, a ERSE pode e deve decidir a devolução à tarifa de metade das mais valias líquidas realizadas pela EDP D, dando assim sequência à sua proposta tarifária. Assim, dando por reproduzido o exposto na proposta tarifária, atente-se no seguinte:

Primeiramente, a falta de inventariação dos bens, por quem é titular desse dever, não pode conduzir à desconsideração das alienações porque isso significaria que, mesmo sem ter obtido autorização de venda, a EDP D poderia apropriar-se de toda a mais valia líquida realizada, privando simultaneamente a esfera pública de um benefício económico a que tem direito.

Assim, em face de disposições que remetem o benefício para a sede tarifária (revisão de preços), num contexto em que se verifica objetivamente a ausência de qualquer reversão de benefícios para a esfera pública, e seguindo um princípio geral de direito concessório da partilha equitativa de benefícios (v.g. artigo 341.º, n.º 1 do Código dos Contratos Públicos), a ERSE deve, no quadro dos seus deveres legais e estatutários, considerar a reversão de tal benefício na fixação de tarifas de eletricidade para 2020, tanto mais que o património alienado foi objeto de remuneração incluída nas tarifas cobradas anteriormente aos consumidores. O que cumpre firmar sem prejuízo de direito que caiba ao próprio do Concedente, nos termos contratuais, ou em casos em que a EDP D alineou bens que haviam originalmente integrado o seu património sem que para tal tenha incorrido em qualquer custo (v.g. edifícios das empresas nacionalizadas que vieram a integrar o património da EDP D).

Aquela repartição equitativa, em metade do valor, não deve ser objetada à luz de um pretense mérito da gestão uma vez que estamos perante a alienação de imobiliário pertencente a concessões (i.e. do estabelecimento, sob cláusula de transferência), fora do objeto concessório (e, inclusivamente, num quadro de vendas sem autorização do Concedente). Ao que sempre acresce que as flutuações dos preços no mercado imobiliário constituem *per se* um fator essencialmente exógeno à atividade da EDP D. Note-se

ainda que a EDP D, por efeito desta decisão provisória, e independentemente dos adquirentes, manterá parte do benefício pelas mais valias obtidas.

Naturalmente, precisões posteriores poderão, dentro da mecânica tarifária, conduzir a ajustamentos, nos termos gerais. E, em cúmulo, se vier a ocorrer circunstância que possa determinar a destruição dos efeitos das vendas ou a apropriação para a esfera individual do Concedente de parte dos benefícios que a ERSE fez reverter para as tarifas, tal não deixará de ser refletido em decisões tarifárias futuras. O que, não se podendo excluir abstratamente, tanto mais que qualquer decisão tomada (mesmo pelo Estado-Concedente) também pode ser revertida, não deve paralisar a atividade tarifária quando, como neste caso, tal redundaria objetivamente na privação de um benefício económico dos consumidores que poderia consubstanciar num comportamento omissivo desta Entidade Reguladora.

N.IV.I. CONSIDERAÇÃO DA ENERGIA RECUPERADA NO COMBATE À FRAUDE NO BALANÇO ENERGÉTICO PARA EFEITOS DO CÁLCULO DAS PERDAS

A ERSE concorda com a recomendação do CT, tendo considerado no balanço energético de 2018 o valor de 40,3 GWh relativo a energia recuperada no combate à fraude em 2018, para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo.

Além de considerar a energia recuperada no combate ao consumo ilícito para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, a ERSE incorporou também esta energia na determinação do correspondente indutor de custos utilizado no cálculo do OPEX da atividade de distribuição de eletricidade em AT/MT⁹.

N.IV.II. ADAPTAÇÃO DA LEGISLAÇÃO E REGRAS APLICÁVEIS AO COMBATE À FRAUDE

O CT da ERSE, recomenda no seu parecer a adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude. O assunto, tem sido acompanhado pela ERSE sem que, até ao momento, tenha sido aprovada nova legislação que reveja e alargue o objeto do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro.

A ERSE não tem, consabidamente, competência legislativa, mas enquanto entidade reguladora pode formular propostas pelo que, depois de uma reflexão interna realizada em 2019 está em condições de

⁹ Este indutor considera ainda a energia consumida em bombagem pelo centro electroprodutor do Baixo Sabor Jusante ligado em AT.

convocar representantes de intervenientes nos setores regulados tendo em vista a reflexão em torno das regras aplicáveis no combate à fraude, incluindo o papel a desempenhar pela entidade fiscalizadora.

Assim, no decurso do primeiro semestre de 2020, conforme planeado, será realizado um diálogo regulatório, com diferentes intervenientes dos setores regulados, tendo em vista regras aplicáveis à apropriação ilícita da energia.

N.V. DÍVIDAS DE PEQUENOS COMERCIALIZADORES

A este respeito, reitera-se no essencial, o atrás comentado a respeito da natureza específica dos incumprimentos no ponto II – Especialidade, ponto K, de modo a enquadrar as questões relativas a tratamento específico das dívidas.

Já no que concerne a referências efetuadas a meios de regulação assimétrica, cabe esclarecer que nenhum dos mencionados corresponde a um alargamento do perímetro de risco para o SEN. Em concreto, no caso do prazo de pagamentos, a circunstância de ser estendido o prazo de pagamentos concedido aos comercializadores no contexto dos encargos com o acesso às redes tem como contraponto o aumento do colateral prestado pela extensão do período em crédito. Por outro lado, e ainda a respeito deste tópico, a maior sincronia entre o prazo de pagamento dos encargos com o acesso às redes pelos comercializadores e o prazo de recebimento dos seus clientes, contribui para a redução da pressão exercida sobre a tesouraria daqueles agentes o que, naturalmente coloca menos risco de incumprimento de pagamentos. Estas circunstâncias foram amplamente discutidas no contexto da revisão regulamentar de 2017 e na preparação da regulamentação transitória, não tendo ocorrido dissonância relativamente a esta matéria.

Já no que concerne a normas de inibição de constituição de novos clientes em carteira, cabe mencionar que as mesmas servem justamente como medida de contenção de riscos, sendo delas beneficiários, desde logo, os operadores com os quais os comercializadores constituem responsabilidades.

O.1. CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS – METODOLOGIA REGULATÓRIA APLICADA ÀS EMPRESAS DAS RA

A questão mencionada pelo CT relativa à aquisição de combustíveis pela EEM poderá, em certa medida, também ser extensível à EDA, tendo em conta que as diretivas da *International Maritime Organization (IMO)* estabelecem a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre

igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020. Esta mudança no tipo de combustível a utilizar no transporte marítimo resulta no aumento dos custos de transporte dos combustíveis.

Assim, é intenção da ERSE realizar um estudo de atualização dos parâmetros regulatórios associados à metodologia de aceitação de custos com combustíveis nas Regiões Autónomas, para avaliar a verdadeira dimensão do problema e quais são as alternativas técnica e económicas para a sua resolução.

Face à situação exposta, na próxima revisão de parâmetros com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2021, suportados pelo estudo a contratar, serão tidas em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o equilíbrio económico-financeiro das mesmas.

O.2. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

Relativamente às instalações integradas nas redes inteligentes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE procurou recolher informação sobre, entre outros aspetos, os custos associados à disponibilização destes serviços e o seu enquadramento no Regulamento n.º 610/2019, tendo mantido interações sobre este tema com as respetivas empresas reguladas dessas regiões.

Contudo, dada a fase ainda inicial de desenvolvimento e aplicação destes serviços na Região Autónoma dos Açores, ou a sua aplicação numa área territorial muito limitada, e com características de implementação muito particulares, no caso da Região Autónoma da Madeira (na ilha de Porto Santo), entendeu-se que seria necessária a recolha e análise de mais informação, decorrente do próprio processo de implementação, antes de, eventualmente, se aplicar um tratamento diferenciado.

A ERSE desenvolverá oportunamente esforços no sentido de recolher a informação necessária a uma atuação ponderada sobre este tema.

P. OPERADORES DA REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT. Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre

a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.

De salientar, ainda assim, que as alterações preconizadas pela ERSE na aprovação das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos ORD BT vieram garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT no que respeita à faturação das tarifas de acesso às redes, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia pelo CUR exclusivamente em BT.

A implementação gradual deste modelo foi efetuada com o objetivo de garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em BT. Havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores, garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro.

No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar de 2017, um dos motivos para esta alteração de metodologia regulatória foi precisamente permitir, dentro da antecipação possível, melhor adequar o quadro regulamentar às alterações organizativas prospetivadas para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

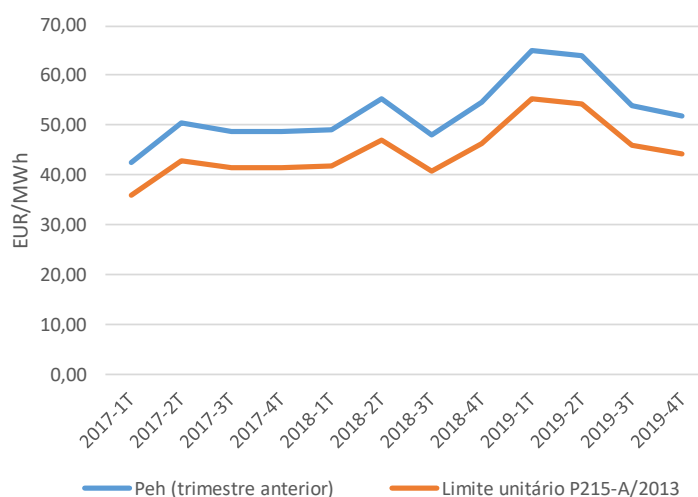
No que se refere à necessidade de monitorizar a atividade de distribuição dos operadores exclusivamente em BT, esta decorre naturalmente das responsabilidades da ERSE enquanto regulador, que incluem garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

Q. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

Em relação às evoluções do modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, a ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de quaisquer desenvolvimentos recentes sobre esse tema.

A propósito do acréscimo dos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas de 2020 que são referidos pelo CT, refira-se que a variação dos custos do serviço de interruptibilidade incluídos em tarifas 2020 face ao valor incluído em tarifas 2019 deve-se, principalmente, ao ajustamento dos valores considerados nas tarifas 2018, com base em dados reais, e ao incremento dos custos decorrentes da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 julho, previstos pela REN. No que diz respeito a estes últimos custos, salienta-se que o seu crescimento significativo decorre da atualização de um parâmetro dependente do preço da energia elétrica no mercado (P_{eh}), que é definido trimestralmente no *Boletín Oficial del Estado* de Espanha, para o qual a Portaria n.º 215-A/2013 remete. Assim, a evolução dos preços de mercado também se reflete nos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas. A evolução deste parâmetro em 2018 e 2019 é ilustrada na figura seguinte, observando-se aumentos substanciais nos trimestres de 2019 em relação aos trimestres homólogos de 2018.

Figura 1 – Evolução do limite do valor unitário da interruptibilidade, ao abrigo da Portaria 215-A/2013



Finalmente, no que diz respeito à consideração proposta pelo CT destes custos como CIEG¹⁰, a natureza dos custos da interruptibilidade tem justificado que estes não tenham sido englobados no conjunto de custos suportados pelos consumidores de energia elétrica que, desde 2006, foram caracterizados pela ERSE como CIEG. Em sede de revisão regulamentar prévia à fixação de parâmetros para um novo período regulatório que ocorrerá em 2020, poderão ser reequacionadas quais as rúbricas a integrar em CIEG.

¹⁰ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

R.1. PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

O CT menciona, no seu parecer, que a ERSE não avançou uma justificação para aceitação do preço para o restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE (nos termos e prazos previstos no RQS), que sofre efetivamente uma evolução de cerca de 167%.

A ERSE reconhece a pertinência do comentário concreto. Assim, cabe referir que:

1. A proposta efetuada pelas empresas e a justificação genérica da ERSE para a definição destes preços é ancorada na aderência aos reais custos subjacentes a cada uma das atividades, pelo que este é o referencial base de justificação do preço concreto atrás referido;
2. A observação de que o preço deste serviço em particular, nos anos anteriores, se encontrava clara e objetivamente desfasado dos preços equivalentes para fornecimento em BTN e dos próprios custos com a interrupção e restabelecimento em BTE, constitui um elemento de iniquidade que entendeu a ERSE dever corrigir.
3. De facto, o preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE para 2019 situava-se nos 15,89 euros, enquanto na BTN este valor era já de 29,14 euros. Este ano foram aceites as atualizações desses preços de 30,59 euros para BTN e de 42,37 euros para BTE, entendendo a ERSE que a situação de a aderência aos custos reais apresentados pelas empresas, bem como a iniquidade identificada e mencionada no parágrafo anterior ficam, deste modo, solucionadas.

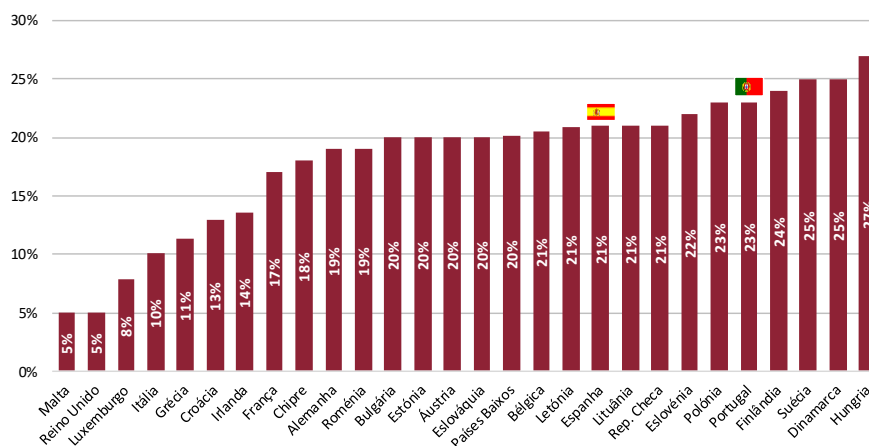
T.A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Conforme se observa na figura seguinte, que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia (UE), no 1.º semestre de 2019, Portugal encontra-se entre os países da UE com a taxa de IVA mais elevada. Saliente-se que a maioria dos países da UE aplica a taxa de IVA máxima (entre 19% e 27%)¹¹. No conjunto de 28 países da UE apenas 3 países aplicam taxas reduzidas de IVA ao fornecimento de eletricidade, situadas entre os 5% e 8%.

¹¹ De acordo com a [lista das taxas IVA aplicáveis nos Estados-Membros europeus](#), publicada pela Comissão Europeia, referência: Taxud.c.1(2019) – EN.

Figura 2 – Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE



Fonte: Eurostat

T.B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a Contribuição para o Audiovisual não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Como é reconhecido pelo CT a ERSE não detém competências materiais que lhe habilitem alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos e a que estão os mesmos associados.

T.C. SALDOS DE GERÊNCIA

Nos termos da Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo aprovada pela Lei n.º 67/2003, de 28 de agosto, na redação vigente, e dos Estatutos da ERSE, os saldos de gerência devem reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas.

Em virtude do exposto, mas atendendo às normas sobre a execução orçamental aprovadas, a ERSE tem sucessivamente levado a cabo diligências, junto do Ministério das Finanças e da Secretaria de Estado do Orçamento, de modo a concretizar a reversão do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural.

Em dezembro de 2018, no seguimento do Despacho do Secretário de Estado do Orçamento n.º 2279/2018, de 26 de dezembro, foi autorizada a devolução dos saldos de gerência da ERSE até ao limite de 3 milhões de euros para a aplicação nos termos do n.º 6 do artigo 50.º dos Estatutos da ERSE, com dispensa da regra do equilíbrio orçamental, o que foi devidamente concretizado.

No decurso de 2019 a ERSE já formalizou novo pedido que permitisse operacionalizar nova transferência do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural sem que, todavia, tivesse sido produzido até ao momento qualquer novo despacho que o autorize.

T.D. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO (OE) 2019

A ERSE regista os comentários do CT relativos à efetiva concretização das medidas mitigadoras incluídas nas tarifas de cada ano. Consciente da importância que a concretização dessas medidas representa para a sustentabilidade económica do SEN e, tal como já mencionado em respostas anteriores, a ERSE tem realizado as diligências junto do Governo no sentido de que tais medidas sejam conhecidas com a maior antecedência de forma a que a sua inclusão nos cálculos tarifários esteja assente num despacho concreto e não numa previsão. Sucede que, por circunstâncias variadas, entre as quais a fixação tarifária ser anterior ao fim do ano civil, à aprovação do Orçamento Geral do Estado e a alguns prazos legais, tal nem sempre é possível, razões pelas quais a ERSE modela as suas previsões de acordo com os princípios da cautela e da prudência.