

**PARECER SOBRE**

**“CONSULTA PÚBLICA N.º 101 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO  
TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO “**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>2</sup>

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda sobre outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 20/05/2020 foi enviado ao CT<sup>3</sup> a “Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico,” solicitando a emissão de parecer, até 5 de julho de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

**I**

**ENQUADRAMENTO**

A presente proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT/SE), objeto da 101ª Consulta Pública promovida pela ERSE visa, em especial, a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, antecipando o novo período regulatório que se inicia em 1 de janeiro de 2022.

Neste contexto, é proposta a introdução de alterações visando:

- Reforçar o acompanhamento do desempenho económico e financeiro das empresas com atividades reguladas e a avaliação dos custos reportados. Estas alterações procuram tornar mais flexível a regulação, por forma a responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico;
- Adotar uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão (MAT, AT e MT respetivamente), complementadas com um aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas com atividades reguladas e os consumidores;
- Incorporar a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétricos e de gás e demais desenvolvimentos regulatórios, entretanto verificados;
- Adotar a extensão do período de regulação para 4 anos.
- Por último, a presente proposta inclui também temas como o armazenamento, os contratos de energia com tarifas dinâmicas, o projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT e a

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>3</sup> Comunicação PCA da ERSE, datada de 20 de maio de 2021

reformulação do conceito de potência em horas de ponta, alguns dos quais se podem inserir no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima.

## II

### ESPECIALIDADE

#### PONTO PRÉVIO

Sempre foi, e continua a ser entendimento do CT que, previamente ao início de um novo período regulatório, a ERSE deve elaborar um relatório de avaliação sobre o período cessante que analise exaustivamente a adequação das decisões regulatórias vigentes e as eventuais fragilidades das mesmas, elencando e justificando desse modo as alterações que se propõe implementar.

A importância desta análise por parte da ERSE - Entidade Independente que desenvolve as atividades de Regulador Económico do Setor – parece intuitiva ao CT, não podendo deixar de ser explicitada e exigida, tendo em conta:

1. A natureza de serviço público essencial do Sistema Elétrico Nacional, transversal a toda a sociedade, ao nível das atividades económicas e aos cidadãos;
2. Ser da sua responsabilidade a fixação das condições económicas da prestação das atividades que são desenvolvidas em regime de monopólio natural ou não, tendo em conta as especificidades técnicas e legais, evidenciando-se o transporte e a distribuição de energia elétrica, bem como a comercialização de último recurso de energia elétrica;
3. A promoção do cumprimento dos objetivos de política energética definida pelo Legislador, competindo para o efeito à ERSE a aprovação e definição das metodologias tarifárias, a definição dos parâmetros de regulação e proveitos permitidos das empresas com atividades reguladas e a aprovação dos preços das tarifas reguladas;
4. Os princípios que devem orientar a regulação económica exercida pela ERSE, em particular através da definição dos proveitos a recuperar pelas tarifas e do sistema tarifário, que a seguir se explanam:
  - A eficiência económica na afetação dos recursos para a realização das atividades reguladas;
  - A promoção da sustentabilidade económica das atividades reguladas;
  - A aplicação de tarifas e preços em condições de não discricionariedade;
  - A uniformidade e a convergência tarifária a nível nacional;
  - A inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema;
  - A partilha equilibrada entre os clientes e as empresas com atividades reguladas dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos;
  - A promoção de uma regulação económica que permita às empresas com atividades reguladas o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço aplicáveis e os níveis adequados de segurança e continuidade de serviço na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica.

O CT regista negativamente a ausência deste relatório, rejeitando o eventual entendimento de que o mesmo se encontra substituído pelas explicitações plasmadas no Documento Justificativo.

Igualmente o CT manifesta a sua preocupação quanto à metodologia implementada pela ERSE para a presente Consulta Pública, destacando-se:

- O facto de a mesma não ter sido precedida de audições de auscultação aos *stakeholders* do setor, de que resultariam contributos prévios à formulação das diferentes propostas;
- O *timing* do seu lançamento coincidindo:
  - Com o período de resposta - 3 de maio a 16 junho de 2021 - às:
    - Consulta Pública n.º 99 - Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021);
    - Consulta Pública n.º 100 - Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022 2031 (PDIRT-E 2021);
  - Envio à ERSE, até 15 de junho, pelas empresas com atividades reguladas da Informação económico-financeira cf. Artigo 201.º do RT em vigor.

Como ilação final, o CT considera que a proposta em análise, designada no anúncio da 101ª Consulta Pública “Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico”, deve consistentemente ser apelidada em todos os documentos de “Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico”, atendendo a que o seu conteúdo visa a implementação de um novo Paradigma na Regulação do Setor, em detrimento das recorrentes “Revisões” prévias aos novos períodos regulatórios.

## **A. ESTRUTURA TARIFÁRIA**

### **1. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE**

Em Espanha foi publicado o Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de dezembro, que veio implementar um conjunto de medidas urgentes para a correção do défice tarifário, entre as quais a obrigação das instalações de geração pagarem pelo uso das redes de transporte e distribuição de energia elétrica.<sup>4</sup> Posteriormente, foi publicado o Real Decreto-ley 1544/2011, de 16 de novembro, que estabeleceu a tarifa de acesso às redes de transmissão e distribuição aplicada aos produtores de energia elétrica, no qual o encargo ascendia a 0,50 €/MWh, teto legal estabelecido a nível europeu para as tarifas de transporte pagas pelos produtores de acordo com o Regulamento (UE) n.º 838/2010, de 23 de setembro, em particular pela potencial distorção de preços no mercado grossista que pode induzir uma tarifa de entrada.

Também em 2011, a ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento Tarifário (RT) do sector elétrico, introduzindo preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial (Tarifa-G). Nessa altura a ERSE justificou a introdução da nova tarifa com o objetivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes com Espanha, no âmbito do MIBEL.

Assim, em 19 de agosto, foi publicado o Regulamento n.º 496/2011, que aprovou o novo RT do setor elétrico, introduzindo a designada Tarifa-G aplicada aos produtores nacionais em regime ordinário e em regime especial, a aplicar a partir do ano de 2012. Esta tarifa recupera hoje cerca de 10% dos proveitos permitidos da rede de transporte.

---

<sup>4</sup> Modificando a Ley 54/1997 de 27 de novembro.

Tendo em consideração que, desde o início de 2020, a Tarifa-G deixou de ser cobrada aos produtores em Espanha<sup>5</sup>, o CT entende que a manutenção dessa tarifa no sistema nacional determina uma desvantagem para os produtores portugueses, num mercado concorrencial com os produtores espanhóis, de difícil correção. O CT tem sido consistente em recomendar uma uniformidade total de encargos diretos e indiretos sobre os preços da eletricidade em Portugal e Espanha para a colocação de produção no mercado grossista, devido ao potencial de distorção concorrencial e ao facto de não ser possível a medida objetiva deste efeito.

Desta forma, o CT concorda que, não havendo um modelo comum na Europa e tendo sido eliminada a Tarifa-G em Espanha, deve agora ser considerada a eliminação desta tarifa em Portugal, com o mesmo objetivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes entre ambos os países, no âmbito do MIBEL. Esta proposta é fundamental para, por um lado, repor a igualdade de oportunidade aos produtores de ambos os países, no que a esta matéria diz respeito e, por outro lado, eliminar barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo.

Neste tema entende a ERSE: *“ser expectável, que em termos médios o impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais seja nulo, uma vez que o impacto na tarifa de Acesso às Redes será presumivelmente acompanhado de uma redução na componente de energia, já que os produtores na Península Ibérica deixam de repercutir o encargo pela injeção na rede nas suas licitações em mercado grossista.”*

O CT entende que a ERSE deverá assegurar a monitorização desta sua afirmação no documento justificativo, situação em que o CT dá o seu acordo a esta proposta.

## **2. TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

Na proposta submetida à presente consulta, a ERSE propõe aumentar o peso da potência contratada na tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD) em BTN.

De acordo com o documento justificativo que acompanha a consulta pública, apesar de manifestar a intenção de manter para o próximo período de regulação a sua análise dos custos incrementais médios de longo prazo, que assenta na potência em horas de ponta e na potência contratada como indutores de custos das tarifas de URT e URD, a ERSE propõe que a conversão do preço de potência em horas de ponta, ao nível da URD BT, não ocorra apenas para a energia ativa, mas também parcialmente ao nível do preço de potência contratada.

Efetivamente, como referido no documento justificativo, esta proposta da ERSE vem ao encontro das recomendações que o CT tem emitido, no sentido de se rever a estrutura das tarifas de acesso às redes no que respeita ao peso das componentes de potência e de energia, de forma a alinhá-las com a estrutura de custos da atividade e respetivos indutores.

Pelo exposto, o CT concorda com a proposta agora apresentada pela ERSE, de se aumentar o peso da potência contratada na tarifa de URD BT, uma vez que promove um maior alinhamento com a estrutura de custos da atividade de distribuição, que tem uma maior correlação com a potência do que com o consumo.

## **3. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

Como já referido no enquadramento do presente parecer, a revisão proposta para o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT SE) tem como objetivo, entre outros, a revisitação da estrutura tarifária

---

<sup>5</sup> Artigo 2º, nº2 da Circular 3/2020, aprovada pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) a 15 de janeiro de 2020.

aplicada às atividades reguladas, procurando implementar uma regulação, num contexto desafiante e inovador, com vista à promoção de uma transição energética ao menor custo possível, dando simultaneamente, sinais económicos, de curto e longo prazo.

No entender da ERSE, uma estrutura tarifária eficiente nas redes deve:

- (1) Recuperar apenas os custos relacionados com a rede elétrica,
- (2) Ser neutra em termos tecnológicos para evitar subsídios cruzados, e
- (3) Alocar, de forma adequada, os custos das redes aos utilizadores das mesmas.

As opções tarifárias oferecidas ao mercado, ou seja, o direito dado ao cliente final de optar por mais do que uma estrutura de preços nas tarifas reguladas pela ERSE, deveriam convergir, a prazo, para a estrutura da tarifa aditiva, entendida como a tarifa mais eficiente e que resulta da soma direta das várias tarifas por atividade que a compõem.

O CT concorda genericamente com estes princípios, sem prejuízo da sua aplicação dever ser, em cada momento, cotejada com outras variáveis como a competitividade da economia nacional, com o bem-estar das famílias, considerando a relevância especial do Sistema Energético Nacional no conjunto da sociedade.

Neste sentido de dar um passo suplementar na construção de um sistema mais eficiente, a ERSE submete a apreciação a implementação de uma nova opção tarifária no acesso às redes, designada por *“tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT”* para Portugal Continental.

A ERSE considera que esta nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes congrega dois elementos relevantes para o objetivo perseguido:

- a) Um sinal locacional: a diferenciação dos períodos horários por área de rede geográfica permite uma melhor aderência das tarifas aos custos;
- b) Aperfeiçoamento do sinal de preço em ponta.

A alteração introduzida traduz um aperfeiçoamento do sinal de preço das redes em horas de ponta ao longo do ano, uma vez que agrava o sinal económico nos períodos que comprovadamente apresentam de forma persistente uma maior utilização da rede. A atividade em horas de ponta que ocorre fora da época alta fica assim desagravada. Paralelamente, promove-se uma maior harmonização com Espanha, que também diferencia o preço em horas de ponta ao longo do ano.

A opção tarifária caracteriza-se, resumidamente, pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa).

A proposta assenta nas conclusões retiradas do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal Continental, que se realizou entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019, de acordo com as regras aprovadas com a Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, de 27 de fevereiro.

O CT valorizou o detalhe da exposição do projeto piloto e das condições da sua realização, nomeadamente a amostra com 82 participantes, mais limitada do que o previsto, com uma heterogeneidade da dimensão e características dos setores de atividade económica, características de consumo associadas, designadamente, ao perfil e ao consumo anual de energia elétrica, contratação de diferentes

comercializadores e distribuição dos clientes pelos níveis de tensão abrangidos, que condicionou a representatividade da amostra (não houve clientes MAT ou grupo de controlo, por exemplo) e respetivas conclusões.

A ERSE refere que a análise custo-benefício do referido piloto determinou um benefício líquido positivo, sobretudo pela diferença entre os custos de implementação e desenvolvimento e os ganhos estimados por diferimento de investimentos em redes elétricas<sup>6</sup>. A valorização dos custos evitados, estimados entre 2018-2040, não é despiciente embora a magnitude dependa fortemente da metodologia de monetização adotada. O CT releva que vingou a opção metodológica da ERSE por ser “*considerada mais completa para efeitos de monetização do diferimento de investimentos em rede*”.

O CT regista a opção escolhida e respetivo balanço positivo apresentado pela ERSE, mas recomenda um período mais alargado de monitorização para que os benefícios sejam avaliados de modo mais rigoroso, bem como um horizonte temporal de extrapolação mais contido, dada a rápida evolução e transformação que o setor vai conhecer a curto e médio prazo.

A nova definição permite aumentar a granularidade temporal entre épocas diferentes e a granularidade locacional entre áreas de rede.

A divisão do ano nas Épocas Alta, Média e Baixa para cada área de rede, que decorreu da análise efetuada, é resumida no quadro abaixo. Os mapas horários a propor terão uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época.

**Duração dos períodos horários no ciclo de contagem semanal da nova opção tarifária**

		Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis	Horas de ponta	5 horas/dia	5 horas/dia	3 horas/dia
	Horas cheias	12 horas/dia	12 horas/dia	14 horas/dia
	Horas de vazio normal	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia
Sábados, domingos, e feriados	Horas de ponta	–	–	–
	Horas cheias	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de vazio normal	17 horas/dia	17 horas/dia	17 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

A estrutura apresentada diverge do ciclo de contagem semanal vigente em dois aspetos:

- Relativamente aos sábados, domingos e feriados existe um tratamento uniforme destes dias, enquanto na regulamentação vigente o ciclo semanal distingue as durações diárias a aplicar entre os sábados comparativamente com os domingos e os feriados;
- A aplicação dentro do ano passa a estar dividida por 3 épocas distintas, quando atualmente a separação é por dois períodos apenas, nomeadamente em hora legal de inverno e hora legal de verão.

<sup>6</sup> Segundo a ERSE há uma redução do benefício social e um impacto reduzido nas perdas de rede referentes aos níveis de tensão de MAT, AT e MT.

O relatório da ERSE conclui, adicionalmente, que os padrões de utilização da rede justificam a divisão de Portugal Continental em três áreas de rede, nomeadamente nas áreas de rede do Norte, do Centro e do Sul. As características determinantes que levaram à constituição destas três áreas de rede foram a localização dos três meses de pico e a caracterização dos picos de utilização das redes em termos de número de localização (a maioria das áreas seguem um comportamento *winter-peaking*, enquanto a área do Sul segue claramente uma situação de *summer-peaking*)

**Distribuição das épocas para a nova opção tarifária**

	Área de rede do Norte	Área de rede do Centro	Área de rede do Sul *
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maio	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

A estrutura de preços da nova opção tarifária para a Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT é apresentada no quadro seguinte, confrontando-a com a estrutura vigente:

**ESTRUTURA VIGENTE**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT		
Potência		(EUR/kW.dia)
	Potência em horas de ponta	X,XXXX
	Potência contratada	X,XXXX
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	X,XXXX
	Horas cheias	X,XXXX
	Horas de vazio normal	X,XXXX
	Horas de super vazio	X,XXXX
Períodos II, III	Horas de ponta	X,XXXX
	Horas cheias	X,XXXX
	Horas de vazio normal	X,XXXX
	Horas de super vazio	X,XXXX
Energia reativa		(EUR/kvarh)
	Indutiva	X,XXXX
	Capacitiva	X,XXXX

**NOVA OPÇÃO**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAL EM MAT, AT E MT		
Potência		(EUR/kW.dia)
Potência em horas de ponta	Época Alta	X,XXXX
	Época Média	X,XXXX
	Época Baixa	X,XXXX
	Potência contratada	X,XXXX
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	X,XXXX
	Horas cheias	X,XXXX
	Horas de vazio normal	X,XXXX
	Horas de super vazio	X,XXXX
Energia reativa		(EUR/kvarh)
	Indutiva	X,XXXX
	Capacitiva	X,XXXX

A adesão a esta nova opção tarifária nas TAR em MAT, AT e MT é voluntária, mantendo-se em vigor, por defeito, a atual estrutura tarifária.

Salientam-se duas alterações face à estrutura vigente nas TAR, nomeadamente a ausência de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa e a diferenciação por época no preço de potência em

horas de ponta (Épocas Alta, Média e Baixa). Note-se que a definição da variável de potência em horas de ponta manter-se-á inalterada.

Estas alterações procuram refletir, sinteticamente, o uso e custo das redes que variam no tempo e no local sendo que a estrutura ideal das tarifas de uso das redes deveria contemplar - e diferenciar - estas duas dimensões. A diferenciação temporal das tarifas de uso das redes já é uma realidade para os clientes em todos os níveis de tensão, mas a diferenciação pelo local não se encontra especificamente prevista, até porque poderia ser entendida como contrariando o princípio da uniformidade tarifária estabelecida na legislação.

O princípio da uniformidade tarifária, também inscrito no RT SE, tem sido desde sempre aplicado no sentido de promover preços uniformes em todo o território português, o que se entende perfeitamente na ótica do consumidor.

A ERSE entende, contudo, que é possível preservar a uniformidade tarifária apesar deste sinal locacional através de períodos horários a aplicar de forma diferenciada no território, desde que seja garantida a equivalência da duração total anual dos vários períodos horários entre as várias áreas de rede<sup>7</sup>.

O CT acompanha o raciocínio da ERSE, em termos conceptuais, pois é efetivamente possível entender uma uniformidade tarifária em termos de preço médio, com preços e condições de aplicabilidade diferenciadas em função de determinados fatores, como o local ou períodos horários, mas alerta para o risco de afastamento do senso comum do princípio da uniformidade tarifária, podendo criar, uma percepção de regulação teórica, distante e até inconsistente. Uma regulação também é tanto mais eficaz quanto melhor for entendida pelos seus destinatários e beneficiários.

O CT recomenda, assim, avanços progressivos e cautelosos nos princípios de funcionamento do setor, que também são históricos e culturais, à medida que a literacia energética vai aumentando. Aos dias de hoje, a uniformidade tarifária é um pilar do SEN, pelo que esta alteração ao RT só é aceitável na medida em que a opção tarifária agora proposta seja voluntária.

Devido à diferenciação por época do preço de potência em horas de ponta, e de forma a evitar adesões intermitentes e ou estratégicas a esta opção tarifária<sup>8</sup>, o CT regista favoravelmente a proposta de introdução de um critério de permanência mínima nesta opção tarifária: o cliente deve permanecer no mínimo durante a totalidade da Época Alta nesta nova opção tarifária, sendo permitido que abandone este novo regime posteriormente, por exemplo durante a Época Média ou Época Baixa.

#### **4. ELIMINAÇÃO DA DIFERENCIAÇÃO TRIMESTRAL NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

A ERSE propõe eliminar a diferenciação trimestral nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes, e das tarifas por atividade que a compõem, devido à falta de sintonia com os mapas de períodos horários revelados no projeto-piloto para o aperfeiçoamento da TAR.

Apesar do RT SE prever preços de energia ativa diferenciados por trimestre, na prática apenas são publicados preços diferenciados por semestre: os preços de energia nos trimestres II e III são iguais e os preços de energia nos trimestres I e IV são iguais.

---

<sup>7</sup> Segundo a ERSE, para assegurar que a duração anual das horas de ponta em cada época seja idêntica nas três áreas de rede, e tendo em conta as diferenças no número de dias úteis por mês, considera-se necessário fazer um ajustamento na definição das épocas na área de rede do Sul, de forma a alinhar as durações anuais com as restantes áreas de rede

<sup>8</sup> Segundo a ERSE, face à diferenciação do preço de potência em horas de ponta, na ausência de restrições de mudança entre a TAR opcional e a TAR base, um cliente teria uma vantagem económica em estar na nova opção tarifária apenas durante as Épocas Média e Baixa, mudando para a TAR base durante a Época Alta, evitando assim o seu sinal de preço agravado



O relatório de análise ao projeto-piloto, relativo ao aperfeiçoamento das TAR, conclui que a utilização das redes de transporte e distribuição não apresenta uma sazonalidade trimestral. No teste piloto, foi verificado que a maioria das áreas segue um comportamento *winter-peaking*, apenas a área do Sul segue claramente uma situação de *summer-peaking*. Acresce que a sazonalidade encontrada não se delimita exatamente com a periodicidade trimestral. Por outro lado, a sazonalidade explícita nos preços de energia trimestrais tem uma materialidade inferior à sazonalidade implícita que consegue ser transmitida com a localização dos períodos horários.

Assim, é proposto alterar o articulado no sentido de apenas prever a diferenciação dos preços da energia ativa por período horário (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio), mas não por período trimestral. Esta alteração ocorre na tarifa de Uso Global do Sistema, na tarifa de Uso da Rede de Transporte e na tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Consequentemente, esta alteração eliminará a diferenciação trimestral na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT.

O CT regista a expectativa da ERSE quanto ao impacte tarifário desta alteração nos clientes como sendo residual devido a reduzida amplitude vigente na diferenciação trimestral.

O CT não se opõe a esta proposta que é, aliás, consistente e alinhada com a proposta da nova opção tarifária opcional para as TAR.

## 5. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AUTOCONSUMO

No que respeita às TAR aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica a ERSE propõe:

- a) Que a discriminação das TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP passe a ser sempre tri-horária;
- b) Que, na sequência da proposta anterior, se torne obrigatória a discriminação tri-horária das TAR aplicáveis às instalações aderentes ao autoconsumo;
- c) Que o cálculo das TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP passe a considerar situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão;
- d) Que as TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP sejam incluídas no RT.

Analisando sequencialmente as propostas da ERSE, o CT tem a comentar:

Relativamente à **primeira proposta**, a ERSE entende que a discriminação tri-horária será uma forma de promover uma utilização mais racional das redes, uma vez que, face ao perfil de produção da tecnologia dominante em projetos de autoconsumo (solar fotovoltaico), é esperado que a utilização da RESP por estes projetos ocorra em períodos fora de vazio.

O CT reconhece que a utilização racional das redes deve ser incentivada. No entanto, face aos requisitos de proximidade exigidos a projetos de autoconsumo e ao facto de a energia produzida em autoconsumo substituir o fornecimento por um comercializador, em oposição a ocorrer em acréscimo aos fluxos de energia já existentes, não é evidente que haja uma utilização adicional das redes. O CT recomenda que, para que possa ser tomada uma decisão fundamentada sobre esta matéria, a ERSE analise o impacto efetivo da utilização da RESP pelos projetos de autoconsumo, aguardando pela operacionalização de projetos com esta tipologia.

A **segunda proposta** é sequencial à anterior, pelo que, de forma a prevenir “*comportamentos oportunistas*”, a ERSE propõe que se torne obrigatória a discriminação tri-horária das TAR aplicáveis às instalações aderentes ao autoconsumo.

O CT reconhece a racionalidade da proposta, de um ponto de vista técnico, em especial se analisada em conjunto com a proposta anterior. No entanto, o CT considera que deve aqui ser privilegiada a manutenção das expectativas dos autoconsumidores que não esperam que o seu “regime normal” de fornecimento de eletricidade seja afetado pela decisão de aderir a um projeto de autoconsumo. Sem que se observe um sobredimensionamento das UPAC, é expectável que, nas horas de maior consumo, parte do consumo de energia destes autoconsumidores continue a ter de ser assegurado por um comercializador.

Deste modo, se esta receção de energia da rede ficar, obrigatoriamente, sujeita a TAR com desagregação tri-horária, esse consumo ficará significativamente mais caro em períodos fora de vazio, o que poderá, inclusivamente, desincentivar projetos de autoconsumo coletivo. Aliás, a própria ERSE avança com a sugestão de se realizar um projeto piloto para as TAR com preços dinâmicos em BT, o que poderá contribuir para uma melhor caracterização da situação e potenciais impactes.

Deste modo, também aqui o CT recomenda o adiamento desta decisão, aguardando pela existência de dados concretos que permitam uma análise mais fina de eventuais impactos.

Quanto à **terceira proposta**, a ERSE avança com a definição de um fator, com valor entre 0 e 1, a aplicar às TAR do autoconsumo através da RESP quando se observar a inversão do fluxo de energia entre níveis de tensão. O CT concorda que as situações potencialmente geradoras de custos adicionais para as redes devem ter reflexo tarifário, em particular garantindo que são os autoconsumidores que causem ou beneficiem da situação de inversão do fluxo a suportar os custos que daí possam advir.

Sem prejuízo do anterior, o CT alerta para a complexificação das tarifas que resultará desta proposta, novamente recomendando que a operacionalização não induza dificuldades acrescidas que prejudicarão a atratividade deste regime para pequenos promotores. Do mesmo modo, o CT nota a necessidade de serem definidas de forma clara as situações em que estas tarifas serão aplicadas, recomendando que sejam explicitadas e desenvolvidas no RT, as obrigações constantes do Regulamento do Autoconsumo (RAC) quanto às entidades a quem caberá identificar as situações de inversão de fluxo e o processo operacional de aprovação e aplicação dessas tarifas a projetos de autoconsumo específicos.

Quanto à **quarta proposta**, na lógica sempre defendida pelo CT de promoção da clareza e harmonização regulatória, regista-se positivamente que as tarifas constantes do RAC sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

## **6. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO**

De acordo com a definição na Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, relativa ao mercado interno da eletricidade, o armazenamento de energia, ao nível da rede elétrica, consiste na «*transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção ou a conversão de energia elétrica numa forma de energia que possa ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia em energia elétrica ou utilização enquanto outro vetor energético*» [art.º 2.º].

Do mesmo modo, o armazenamento de energia elétrica é apresentado como uma alternativa à expansão da rede elétrica, uma vez que permite acomodar mais consumo na rede para a mesma capacidade instalada.

O CT nota que estas definições são abrangentes, não se limitando à energia elétrica, mas alargando o âmbito às instalações de conversão de energia elétrica em qualquer forma de energia (*“Power to X-facilities”*), incluindo a produção de hidrogénio, notando que, segundo o CEER, estas instalações poderão competir com outras instalações do setor elétrico ou do setor do gás.

É também enfatizado que o armazenamento de energia aporta flexibilidade da procura que permite integrar fontes de energia renováveis e facilitar o equilíbrio entre a oferta e a procura, a fim de estabilizar a rede elétrica, manter a segurança do aprovisionamento e evitar flutuações extremas dos preços de energia.

Em termos de classificação dos diferentes modelos de instalações de armazenamento, são especificamente consideradas as condições de ligação à rede pública:

- a) Instalações dedicadas ou autónomas
  - I. Consumo de energia por parte da instalação fica sujeita ao pagamento de tarifas de acesso às redes, como qualquer ponto de consumo;
  - II. A injeção de energia elétrica não está sujeita ao pagamento de tarifas de uso de redes;
  - III. Sujeito a licenciamento autónomo específico.
- b) Instalações de consumo que integrem armazenamento – apoia a gestão do consumo dessa instalação e pode possibilitar a injeção de energia excedentária na rede.
- c) Instalações de produção que integrem armazenamento – meio de controlo da energia produzida, podendo reforçar o consumo/absorver energia da rede.

A ERSE propõe regulamentar as TAR a aplicar a instalações de armazenamento, concretamente:

- a) Aplicar TAR deduzidas dos CIEG às instalações autónomas de armazenamento, mantendo o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição), mas evitando-se um duplo pagamento de CIEG;
- b) Manter a isenção do pagamento de TAR para as centrais hidroelétricas com bombagem, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem.

O CT reconhece a extensão da análise da ERSE, 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 (associados ao autoconsumo e associados a centrais hidroelétricas com bombagem). No entanto, como a própria ERSE reconhece, as instalações autónomas de armazenamento ainda não se encontram enquadradas pela legislação nacional, o que poderá levar a que qualquer regime regulamentar que agora seja estabelecido tenha de ser revisto a curto prazo.

Assim, **quanto às instalações autónomas de armazenamento**, o CT considera que a definição do enquadramento regulamentar de uma atividade que não tem ainda enquadramento legal deve ser adiada até que essa clarificação legal ocorra. O CT regista a sugestão da ERSE quanto à proposta de tarifas a aplicar a esta atividade, mas não considera estarem reunidas as condições para expressar um parecer

favorável. Qualquer avaliação do proposto deverá ser reservada para o momento em que ela tenha enquadramento legal.

**Quanto à isenção do pagamento de TAR para as centrais hidroelétricas com bombagem**, o CT concorda com a manutenção do tratamento tarifário aplicável às centrais hidroelétricas com bombagem no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem, concordando com a ERSE relativamente ao contributo positivo que a bombagem potencia na utilização do sistema elétrico, aumentando a sua flexibilidade.

Já no que respeita ao regime aplicável a outras tecnologias de armazenamento, quando desempenhem essa função de modo efetivo, com ou sem conversão para outras formas de energia, o CT regista que a sua evolução pode determinar um novo enquadramento regulamentar.

Por fim, o CT nota que não é proposta qualquer alteração ao regime a aplicar às **instalações de armazenamento enquadradas em projetos de autoconsumo**, o que é coerente com o facto de o RAC ter sido recentemente discutido em consulta pública.

## **7. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA**

A ERSE propõe que, nas TAR aplicáveis à mobilidade elétrica, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário, concretamente através de uma imputação decrescente (entre horas de ponta, horas cheias e horas de vazio) do preço de potência contratada ao termo de energia. Esta alteração visa melhorar os sinais de preço que incentivam uma melhor utilização das redes.

Considerando que a estrutura destas tarifas atualmente em vigor já apresenta diferenciação horária, o CT nada tem a opor ao aperfeiçoamento da metodologia de conversão, em particular tendo em vista o incentivo à racionalidade na utilização das redes. Em todo o caso, a ERSE deve monitorizar os resultados desta alteração na metodologia de conversão, de modo a assegurar que não produzem resultados demasiado disruptivos face ao valor atual das TAR nos diferentes períodos horários, com um eventual efeito pernicioso de desincentivo de adesão à mobilidade elétrica.

Por último, o CT não vê objeções a que as tarifas constantes do Regulamento da Mobilidade Elétrica sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

## **B. REGIÕES AUTÓNOMAS**

### **1. TARIFA DE ENERGIA PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Na proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, em apreço, a ERSE propõe, no Artigo 67.º-A da proposta de articulado, a introdução no quadro regulamentar de uma tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma (RA), que pode apresentar preços diferentes da tarifa de Energia a aplicar em Portugal continental, desde que preserve o princípio da uniformidade tarifária em termos de preço médio.

Subjacentes a esta proposta de alteração estão os seguintes fundamentos:

- a) a tarifa de Energia do setor elétrico, que integra a tarifa de Venda a Clientes Finais<sup>9</sup> aplicada pelos CUR, apresenta uma estrutura de preço com diferenciação por período horário e por trimestre;

---

<sup>9</sup> No território continental designa-se por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.

- b)** nos estudos que determinam a diferenciação por período horário e por trimestre, a ERSE recorre à informação de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), de forma a assegurar uma tarifa aderente à estrutura de custos na geração. Os preços do MIBEL representam os sinais económicos de um mercado concorrencial, que junta os produtores em território continental de Portugal e Espanha;
- c)** no facto das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não participarem no MIBEL, não sendo por isso possível afirmar que os preços no MIBEL refletem a estrutura horária dos preços marginais de produção nesses dois arquipélagos.

A proposta apresentada está sujeita às seguintes condicionantes:

- a)** de forma a refletir a estrutura horária do preço de produção nas Regiões Autónomas, a tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma, deverá ter em conta os custos horários de produção nessas regiões. As novas tarifas de Energia nas Regiões Autónomas terão a mesma variável de faturação que a tarifa de Energia a aplicar no território continental;
- b)** a ERSE considera que tendo em conta o princípio da uniformidade tarifária, em particular entre o território continental e as Regiões Autónomas, é importante garantir que essa estrutura horária de preços se traduz numa tarifa de Energia equivalente em termos médios. Quer isto dizer que, se a nova tarifa de Energia de cada Região Autónoma apresentar um preço de ponta mais elevado do que a tarifa de Energia de Portugal continental, esse preço deve ser compensado por preços mais baixos em horas cheias ou em horas de vazio, de forma a preservar a uniformidade tarifária;
- c)** atendendo a que cada Região Autónoma é composta por várias ilhas, que não dispõem de interligação de redes entre si, do ponto de vista teórico, refere o regulador, seria possível idealizar uma tarifa de Energia por cada ilha de cada Região Autónoma. Contudo, o regulador considera que por razões de prudência e de melhor controlo dos impactes tarifários, atualmente, a opção mais adequada consistirá na introdução de uma tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma, mas comum para todas as ilhas de cada Região.

Nestes termos, conclui a ERSE que a determinação concreta da estrutura horária da tarifa de Energia para as Regiões Autónomas carece de uma análise de dados atuais e discriminados, a concluir no processo de aprovação das tarifas e preços do setor elétrico e, na ausência de informação fiável e devidamente analisada pela ERSE, as tarifas de Energia das Regiões Autónomas deverão continuar a assumir preços iguais à tarifa de Energia do território continental.

Reconhece ainda o regulador que, com exceção dos clientes em BTN com tarifa simples, em que o impacte tarifário esperado é nulo, nos restantes casos e dependendo do perfil de consumo, a nova tarifa de Energia poderá ter um impacte tarifário. A este propósito, a ERSE relembra a existência de mecanismos de limitação de acréscimos tarifários, salientando a importância de mitigar os impactes tarifários preço-a-preço, particularmente na situação pandémica em que Portugal se encontra.

Face ao exposto, o CT considera que a introdução de uma tarifa de Energia específica, para cada uma das Regiões Autónomas, constitui um *proxy*, à estrutura de custos referentes à produção de energia de cada arquipélago.

O CT manifesta também compreensão à argumentação apresentada pela ERSE, sustentada em razões de prudência e de controlo dos impactes tarifários, de optar por uma tarifa de energia para cada Região.

O CT entende, no entanto, que a alteração proposta deverá ser devidamente mensurada, ou seja, acompanhada de uma análise de impactos tarifários, em cada Região Autónoma, como a própria ERSE admite, de forma a melhor fundamentar a emissão de um parecer, em particular na atual situação pandémica.

Deve merecer particular atenção a forma de aplicação do princípio da uniformidade tarifária, demonstrando-se de forma robusta como se garante a uniformidade - por exemplo, relacionando os níveis de consumos médios registados em horas de ponta e em horas cheias ou em horas de vazio, com os novos preços propostos para aqueles períodos.

## **2. REVER MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Na sua redação vigente, o RT do setor elétrico prevê um mecanismo de convergência para cada Região Autónoma, que controla a convergência preço-a-preço das tarifas de Venda a Clientes Finais nas RA para os preços de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

Neste sentido, a proposta apresentada pela ERSE e exposta no ponto anterior deste parecer requer necessariamente uma adaptação dos mecanismos de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas RA, no sentido de definir como preços-alvo os preços da tarifa aditiva relevante de cada RA.

Assim, na sequência da proposta do regulador de introduzir no quadro regulamentar uma tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma, o CT não pode deixar de concordar com a necessidade de uma adaptação nos mecanismos de convergência anteriormente referidos.

Não obstante, o CT destaca o seguinte:

- O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores daquelas regiões sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos;
- Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente;
- O processo de convergência tarifária entre as tarifas das RA e de Portugal continental iniciou-se a partir de 2003, quando as tarifas de Venda a Clientes Finais das RA passaram a ser fixadas pela ERSE, em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente;
- Apenas no exercício tarifário de 2021 foi assegurada, pela primeira vez, a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente.

Neste contexto, o CT, reconhecendo que se está perante um exercício complexo, receia que a introdução no quadro regulamentar de uma tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma possa deteriorar o processo de convergência tarifária em curso.

## **3. TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

As disposições relativas às tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas encontram-se atualmente no RME. Segundo a ERSE, esta situação foi necessária e considerada adequada na altura para ter todas as disposições relativas ao setor da mobilidade elétrica

numa única peça regulamentar. Considerando que estas tarifas de Energia e Comercialização se referem ao setor elétrico, e tendo em conta o tempo entretanto decorrido, a ERSE entende justificar-se agora a sua incorporação no RT.

À semelhança das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, o CT não vê objeções a que as tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

### **C. OUTRAS PROPOSTAS**

#### **1. ALTERAÇÃO DA UNIDADE DE REFERÊNCIA DE EUR/MÊS PARA EUR/DIA**

Na proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, em apreço, a ERSE propõe, no que diz respeito a tarifas e preços, a alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário, ou seja, de EUR/Mês para EUR/Dia, salientando que se mantém inalterada a periodicidade de faturação.

Subjacentes a esta proposta de alteração estão os objetivos de, por um lado, proceder à harmonização de definições e conceitos em ambos os setores (do gás e da eletricidade) e, por outro lado, a simplificação da informação publicada pela ERSE quanto a tarifas e preços.

Tendo em conta os objetivos enunciados o CT concorda com esta proposta, até porque da mesma não resultam quaisquer impactes tarifários.

#### **2. HARMONIZAÇÃO DAS MATÉRIAS REGULAMENTARES COM A RESTRUTURAÇÃO DO RRC**

A ERSE propõe que várias disposições retiradas do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) aquando da sua última revisão sejam agora incorporadas no RT, em particular nos casos em que outras disposições sobre o(s) mesmo(s) tema(s) não façam já parte deste regulamento e em que não seja proposta a sua eliminação. Adicionalmente, a ERSE aproveita também a oportunidade para incluir no RT disposições relevantes vertidas em despachos seus.

Assim, é proposto que passem a incorporar o RT as disposições relativas à faturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, à definição das variáveis de faturação das tarifas aplicáveis às diferentes atividades e às regras de faturação da energia reativa.

O CT nada tem a opor a esta proposta, considerando que contribui para uma melhor organização do enquadramento regulatório do setor elétrico e está em linha com o proposto aquando do processo de consulta pública de revisão do RRC, entretanto aprovado.

#### **3. EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS EM AT**

O CT nota que, no cumprimento do normativo legal que regula a liberalização do mercado retalhista de eletricidade e a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, em 2021 deixam de se aplicar as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) em AT, revelando-se necessário ajustar a redação do RT, de modo a refletir esta alteração.

Por esse motivo, a ERSE propõe eliminar as referências às TTVCF e à Tarifa de Comercialização em AT do articulado do RT, o que conta com a concordância do CT, já que estas tarifas deixarão de ter enquadramento na legislação.

## **D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR**

### **1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS**

O Pacote de Energia Limpa, enquadramento legal europeu para o setor elétrico, visa estabelecer um papel mais relevante para a flexibilidade da procura, potenciando uma participação mais ativa dos consumidores, das comunidades de cidadãos para a energia e dos agregadores, entre outros.

A importância da flexibilidade e gestão da procura pode passar pelo acesso a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos, objeto deste primeiro ponto que a ERSE introduz para discussão pública sem propostas de alteração regulamentar.

Neste capítulo a ERSE coloca a questão da disponibilização de ofertas de preços dinâmicos pelos comercializadores do mercado liberalizado (ML), não prevendo a disponibilização destas ofertas pelo comercializador de último recurso.

A ERSE esclarece que a Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, que ainda carece de transposição para a legislação nacional, introduz o conceito de contrato de eletricidade a preços dinâmicos, o qual corresponde a *«um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final, que reflete a variação de preços nos mercados à vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado»*. No caso português esta definição obriga a um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL.

Complementarmente a ERSE indica:

1. A implementação dessa obrigação por parte do CUR iria resultar em custos adicionais com o desenvolvimento em plataformas digitais e em processos operacionais, sem haver garantias de adesão por parte dos clientes, no pressuposto de que a adesão seria voluntária. Isto significaria a socialização pelos restantes clientes destes custos;
2. A expectativa de se atingir, a médio prazo, um valor inferior a 200 mil clientes finais no CUR, em Portugal continental, dado os prazos de obrigação de fornecimento pelo CUR estabelecidos na Portaria n.º 83/2020 de 1 de abril;
3. A disponibilização de contratos a preços dinâmicos pelo CUR pode ser vista como contrária ao papel atribuído ao mercado regulado no enquadramento europeu, nomeadamente face à Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho. Nos termos do n.º 4 do artigo 5.º da referida diretiva,
  - a. os preços regulados não devem “ir além do necessário para atingir o interesse económico geral” (alínea a),
  - b. “devem ser limitadas no tempo e proporcionadas no que respeita aos seus beneficiários” (alínea d) e
  - c. “não podem acarretar custos adicionais para os participantes no mercado de forma discriminatória” alínea e).
4. Acresce que o n.º 3 do mesmo artigo, prevê que os preços regulados devem ficar circunscritos aos clientes vulneráveis ou em situação de carência energética, embora se preveja igualmente a possibilidade de um regime transitório para a extinção dos preços regulados no n.º 6;



5. As referências aos contratos a preços dinâmicos na Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, apenas acontecem, de forma explícita, em relação aos comercializadores do mercado liberalizado (ou concorrencial).

Sobre o anteriormente exposto, o CT não pode deixar de referenciar o papel singular do CUR no âmbito do funcionamento do mercado, e por isso na sua função muito específica que não deve ser confundida com a de um comercializador em mercado.

De facto, a atividade de comercialização tem riscos próprios que incluem os decorrentes da oferta de um preço contratual com um regime diverso do preço de mercado, funcionando o comercializador em regime de mercado como um tomador do risco de mercado por ser a entidade que melhor pode gerir esse risco, e por isso assumir as perdas/ganhos implícitos.

Quando os preços estão indexados ao mercado grossista, este risco passa para o consumidor de forma integral.

Neste enquadramento, o CT considera que não cabe ao CUR apresentar ofertas estruturadas que concorram com as ofertas de mercado, uma vez que o CUR ao contrário dos restantes comercializadores em mercado, tem uma proteção de risco adicional que lhe advém da sua função específica que é regulada, podendo a sua participação potencialmente distorcer a concorrência.

O CT, no entanto, regista que o quadro regulamentar vigente em Espanha considera a existência de preços dinâmicos no CUR, daí resultando que, as condições das ofertas no retalho nos dois países, neste ponto, divergem.

Sem prejuízo da sua concordância no geral à proposta da ERSE, o CT recomenda que a sua implementação seja equacionada em consonância com a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho.

## **2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT**

A ERSE entende que os contratos que apenas apresentem preços dinâmicos na componente de energia poderão não ser suficientes para promover a flexibilidade da procura no caso particular do segmento residencial, uma vez que a maior parcela da fatura de eletricidade não seria abrangida pelos preços dinâmicos. O CT concorda, naturalmente, com este diagnóstico.

O regulador considera que a introdução de preços dinâmicos na própria tarifa de Acesso às Redes em BT pode constituir uma alteração na estrutura tarifária com relevância e impacto, agilizando uma regulação mais dinâmica e orientada para as necessidades de uma transição energética focada na alocação ótima dos recursos do sistema elétrico.

Assim, a ERSE põe à discussão a oportunidade e interesse de promover um projeto-piloto visando uma revisão da estrutura tarifária nas tarifas de acesso às redes em BT, a realizar preferencialmente no ano de 2023.

O CT apoia a realização de estudos piloto que possam contribuir para uma reflexão consistente que permita uma escolha fundamentada das melhores opções para uma estrutura tarifária adequada às características do SEN.

Como também refere a ERSE, a progressiva instalação para todos os clientes em Portugal e a utilização dos contadores inteligentes associada a uma crescente capacidade analítica de caracterização e gestão das redes, habilita que estes tipos de soluções possam efetivamente ser disseminadas.

A ERSE solicita adicionalmente uma opinião em que tipo de modulação das TAR BT se deveria focar o projeto-piloto. De acordo com a exposição da ERSE, é possível equacionar duas alternativas:

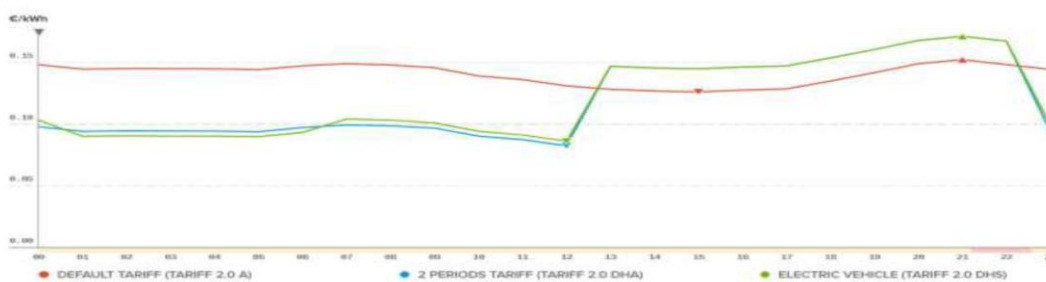
- Uma tarifa de Acesso às Redes indexada (TAR indexada) que seguiria uma estrutura de «*Critical Peak Pricing*» e consistiria na definição de períodos críticos <sup>(10)</sup> com indexação automática a partir da informação do MIBEL. A existência de uma forte correlação entre o consumo de eletricidade em Portugal e a evolução dos preços do MIBEL sustenta esta opção;
- Uma tarifa de Acesso às Redes sazonal (TAR sazonal) que passaria por desenhar uma opção tarifária no Acesso às Redes em BT com uma maior diferenciação sazonal, tanto em termos temporais como também locais.

O CT considera que, a optar-se pela realização de um teste piloto, o mesmo não deverá preferenciar algumas das hipóteses colocadas, pois será limitativo.

Sem prejuízo do CT ter reservas quanto à introdução de alguma diferenciação locacional, desde logo pelas questões associadas à defesa da uniformidade tarifária nacional, uma seleção *a priori* dos parâmetros temporais aplicáveis (“períodos críticos” ou “sazonais”) não deve ser aplicada sem que ambos sejam, pelo menos, testados em grupos de controlo.

A este respeito, tal como é do conhecimento da ERSE, o CT partilha a informação de que o mercado espanhol acaba de introduzir alterações profundas na sua estrutura tarifária das tarifas de acesso para a BT (designada agora por 2.0TD). Com efeito, a partir do dia 1 de junho 2021, passou a existir uma única tarifa de acesso com diferenciação tri-horária para a energia (horas de ponta, cheias e vazio) e a possibilidade de escolha de dois termos de potência contratada distinta em cada contrato. Nessa sequência, o gráfico apresentado pela ERSE que mostrava uma relativa platitude do preço da energia da tarifa indexada do mercado regulado, passa para uma evolução retangular, mais consentânea com os perfis de consumo diário.

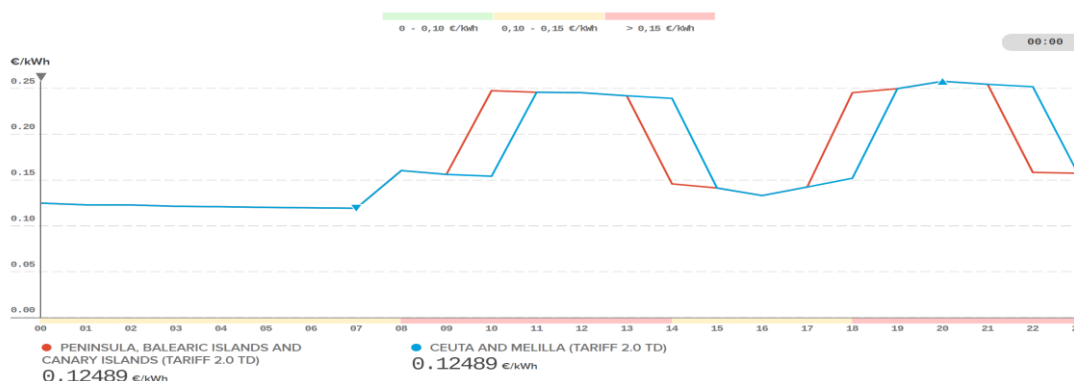
Figura 2-8 - Preço de energia da tarifa PVPC, em 6 de maio de 2021



Fonte: [Página](#) da Red Eléctrica de España, com valores do dia 6 de maio de 2021.

Fonte: ERSE, documento justificativo

<sup>(10)</sup> Aos períodos críticos, aplicam-se preços agravados, que normalmente são acompanhados por preços desagravados nos restantes períodos. A identificação dos períodos críticos pode acontecer antes do evento, com uma antecedência reduzida, ou depois da sua ocorrência.



Fonte: <https://www.esios.ree.es/en/pvpc> (17-06-2021)

O CT sugere que a ERSE se inteire dos pressupostos e primeiros sinais da experiência do país vizinho, sendo certo que a integração de mercados passa muito pela adoção de instrumentos e mecanismos regulatórios o mais harmonizados possível.

### 3. REVER FORMULAÇÃO DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

Na continuação das inovações regulamentares para um redesenho da estrutura tarifária no nosso país, a ERSE propõe continuar a ponderar uma reformulação da variável “potência em horas de ponta”, com o objetivo de dar sinais mais eficazes para a modulação da procura.

Recorda a ERSE que a potência em horas de ponta é um dos dois conceitos de potência adotados como indutores de custos para a utilização das redes de transporte e distribuição. Em particular, a potência em horas de ponta sinaliza o custo incremental de investir em troços comuns da rede, que correspondem aos ativos mais afastados dos clientes individuais e, por isso, são condicionados fundamentalmente pelos períodos de ponta da procura agregada.

Atualmente, e por definição, a potência em horas de ponta corresponde à potência ativa média calculada pelo quociente entre a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita, e o número de horas de ponta, durante o mesmo intervalo de tempo.

Na análise da ERSE aos resultados do projeto-piloto sobre aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT (abordado no ponto A.3 deste parecer), não se identificaram benefícios pela adoção de outras definições propostas com exceção da diferenciação sazonal ao longo do ano, traduzindo a noção de que o indutor de custo da potência tem um horizonte que ultrapassa o curto prazo. Por esse motivo, a proposta de uma nova opção tarifária, de caráter voluntário, mantém a definição vigente para o preço de potência em horas de ponta, propondo alternativamente uma diferenciação do preço por época.

A ERSE desafia, ainda assim, todos os intervenientes e interessados do setor para a continuação do processo de reflexão e análise sobre como melhorar esta variável de faturação com forte potencial para causar impactes tarifários significativos.

O CT encoraja a constituição de grupos de trabalho com os operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores, como proposto pela ERSE, aproveitando a base de trabalho com a informação recolhida com o projeto-piloto já realizado.

## **E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS**

### **1. APROFUNDAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS**

#### **1.1. ALTERAÇÃO DA DURAÇÃO DO PERÍODO DE REGULAÇÃO PARA 4 ANOS**

Atendendo ao elevado nível de maturidade do setor elétrico, e dado que as metodologias e princípios regulatórios se encontram consolidados na generalidade das atividades reguladas, a ERSE renova a proposta apresentada na revisão regulamentar de 2017<sup>11</sup> de aumentar a duração do período de regulação de 3 para 4 anos.

No entendimento da ERSE, esta extensão conferiria uma maior estabilidade e previsibilidade ao contexto regulatório, estando em linha com uma recomendação recente da ACER sobre metodologias tarifárias para as redes de distribuição, que aponta para a necessidade destas se manterem estáveis por um período mínimo de 4 anos, e aproximando a duração do período regulatório português da média das durações do período de regulação que se verificam nos países europeus.

Tal como referido no seu parecer à Consulta Pública n.º 61, o CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento da duração do período para 4 anos, o qual possibilitaria às empresas com atividades reguladas maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhes são aplicadas.

O CT entende também como positivo o alinhamento deste parâmetro com o implementado no setor do gás natural, bem como com as recomendações da ACER e as práticas noutros países europeus.

O CT dá assim a sua concordância à proposta de alteração da duração do período de regulação, recomendando, no entanto, precaução na parametrização das metodologias regulatórias, de modo a não fazer perigar o equilíbrio económico-financeiro das empresas com atividades reguladas, situação que, a acontecer, deverá motivar uma revisão extraordinária de parâmetros, conforme estabelecido no RT.

#### **1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS**

##### **A regulação por incentivos**

As atividades de transporte e de distribuição AT/MT foram inicialmente reguladas por custos aceites sem incentivos e por *price-cap* aplicado aos custos totais (TOTEX), respetivamente.

A atividade de transporte passou, em 2009, a ser regulada por incentivos, enquanto a atividade de distribuição AT/MT em 2012 passou a ser regulada por um *price-cap* aplicado ao OPEX e *rate of return* ao nível do CAPEX.

Não pode o CT deixar de sublinhar a importância da regulação por incentivos como medida de promoção de decisões eficientes por parte dos operadores.

Neste contexto, o CT considera que uma proposta de adoção do modelo TOTEX no transporte e na distribuição AT/MT deveria ser precedida de uma avaliação de balanço da aplicação dos modelos atualmente em vigor, incluindo, pelo menos, o último período regulatório, de forma a enquadrar e justificar as propostas que agora se colocam a consulta pública.

---

<sup>11</sup> Consulta Pública n.º 61, relativa à Revisão Regulamentar do Sector Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico e do Sector do Gás Natural

### **A adoção do modelo proposto – *revenue cap* com incentivos**

O CT regista que a ERSE propõe agora uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais das atividades de transporte e de distribuição AT/MT.

A ERSE considera que o modelo de custos totais torna mais neutra a decisão do Operador de Rede (OR) de escolher entre:

- investir na rede;
- optar por outras soluções, nomeadamente a aquisição de serviços de flexibilidade, quando estes sejam a opção mais eficiente.

A ERSE entende que o setor elétrico se encontra numa fase de maturidade e estabilidade de custos que permite a adoção deste novo modelo.

Todavia, o CT questiona-se sobre a oportunidade de implementação de um modelo do tipo TOTEX no prazo e termos propostos, sem a preparação de base que lhe deveria estar subjacente.

Efetivamente, o CT entende que uma eventual mudança para um modelo TOTEX, face ao carácter disruptivo que representa, deve ser precedida de uma ampla discussão no sector e de uma adequada avaliação de benefícios e riscos da implementação em comparação com a continuidade do atual modelo.

Este ponto é crucial e tem sido a razão pela qual os modelos em utilização a nível europeu resultaram de períodos prévios de análise e implementação de vários anos, como aconteceu no Reino Unido e como ainda acontece neste momento em Itália.

O CT considera que, depois de adequadamente avaliada a aplicação de um modelo TOTEX devidamente calibrado em tempo útil, este se pode justificar em cenários de estabilidade, com reduzida variação do nível de investimento (como a própria ERSE reconhece no documento justificativo).

No entender do CT este cenário de estabilidade não existe no atual contexto de transição energética que o SEN atravessa, por subsistirem riscos de ganhos/perdas acentuados para consumidores e empresas com atividades reguladas.

A imprevisibilidade destas atividades de rede no futuro próximo tem sustentação nos seguintes aspetos:

1. A transição energética conduz a alterações do *mix* de produção cuja trajetória e localização não são integralmente conhecidas, sendo, contudo, claro o aumento de produção solar fotovoltaica e eólica e a redução drástica da produção térmica (48% de redução até 2030);
2. A crescente ocorrência de excedentes locais de produção e a sua gestão regional e nacional exigem cada vez mais redes flexíveis e bem dimensionadas;
3. Os perfis de procura, que as redes devem acomodar, estão em rápida modificação devido ao aparecimento de novas tecnologias e alteração do perfil de preços do mercado grossista;
4. A localização dos incrementos de produção e redistribuição de procura não é conhecida nem tão pouco a sua evolução no futuro próximo;
5. A potência instalada de produção para fazer face às obrigações de fração renovável de 80% em 2030 conduzem a uma potência três vezes superiores à ponta atual (cerca de 30 GW).

Neste quadro, a incerteza na previsão dos investimentos futuros e o risco de uma menos correta calibração de um modelo do tipo TOTEX, podem induzir encargos para empresas com atividades reguladas e/ou consumidores, com impacto relevante nos anos posteriores a este período regulatório.

No entender do CT, não está evidenciado que o risco perspetivado justifique a mudança face ao modelo atual.

A proposta apresentada inclui um mecanismo de partilha de desvios entre operador de rede e clientes, que pretende atenuar os impactes da implementação do modelo TOTEX proposto.

Isto resultaria numa internalização por empresas com atividades reguladas e consumidores dos desvios que resultam das incertezas associadas à implementação deste modelo nos termos propostos, nomeadamente no que toca a diferenças entre investimento planeado, permitido e executado, e os planos respetivos.

O CT não pode deixar de igualmente exprimir preocupação pela possibilidade da internalização por empresas com atividades reguladas e consumidores dos desvios que resultam das incertezas associadas à implementação deste modelo num prazo tão curto.

Entende o CT que os mecanismos de partilha devem ser destinados a isso mesmo, partilhar os ganhos/perdas decorrentes da gestão dos custos controláveis e não para corrigir eventuais erros de dimensionamento de indutores e calibração, ou para mitigar desvios induzidos por uma intempestiva implementação do modelo proposto.

Adicionalmente, analisando o modelo agora proposto pela ERSE, o CT tem dúvidas quanto à forma como este pode ser compatibilizado com o processo estabelecido para os PDIRD e PDIRT, na medida em que o modelo TOTEX prevê a fixação dos custos aceites para todo o período regulatório, que tem uma duração de 4 anos, durante o qual poderão ocorrer revisões dos planos de investimento, que são amplamente discutidas e encerram um processo de decisão específico consagrado na legislação do sector, cuja concretização poderá resultar prejudicada.

Com efeito, o CT considera que a adoção de um modelo TOTEX nos termos apresentados pela ERSE, com a fixação *a priori* de uma base de custos totais aceites sujeita a eficiência e a indutores:

- condiciona a capacidade dos operadores para se ajustarem às revisões bienais dos PDIRT e PDIRD, conflituando com o processo de decisão destes planos, atualmente estabelecida na legislação;
- exige uma preparação prévia com a análise e discussão dos indutores do modelo e da sua calibração, que não constam da proposta.

Face ao exposto, o CT entende não estarem reunidas as condições necessárias para a adoção de um modelo TOTEX nas atividades de transporte e de distribuição de AT/MT no período regulatório a iniciar em 2022, recomendando, por isso, a manutenção dos atuais modelos regulatórios.

Finalmente, o CT entende que a adoção futura deste modelo deve ser precedida de prudência e progressividade na sua introdução, por ser disruptivo, assegurando a sua ampla e prévia discussão, calibração e parametrização, para não comprometer os desejáveis objetivos de médio e longo prazos.

### **1.2.3. MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS APLICADO ÀS ATIVIDADES COM METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO POR TOTEX (TEE, DEE EM AT E MT E DEE EM BT)**

A ERSE propõe, relativamente às atividades com metodologias de regulação por TOTEX, um mecanismo de monitorização e de partilha de ganhos e perdas diferenciais entre os recursos alocados às empresas com atividades reguladas, no período de regulação, e os reais, comparáveis, de valores de custos de exploração, depreciações e remuneração do ativo.

Este mecanismo, segundo a ERSE, pretende avaliar o valor agregado dos diferenciais de todo o período de regulação, pelo que será de aplicação após o seu término, verificando-se a sua repercussão tarifária dois anos após o último ano do período de regulação, no âmbito dos ajustamentos definitivos desse último ano.

A ERSE justifica a introdução deste mecanismo pela necessidade de diminuição do risco, quer do lado das empresas com atividades reguladas, que poderão ter custos totais desalinhados do nível de proveitos previstos, quer do lado dos consumidores, por exemplo, quando as empresas com atividades reguladas não realizarem os investimentos previstos, que estiveram na base de cálculo dos montantes alocados à metodologia do TOTEX.

A ERSE justifica ainda a introdução deste mecanismo com a mitigação de erros de previsões, relevantes no atual contexto de transição energética a nível europeu, com o surgimento de novos desafios associados a um elevado grau de evolução tecnológica e penetração de energias renováveis.

No atual modelo de regulação por incentivos, o fator X de eficiência que a ERSE impõe aos operadores no desenvolvimento das suas atividades já representa uma partilha de ganhos e perdas com os consumidores.

Neste contexto, caso se pretenda implementar um mecanismo desta natureza, ele apenas deveria ser ativado em caso de ganhos ou perdas excessivas, ou seja, quando as variações de rentabilidade excedessem um determinado limite a fixar.

Igualmente, a implementar-se o mecanismo proposto, o CT considera fundamental evitar-se a discricionariedade na sua aplicação.

De acordo com o defendido, a ERSE prevê que o valor acumulado dos diferenciais de ganhos e perdas seja partilhado entre empresas com atividades reguladas e consumidores numa proporção a definir por aplicação de um fator de partilha.

No âmbito da transparência que se valoriza no setor, é fundamental que este fator seja conhecido *à priori*, ou seja, no início de cada período regulatório, simétrico e que seja estável ao longo do mesmo período. Apenas assim os operadores terão a visibilidade de longo prazo que permitirá gerir os seus custos de forma eficiente.

### **1.3. INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT**

No documento justificativo, refere-se a introdução de um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT como medida complementar ao TOTEX, para, num contexto de contenção de custos minimizar a degradação do desempenho técnico da RNT ou melhorá-lo nas situações em que ele seja deficiente.

O novo “Incentivo de Melhoria do Desempenho Técnico da RNT” visa incentivar o operador da RNT a manter ou melhorar o desempenho técnico da RNT, com base nos outputs de atividade refletidos em

diversos indicadores designadamente, a disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada ao mercado e as perdas elétricas.

O CT regista a introdução das perdas elétricas face aos parâmetros já associados ao IREI no período regulatório cessante.

Embora os indicadores de desempenho sejam na sua maioria já conhecidos e estejam aplicados, não se demonstra a sua trajetória histórica no âmbito do IREI<sup>12</sup> relegando para o cálculo de parâmetros do período 2022-26 a definição plena da estrutura e valorização do referido incentivo.

O CT não pode deixar de sublinhar a ausência de um balanço dos resultados obtidos com a aplicação do incentivo atualmente em vigor, tendo em conta a coincidência com muitos dos outputs agora especificados para o novo incentivo. Sobre as perdas e outros outputs que se venham a considerar, o CT reforça que estes deverão ser objetivos, controláveis e mensuráveis de forma objetiva, devendo ser definidos os critérios de valorização dos benefícios associados ao incentivo na ótica da partilha do valor gerado.

## **F. MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA**

### **1. INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO**

A ERSE tem incentivado as empresas com atividades reguladas a seguirem políticas eficientes de financiamento, bem como a adotarem práticas que assegurem o seu equilíbrio financeiro e a sua capacidade de gerar valor. O artigo 14.º do RT, em vigor, assim o determina e os próprios contratos de concessão das atividades têm vindo a incorporar estas preocupações.

Na prossecução do objetivo estabelecido nos seus Estatutos, quanto ao equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados, a ERSE vem propor a introdução do princípio de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades com atividades reguladas, que irá assentar na monitorização e divulgação de indicadores de caracterização da situação económico-financeira destas entidades. Em particular, a ERSE refere a necessidade de caracterização do nível de endividamento das entidades com atividades reguladas e da sua capacidade económico-financeira para responder aos compromissos originados pela respetiva estrutura financeira.

Este princípio tem como objetivo a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades com atividades reguladas, que inviabilizem o financiamento dos investimentos necessários para assegurar a operação e manutenção das infraestruturas relativas a concessões de serviço público ou outras atividades reguladas.

O CT regista positivamente a introdução deste princípio de sustentabilidade financeira que considera ser uma medida preventiva, tanto mais no atual contexto de uma possível reorganização deste setor, com a entrada de novas empresas com atividades reguladas com atividades reguladas.

A sustentabilidade económica e financeira das atividades reguladas é essencial. Não dependendo apenas de uma estrutura de capital adequada, o CT considera essencial que, nesta supervisão, sejam divulgados indicadores que evidenciem o desempenho referido, considerando adicionalmente o efeito de aspetos específicos, designadamente a fiscalidade e os níveis de taxaço direta e indireta dessas atividades em Portugal.

---

<sup>12</sup> IREI= Incentivo à racionalização eficiente do investimento



Sem prejuízo do objetivo subjacente à presente alteração, que tem como fundamento assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas com atividades reguladas, o CT entende que é importante salvaguardar que não são condicionadas as opções de financiamento dos agentes e que a versão final do articulado explicita os critérios de caracterização das situações ou níveis de risco que podem justificar uma intervenção da ERSE, de modo que os agentes possam conhecê-los antecipadamente.

## **2. INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS DE ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO**

Na revisão regulamentar submetida à presente consulta pública, a ERSE propõe introduzir um princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão associados ao investimento no total dos custos diretos de investimento, através da aplicação e reponderação das naturezas de custos que poderão ser sujeitos a capitalização por via regulatória.

Para o CT não fica suficientemente clara a forma como este princípio da ERSE se compatibilizará com as normas contabilísticas em vigor, que já definem critérios apropriados que balizam as regras de capitalização das empresas com atividades reguladas, nem tão pouco quais os critérios ou circunstâncias que podem determinar a possibilidade de intervenção da ERSE nas decisões dos operadores sobre as regras de capitalização.

De facto, o CT dá nota que a capitalização de todos os custos de investimento se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico em vigor, nomeadamente no Sistema de Normalização Contabilística e nos *International Accounting Standards* (IAS), destacando-se o IAS16 e o IAS38, matéria particularmente relevante no quadro de transparência e rigor exigidos a empresas com atividades reguladas cotadas e respetivas subsidiárias, em particular quando cumulativamente sujeitas a análise de *rating* internacional.

Estas normas permitem aos Auditores Externos Independentes reproduzirem, de forma objetiva, os processos seguidos pelas empresas com atividades reguladas para esse efeito e, assim, verificarem o valor reportado nos registos contabilísticos das concessionárias, não sendo, por isso, admissíveis critérios subjetivos e não mensuráveis, designadamente decorrentes de critérios de opinião.

No entender do CT, o mecanismo agora proposto pela ERSE poderia gerar uma divergência entre a contabilidade no âmbito regulatório e a contabilidade no âmbito estatutário, o que seria indesejável e não contribuiria para criar confiança junto dos diferentes *stakeholders* das empresas com atividades reguladas.

Adicionalmente, o CT dá nota que a eventual existência de regras de capitalização divergentes para efeitos de contas reguladas e estatutárias levaria à criação de processos e sistemas paralelos de contabilidade, com custos acrescidos para o SEN e com impactos negativos nos prazos de fecho de contas.

Neste contexto, o CT reforça a importância de serem seguidas regras explícitas e incontestáveis sobre os critérios a seguir de forma verificável no apuramento do valor de um ativo contabilístico, seguindo o estabelecido no normativo internacional aplicável.

Se existir a necessidade de mais informação sobre questões relativas ao processo de apuramento das contas, estas deverão ser devidamente aprofundadas através de relatórios específicos que sejam requeridos no âmbito do RT, devendo o valor reportado neste âmbito ser objeto de opinião e certificação por parte de Auditores Financeiros Externos e Independentes, enquanto peritos técnicos autorizados nestas matérias, de forma a evitar-se qualquer posição subjetiva ou discricionária.

Pelo exposto, o CT concorda com o aprofundamento do conhecimento dos custos de estrutura e gestão, na medida em que os critérios subjacentes a este tipo de análise possam ser objeto de um relatório específico a elaborar pelo Auditor, mas não pode concordar com a definição de critérios de aceitação das naturezas de custo fora do normativo contabilístico em vigor que extravasem o juízo técnico do Auditor Financeiro Externo Independente, no quadro do normativo contabilístico vigente.

### **3. INTRODUÇÃO DE PARCELA DE DEDUÇÃO DE CAPEX PARA ATIVOS QUE NÃO TÊM FUNDAMENTO PARA A ENTRADA EM EXPLORAÇÃO DO PONTO DE VISTA REGULATÓRIO**

A ERSE apresenta uma proposta de introdução de uma parcela a deduzir ao CAPEX, através de um mecanismo para o tratamento diferenciado da remuneração de ativos quando não existam, segundo a ERSE, fundamentos para o início da sua exploração na perspetiva regulatória.

A avaliação dessa fundamentação consta da proposta, “[...]se não cumprir com os motivos que justificaram a sua inclusão no respetivo Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes (PDIR) aprovado pelo concedente ou, no caso da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, no respetivo documento único relativo aos projetos de investimentos que pretendem realizar nos próximos 3 anos, previsto no n.º 14 do artigo 25.º do RARI, validados pela ERSE, independentemente de tais ativos terem sido transferidos para exploração na perspetiva contabilística, ou seja, tendo-se iniciado a sua amortização.[...]”.

O CT não pode deixar de sublinhar a sua concordância com o princípio de que um ativo investido só pode iniciar a sua remuneração efetiva quando estiver a cumprir a sua função técnica.

Considerando, contudo, que é exigível que as disposições regulatórias sejam claras e transparentes para todos os interessados, o CT não pode deixar de sinalizar a necessidade de as condições de aplicação do mecanismo agora proposto serem clarificadas e completadas.

Importa referir, designadamente, que os projetos poderão ter justificação mesmo na ausência de um PDIR aprovado, como tem, infelizmente, sido a prática, e mesmo porque os PDIR ou os planos não esgotam todas as necessidades que podem ocorrer, designadamente quando:

- houver aprovação *ad hoc* de um determinado projeto por parte do concedente;
- decorrer de obrigações de política energética fora dos planos e aprovadas pelo concedente;
- decorrer de uma resposta a uma situação urgente, devidamente documentada, por questões de cumprimento contratual da concessão ou de segurança operacional ou do sistema;
- resultar de necessidade de substituição de equipamento danificado ou em risco de falha;
- o projeto, tendo diversas vertentes de utilidade num quadro mais alargado de projetos, esteja a desempenhar pelo menos uma delas;
- a função técnica do projeto seja concretizada apenas com a conclusão por parte de terceiros e estes projetos incorram em atrasos não geríveis pelo operador.

Em todos estes casos, o CT considera que o mecanismo não deve ser considerado, por não resultar de antecipação indevida do investimento, situação que justificaria a consideração da aplicação do mecanismo, já que evitar essa antecipação será a sua função.

Quanto ao mecanismo escolhido, não reconhecimento do custo do capital próprio, o CT entende como adequado.

#### **4. REVISÃO DOS PRINCÍPIOS DE ACEITAÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

As disposições regulamentares destinadas ao controlo dos custos de aquisição de energia elétrica aos centros produtores das Regiões Autónomas existem desde que a ERSE estendeu as suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Com a revisão regulamentar ocorrida em 2014, a ERSE introduziu um princípio que permitiu um maior escrutínio destes custos, tornando possível a não-aceitação, para efeitos de convergência tarifária, de custos de novas tecnologias ou nova capacidade de produção de origem renovável, caso estes provoquem um agravamento do custo unitário médio de produção do respetivo sistema electroprodutor.

Posteriormente, na redação do RT resultante da revisão de 2017, a ERSE clarificou este princípio, indicando que a disposição se aplica ao sistema electroprodutor, ou seja, na ilha onde a nova capacidade de produção se liga.

Contudo, atendendo às recentes alterações da legislação comunitária, designadamente a publicação do Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus, a ERSE propõe a adequação deste princípio regulamentar, que vigorou nos dois últimos períodos de regulação, às disposições das novas diretivas europeias sobre as regras comuns para o mercado interno da eletricidade<sup>13</sup> e sobre a promoção da utilização de energia de fontes renováveis<sup>14</sup>.

Neste âmbito, na proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário em apreço, a ERSE propõe uma atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica aos produtores de origem renovável e não renovável nas Regiões Autónomas, que incorporem as recentes alterações do quadro legal europeu.

Concretamente, a proposta materializa-se na atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica a novos produtores ou nova capacidade de produção nas Regiões Autónomas, para que estes se baseiem em processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, conforme previsto nas diretivas.

Neste sentido, os processos de seleção propostos deverão incorporar valores máximos para os preços de aquisição da nova produção que sejam consentâneos com os dados mais recentes para os custos das tecnologias em causa, devendo assumir-se como referência os valores de *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) por tecnologia e o custo unitário médio de produção na ilha onde a nova capacidade produtiva será ligada, permanecendo o objetivo de se evitar o seu agravamento devido à entrada em exploração de novos produtores.

O CT concorda com a proposta apresentada pela ERSE, considerando que esta contribui para a transparência das decisões, através de processos concorrenciais e não discriminatórios, sem prejuízo da necessidade de otimização da exploração dos recursos disponíveis em microssistemas isolados.

Adicionalmente, o CT considera que a ERSE deverá analisar a aderência da utilização dos valores de LCOE publicados internacionalmente, no âmbito das especificidades das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, recomendando que a ERSE proceda ao seu cálculo, com as devidas adaptações às particularidades destes arquipélagos.

<sup>13</sup> Diretiva (UE) 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

<sup>14</sup> Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.

## **5. ADEQUAÇÃO DOS PEDIDOS DE INFORMAÇÃO SOBRE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA ÀS ALTERAÇÕES DA LEGISLAÇÃO**

A legislação associada à documentação dos preços de transferência sofreu algumas alterações, pelo que a ERSE propõe, à semelhança do que ocorreu no setor do gás, proceder à adequação do disposto no RT nesta matéria.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

## **G. ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO**

### **1. REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Na proposta de articulado submetida a consulta pública, a ERSE propõe que o mecanismo de incentivo à redução de perdas passe a ser composto pelas três componentes seguintes:

- incentivo para redução das perdas globais, idêntico ao mecanismo atual (curva de incentivo e penalização com *cap* e *floor*, com banda morta centrada em valor percentual de perdas de referência na base da energia distribuída);
- incentivo indexado ao montante recuperado no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito, com coeficiente de indexação a definir pela ERSE;
- incentivo para redução das perdas comerciais, através de curva de incentivo e penalização com *cap* e *floor* centrada na percentagem de energia de fraude recuperada face ao volume total de energia associada a fraude (parâmetros estes a definir pela ERSE).

No entender do CT, um mecanismo de incentivo só é eficaz se tiver como foco uma variável que seja minimamente controlada pelo agente ao qual é aplicado.

Tendo por base as duas parcelas que compõem as perdas globais da rede, nomeadamente as perdas técnicas e as perdas comerciais, o CT denota que os ORD só têm um controlo mais efetivo sobre a segunda parcela, através das ações de combate ao consumo de energia por fraude ou furto<sup>15</sup>.

De facto, o CT entende que a parcela de perdas técnicas se encontra muito dependente de fatores que escapam ao controlo direto dos ORD ao longo de um período regulatório, nomeadamente dos perfis de consumo e de produção distribuída e das tipologias das redes (as quais, embora mais controladas pelos ORD, dependem de investimentos que ultrapassam a duração típica de um período regulatório).

Pelo exposto, o CT entende que o mecanismo de incentivo à redução de perdas a aplicar aos ORD se deve focalizar nas componentes das perdas que estes efetivamente controlam.

Neste sentido, o CT concorda que o mecanismo a definir pela ERSE seja composto pelas duas novas componentes agora propostas, nomeadamente o incentivo indexado ao montante recuperado no âmbito das ações de combate à fraude e o incentivo para redução de perdas comerciais.

Complementarmente, o CT considera que o controlo das perdas técnicas deverá ser objetivamente abordado no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento nas Redes.

Nessa envolvente, o CT considera que a manutenção da componente do mecanismo focada nas perdas globais deverá considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não controlados pelo ORD, nomeadamente a variação do consumo e a inversão do fluxo energético que

---

<sup>15</sup> O CT aguarda a alteração da legislação aplicável.

resulta da produção distribuída ligada na RND. Adicionalmente, a curva do incentivo deverá ser calibrada para um valor central que reflita o contexto de partida do novo período regulatório.

Nestes termos o CT recomenda que, independentemente do mecanismo que venha a ser definido pela ERSE para este incentivo, o indicador de perdas passe a ser definido com base na energia entrada.

Relativamente à componente 3 proposta pela ERSE, o CT verifica que um dos parâmetros da fórmula proposta pela ERSE para o incentivo de redução de perdas comerciais,  $ER^{Dt-2}$ , se refere ao valor absoluto de energia recuperada pelo ORD no combate à fraude, enquanto os parâmetros da mesma fórmula referentes à percentagem de energia de fraude recuperada pelo ORD e ao seu valor de referência, respetivamente  $R_{t-2}$  e  $R_{REF,t-2}$ , têm por base o valor total de energia associada a fraude, definido pela ERSE. De forma a manter a coerência da fórmula de cálculo, em particular com a base dos indicadores percentuais, o CT propõe que o parâmetro  $ER^{Dt-2}$  seja definido como o volume total de energia associada a fraude.

Não obstante o acima exposto, o CT entende que é importante continuar a monitorizar a evolução do indicador de perdas globais.

Nesse domínio, o CT dá nota que, nos termos da atual fórmula de cálculo, o indicador de perdas do ORD é apurado como uma percentagem do valor absoluto de perdas sobre a energia distribuída. No entender do CT, o indicador percentual de perdas das redes, enquanto métrica de rendimento ou eficiência, deveria ser calculado com base na energia entrada e não na energia saída.

Sobre este tema, o CT destaca que, atualmente, a generalidade dos países europeus adota indicadores com base na energia entrada e que o próprio CEER recomenda a uniformização dos indicadores entre países<sup>16</sup>.

## **2. ALTERAÇÃO DA FÓRMULA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O NÍVEL DE TENSÃO DE BT**

Conforme descrito no ponto 3.3.2. do Documento Justificativo, a ERSE propõe manter para a BT um modelo de proveitos permitidos baseado em TOTEX. Neste contexto, e de forma a permitir uma maior flexibilidade na parametrização dos proveitos permitidos desta atividade, a ERSE propõe acrescentar à formulação dos proveitos permitidos uma componente fixa, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE.

No entender do CT, a adoção de uma componente fixa é positiva, uma vez que permite uma melhor correspondência entre a estrutura de proveitos e a estrutura de custos dos operadores de redes, que apresentam uma grande parcela de custos fixa.

## **3. REMOÇÃO DAS PARCELAS DE PROVEITOS REFERENTES AOS CUSTOS COM OS PPDA**

Na sua Proposta de reformulação do RT, a ERSE propõe eliminar, da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, as parcelas de custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, com a conseqüente eliminação de todas as disposições a eles referentes bem como dos correspondentes requisitos de informação.

Concretamente, a proposta materializa-se em:

---

<sup>16</sup> [2<sup>nd</sup> CEER report on power losses, March 2020](#), pp. 9

- a) alterar os artigos 93.º, 95.º, 102.º, 103.º, 111.º, 114.º, 118.º e 121.º, de modo a eliminar as parcelas de proveitos referentes aos custos com estes planos;
- b) eliminar os artigos 125.º e 126.º;
- c) alterar os artigos 166.º, 169.º, 170.º, 173.º, 175.º, 181.º, 182.º, 183.º, 185.º, 186.º e 187.º, de modo a eliminar os requisitos de informação referentes a estes planos.

No documento justificativo relativo à 101ª Consulta Pública, a ERSE recorda que os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) foram por ela introduzidos em 2002, com o objetivo de melhorar o desempenho ambiental das empresas com atividades reguladas do setor elétrico.

Este instrumento de regulação foi concretizado num incentivo para as empresas com atividades reguladas promoverem o desenvolvimento e o custeio de ações de melhoria do desempenho ambiental, ou seja, de medidas mitigadoras ou de compensação dos impactes ambientais associados à sua atividade.

As medidas aprovadas no âmbito dos PPDA abrangeram áreas diversas como a integração paisagística, a gestão de corredores de linhas elétricas, a proteção da avifauna, a avaliação de impactes ambientais, o estudo de impactes dos campos eletromagnéticos, gestão de resíduos e os sistemas de gestão ambiental.

Nos primeiros PPDA foram aceites medidas de realização obrigatória, com comparticipação dos custos a 50%, passando, posteriormente, a só serem aceites medidas de carácter voluntário.

Os PPDA iniciaram-se no setor elétrico tendo sido alargados ao setor do gás natural em 2008.

Em 2011 verificou-se a suspensão dos incentivos, inicialmente no setor do gás natural e, posteriormente, no setor elétrico. A crise económica do país, à data, e a pressão para a redução de custos a suportar pelos consumidores, terão contribuído decisivamente para esta decisão.

O CT manifesta a sua concordância com a proposta de remoção das parcelas de proveitos referentes a um incentivo que se encontra suspenso há quase uma década. Entende, no entanto, que não se pode inferir que deixaram de existir custos de sustentabilidade ambiental.

Pelo contrário, as medidas de adaptação e de mitigação de natureza ambiental e as associadas às ambiciosas metas de neutralidade carbónica tenderão a ser crescentemente diversas e mais exigentes, bem como os custos que lhes estão associados.

Não dispondo de dados concretos referentes aos valores dos mesmos, é entendimento do CT que a matéria de *custos ambientais e de sustentabilidade* deve ser objeto de abordagem específica no RT, abordagem essa que se tem de revelar consentânea com os desafios futuros, ajustada em função das melhores práticas disponíveis e adequada à experiência vivenciada, não obstante o RT não considerar incentivos à sua prática.

#### **4. EXTINÇÃO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES APLICADO À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO (CONTINENTE AT/MT E BT, RAA E RAM)**

O incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado à atividade de distribuição, e introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, tinha como objetivo fomentar o desenvolvimento de novos serviços no setor elétrico, nomeadamente mecanismos de flexibilidade da procura, de gestão integrada de veículos elétricos e de oferta local de serviços de sistema, que possibilitassem a otimização da gestão do SEN, tendo por base um cenário de transição energética.

A metodologia e parametrização deste incentivo foi alvo de várias revisões nos períodos de regulação subsequentes. Em 2015 a metodologia foi alterada de modo que os benefícios decorrentes desses investimentos fossem partilhados entre o ORD e os consumidores de energia elétrica. Por último, na revisão do Regulamento Tarifário de 2017, o incentivo foi alargado às Regiões Autónomas.

Durante o período de vigência não se verificou adesão por parte dos operadores de rede a este incentivo. A ERSE justifica o insucesso pela sua complexidade, pelos valores reduzidos que proporciona aos operadores e pela avaliação individual de projetos, que poderá ter distorcido a lógica global da rede.

Face ao exposto, e tendo em conta que os investimentos em promoção das redes inteligentes e inovações nas redes podem ser enquadrados noutras rúbricas previstas nesta proposta, não colocando assim em causa o fomento de desenvolvimentos neste âmbito, o CT concorda com a proposta da ERSE de extinguir o incentivo ao investimento em redes inteligentes.

#### **5. INCORPORAÇÃO DE GASTOS DE INVESTIMENTO NA COMPONENTE DE GASTOS ACEITES PELA ERSE NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO**

No documento justificativo da reformulação do RT do setor elétrico, a ERSE começa por referir que, recentemente, a SU ELETRICIDADE tem vindo a realizar vários investimentos em sistemas de informação, designadamente em sistemas comerciais, uma parte dos quais diz respeito à atividade de Comercialização, cuja fórmula de cálculo do proveito permitido não contempla a remuneração do ativo.

O CT nota que a SU ELETRICIDADE já havia alertado para esta limitação do modelo de regulação da atividade de Comercialização na revisão regulamentar que antecedeu o atual período regulatório. Apesar disso, refletindo o entendimento avançado pela ERSE no documento de “Discussão dos comentários à proposta de revisão do RT do setor elétrico”, de outubro de 2017<sup>17</sup>, a remuneração dos investimentos realizados por aquela estavam a ser alocados, na sua totalidade, à componente associada à remuneração de ativos do proveito permitido da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Reconhecendo que este procedimento consubstancia uma efetiva subsídio cruzada entre atividades, o que é contrário aos princípios que orientam a regulação económica por si exercida, a ERSE sugere a inclusão de componente associada à remuneração de ativos no proveito permitido da atividade de Comercialização. O CT não pode deixar de concordar com esta proposta, relevando a extrema importância de se salvaguardar que os custos incorridos pelas empresas com atividades reguladas são corretamente repercutidos nos proveitos permitidos da atividade a que dizem respeito.

Contudo, a ERSE considera que não se justifica fazer alterações ao modelo regulatório da atividade de Comercialização, julgando desnecessário autonomizar a componente associada ao CAPEX no cálculo dos proveitos permitidos da atividade, regulado pelo artigo 109.º do RT. Em alternativa, a ERSE propõe passar a reconhecer a remuneração do ativo, a par das amortizações, na parcela Z do proveito permitido, referente aos “Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t”.

O CT constata que a fórmula de cálculo dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica das Regiões Autónomas prevê explicitamente uma parcela, não sujeita a eficiência, relacionada com a

---

<sup>17</sup> “Os proveitos permitidos da EDP SU, no que respeita às funções de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes e compra e venda de energia elétrica PRE, incluem já uma parcela relacionada com a amortização e respetiva remuneração do ativo fixo, pelo que a aplicação a ser desenvolvida pela EDP SU poderá ser remunerada no âmbito destas atividades.” (in “[Discussão dos comentários à proposta de revisão do RT do setor elétrico](#)”, p. 75)

amortização e remuneração do ativo fixo<sup>18</sup>. No entanto, ainda que não coincida na forma, o CT admite que, na prática, a solução avançada pela ERSE assegura a igualdade de tratamento com os CUR das Regiões Autónomas, manifestando a sua anuência à alteração proposta pela Entidade Reguladora.

A finalizar, e por uma questão de transparência, o CT recomenda que a descrição da parcela Z seja ajustada de forma a evidenciar que os montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência incluem, entre outros, as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização.

## **6. DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS DOS CONSUMIDORES**

A ERSE propõe que, na atualização do Regulamento Tarifário, se evidencie a devolução dos montantes de créditos aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas. As devoluções de créditos aos consumidores poderão surgir no âmbito das relações comerciais entre consumidores de energia elétrica e comercializador de último Recurso (CUR).

Neste contexto, foi publicada pela ERSE a Instrução nº 4/2018, de 13 de setembro, na qual, para além das condições em que estes créditos devem ser devolvidos, é definida a forma de operacionalizar a devolução dos mesmos aos consumidores. Apesar de a incorporação dos montantes dos créditos a devolver já se encontrar a ser repercutida, a ERSE refere que *“importa agora assegurar que o Regulamento Tarifário do setor elétrico fique atualizado com estas disposições”*.

O CT concorda com esta proposta da ERSE que atualiza o RT, passando a incorporar o procedimento já em prática pela aplicação da Instrução n.º 4/2018, de 13 de setembro, referente à devolução dos montantes de créditos aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.

## **H. OPERAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO**

A atividade de operar a Rede de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão em Portugal Continental está atribuída a 11 Operadores, sendo que apenas o ORD AT/MT (E-Redes) executa essa responsabilidade em conjunto com a operação de redes de distribuição de níveis de tensão superiores.

Uma vez que os 10 outros Operadores que operam exclusivamente redes de BT recebem a energia que adquirem no mercado através das redes do ORD AT/MT, foram inicialmente equiparados a clientes de MT, sendo hoje consensual que esse enquadramento determinou uma inadequada estrutura tarifária no domínio das TAR que lhes foram aplicadas.

A ERSE, nas suas Propostas de Tarifas e Preços, iniciou em 2018 uma correção tarifária que mereceu a concordância do CT.

Não obstante concordar com a metodologia adotada, o CT tem recomendado a criação de um enquadramento regulamentar específico para os ORDbt, recomendação que a ERSE acolheu e referiu ter previsto para 2021 (resposta ao Parecer do CT sobre a Proposta de Tarifas e Preços para 2021).

Assim, o CT entende que esta reformulação deveria integrar um ponto respeitante à matéria, sugerindo que seja expresso no RT que as TAR a aplicar aos ORDbt constarão de regulamento específico a publicar pela ERSE.

## **I. OUTROS TEMAS PARA ATUALIZAÇÃO DO RT**

No âmbito da proposta de reformulação do RT do setor elétrico, em apreciação, que tem por objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura

---

<sup>18</sup> Artigos 115.º e 122.º, respetivamente, para a RAA e RAM



tarifária, a ERSE lança outros temas para discussão, que o CT entende destacar, designadamente, os atinentes ao processo de revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas com atividades reguladas, o regime de compensações do RQS e a simplificação e clarificação dos proveitos permitidos.

### **1. INTRODUÇÃO DE NORMA PARA REVISÃO DE MONTANTES INDEVIDAMENTE RECEBIDOS PELAS EMPRESAS COM ATIVIDADES REGULADAS**

Quanto ao primeiro desses temas, o CT manifesta a sua concordância com o aditamento da disposição regulamentar relativa à revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas com atividades reguladas.

Nos termos da nova disposição regulamentar, as entidades que venham a receber indevidamente proveitos refletidos nas tarifas ficam vinculadas à devolução desses valores à tarifa, acrescidos de juros à taxa legal aplicável, o que poderá suceder por via de compensação ou, na sua impossibilidade, através da sua restituição nos termos que forem determinados pela ERSE.

Esta solução regulamentar, que já se encontra plasmada no RT do setor do gás, é, no entendimento do CT, justa e equilibrada, impondo a revisão dos montantes indevidamente recebidos pelas entidades reguladas.

### **2. COMPENSAÇÕES NO ÂMBITO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

De igual modo, o CT considera adequada e plenamente justificada a atualização das disposições do RT atinentes à devolução das compensações no âmbito do RQS, permitindo a sua adequação ao disposto na Instrução n.º 2/2020, de 7 de julho, relativa à repercussão tarifária dos critérios resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações do âmbito do regulamento da Qualidade de Serviço.

### **3. SIMPLIFICAÇÃO E CLARIFICAÇÃO DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

Finalmente, no que tange às regras de cálculo dos proveitos permitidos, o CT destaca o esforço de simplificação e de clarificação que a ERSE pretende imprimir ao RT, dando a sua anuência às alterações propostas neste âmbito.

#### **J. ARTICULADO**

Após análise da proposta de articulado objeto da presente consulta pública e tendo presente o objetivo de clareza e acessibilidade na compreensão do conteúdo dos atos legislativos por parte de todos os seus destinatários, princípio que deve estar subjacente a qualquer legislação/regulamentação, o CT identificou algumas situações para as quais propõe simples ajustes a nível redatorial e que em nada afetam o conteúdo e o sentido das normas visando torná-los mais claros e perceptíveis.

Assim:

1. O CT constata que em muitos artigos foram introduzidos números novos aos quais foi atribuída a numeração 1 A, 2 A ou 3 A, quando a verdade é que esses números não constituem alíneas dos números 1, 2 ou 3 que os antecedem.

Não constituindo uma categoria ou alínea dos referidos números, o CT considera que aquando da publicação da redação final do RT, a renumeração deverá ser atualizada em conformidade, por forma a facilitar a leitura e aplicação das regras do regulamento.

2. Por outro lado, tendo em conta que existe um conjunto significativo de artigos que se propõe eliminar, o CT alerta para o facto de ser necessário proceder à renumeração de todo o articulado,

alterando-se, por consequência, as remissões feitas ao longo de todo o articulado para os artigos que resultarem da referida renumeração;

3. O CT constata que o n.º 4 dos Artigos 166º (Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT), 173º (Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND), 176º (Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso), 181º (Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA) e 185º (Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM), se apresenta demasiado extenso contendo várias frases o que dificulta a sua leitura e compreensão.

Pela razão exposta o CT propõe que o n.º 4 seja dividido (criando-se um n.º 5) e que seja dada a seguinte redação aos vários artigos, com as necessárias adaptações de acordo com a entidade a que se referem:

**Artigos. 166º, 173º, 176º, 181º e 185º númerosº 4 e 5**

4. A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência e que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados à Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte.

*5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).*

6. Por fim, no Artigo 209º o CT sugere que se introduza a data do Regulamento 619/2017, que se aplicará, nos dois primeiros anos de vigência do novo Regulamento quanto ao cálculo dos ajustamentos referidos no Capítulo IV, bem como que o artigo passe a ter uma única frase.

O CT sugere a seguinte redação:

**Artigo 209.º**

Ajustamentos transitórios

Nos dois primeiros anos de aplicação deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o RT, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento 619/2017, de 18 de dezembro, sendo a atualização financeira calculada ao abrigo do atual Regulamento.

**K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES**

**K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE**

1. A interruptibilidade é um serviço voluntário contratualizado com determinados consumidores disponíveis para, mediante remuneração, reduzir o seu consumo de eletricidade por ordem do operador da rede de transporte, para dar resposta a eventuais situações de emergência, além de flexibilizar a operação do sistema e contribuir para a segurança de abastecimento.
2. As empresas com atividades reguladas que prestam este serviço celebraram Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade (Portaria nº 592/2010, de 29 de julho) e mantêm operativas as condições constantes do Procedimento do Sistema de Comunicação, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010.

3. Por sua vez, o Gestor Global do Sistema (GGS) supervisiona a fiabilidade permanente dos sistemas que serão atuados em caso de necessidade, não suscetível de ser resolvida em ambiente de mercado.
4. Não obstante nunca ter existido, desde a sua implementação em 2010, uma emergência que tenha obrigado o GGS a interromper ou reduzir o consumo nas empresas com atividades reguladas aderentes ao serviço, este não deixa de representar um mecanismo de funcionamento que importa preservar, desde que sejam ajustadas as condições contratuais de adesão.
5. Verifica-se que os custos com a interruptibilidade incorporados nas tarifas de 2013 a 2021 são:

Unidade: Milhões de euros

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
101,9	101,9	109,9	103,9	103	88,42	109,28	125,1	87,5

Fonte: ERSE, Documentos de Proveitos permitidos e ajustamentos para 2013 a 2021

Importa destacar que o montante previsional de 87,5 milhões de euros incorporados nas tarifas de 2021, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, representa 5% dos CIEG recuperados nas tarifas do ano.

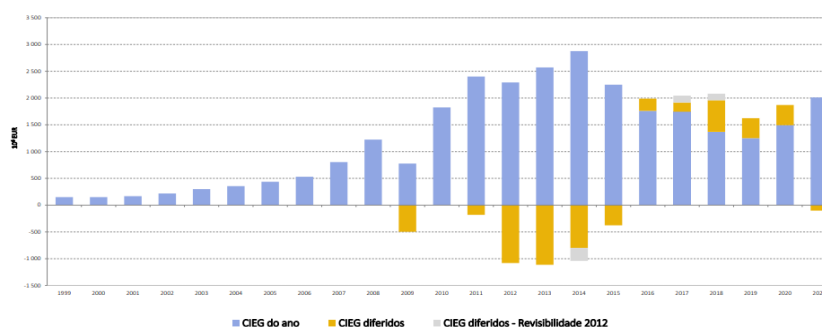
6. Neste sentido a Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, vem determinar no seu artigo 3º que:
  - 1 - Durante o ano de 2017, após proposta da DGEG, audição do ORT e parecer da ERSE, o atual modelo do serviço de interruptibilidade no Sistema Elétrico Nacional deverá ser ajustado ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).
  - 2 - O modelo a criar deverá contemplar soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.
7. No seu Parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para 2019” o CT assinalou desconhecer qualquer evolução no ajuste do modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, como se encontra previsto na Portaria nº 268-A/2016, de 13 de outubro. Igualmente reiterou a sua recomendação para que os custos com o Regime de Interruptibilidade fossem integrados nos CIEG.
8. Nos comentários da ERSE, a este parecer do CT, é esclarecido:
  - a) 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;
  - b) Em sede de revisão regulamentar prévia à fixação de parâmetros para um novo período regulatório que ocorrerá em 2020, poderão ser reequacionadas quais as rubricas a integrar em CIEG.
9. O CT constata que na presente proposta não existe qualquer referência à implementação do modelo do serviço de interruptibilidade previsto na supracitada Portaria de 2016, nem quanto à revisitação das rubricas integrantes dos CIEG, pelo que volta a instar a ERSE a promover junto do Legislador as ações necessárias ao seu cumprimento.
10. O CT tem bem presente que o serviço de interruptibilidade é, simultaneamente, um instrumento de último recurso para a segurança das redes e, também, uma forma de defesa da competitividade face ao exterior de parte substancial das atividades industriais.

## K.2. DEVOUÇÃO AO SEN DOS SALDOS DE GERÊNCIA

Os Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE Tarifas e Preços para Energia elétrica e Outros Serviços, 15 de dezembro de 2020

No quadro seguinte são apresentadas as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021

	Unidade: Milhares de euros		
	2020	2021	Varição 2021/2020
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 493 608</b>	<b>2 011 680</b>	<b>34,7%</b>
Sobrecusto da PRE	883 679	1 469 100	66,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-433	-73 713	16924,2%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	289 045	332 779	15,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	263 622	258 248	-2,0%
Sobrecusto da RAA e da RAM	126 089	124 015	-1,6%
Terrenos das centrais	12 349	12 296	-0,4%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	1 940	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 611	5 650	-14,5%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	432	0,8%
Autoridade da Concorrência	389	377	-3,3%
Tarifa Social	-102 623	-119 444	16,4%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>376 485</b>	<b>-101 230</b>	<b>-126,9%</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 870 093</b>	<b>1 910 451</b>	<b>2,2%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 020	133 824	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 606	34 597	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 414	99 227	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-69 128	-47 410	-31,4%
Diferencial extinção TVCF	-4 070	-1 309	-67,8%
Sobreproveito	-2 132	-2 255	5,8%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>58 690</b>	<b>82 850</b>	<b>41,2%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>1 928 783</b>	<b>1 993 301</b>	<b>3,3%</b>

Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Fonte: ERSE Tarifas e Preços para Energia elétrica e Outros Serviços, 15 de dezembro de 2020

No que concerne aos custos de funcionamento da ERSE, nos termos dos seus Estatutos:

*“Artigo 49.º-A Regime orçamental e financeiro*

*1 - A ERSE dispõe de autonomia orçamental, nos termos dos presentes estatutos.*

*2 - **As regras de contabilidade pública e o regime dos fundos e serviços autónomos, nomeadamente em matéria de autorização de despesas, de transição e utilização dos resultados líquidos e de cativação de verbas na parte que não dependa de dotações do orçamento de Estado, não são aplicáveis à ERSE.***

*Artigo 50.º Receitas*

*1 - **A ERSE dispõe de receitas próprias, segundo o princípio da autossuficiência.***

*2 - **Constituem receitas da ERSE:***

*a) **As contribuições cobradas na tarifa de acesso aos clientes de eletricidade e de gás natural, que sejam necessárias para financiar o orçamento da ERSE, na proporção que anualmente vier a ser estabelecida no mesmo, atendendo à relevância e ao impacto de cada um dos setores regulados no funcionamento da ERSE;***

*....*

*6 - **Caso se verifiquem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nos termos da alínea a) do n.º 2.”***

O CT tem reiteradamente em todos os seus pareceres manifestado a sua indignação pelo facto de os saldos de gerência serem retidos pela DGO, ao arripio da legislação em vigor, exigindo a sua transferência integral ao SEN, revertendo a favor dos consumidores de eletricidade e de gás.

Nesta matéria destaca-se o Despacho n.º 1571/2020/SEO da Secretaria de Estado do Orçamento, que autoriza a utilização parcial do saldo de gerência da ERSE para efeitos de reversão às tarifas de eletricidade, do montante de um milhão de euros à rúbrica de custos da ERSE.

Assim, as verbas de funcionamento da ERSE do ano anterior são inscritas com o valor previsional, não refletindo os custos reais, o que além de contrariar o estatuído legalmente atenta contra a transparência do funcionamento da Entidade Reguladora.

Não pode o CT deixar de considerar exigível o cumprimento integral, e em tempo, do disposto no n.º 6 do Art.º 50º dos Estatutos da ERSE, instando a ERSE a atuar junto da DGF com todos os meios ao seu dispor.

## **L. RECOMENDAÇÕES**

Da análise e da elaboração do presente Parecer salienta-se, na opinião do CT, um conjunto de recomendações importantes, a saber:

- 1.** No início de um novo período regulatório, propõe-se que a ERSE elabore um relatório de avaliação do período cessante, que analise exaustivamente a adequação das decisões regulatórias vigentes e as eventuais fragilidades das mesmas, permitindo, de forma sustentada e robusta, o entendimento e a justificação das alterações que se propõem implementar.
- 2.** A ERSE deverá monitorizar e verificar se se confirma que, com a eliminação da Tarifa-G, e em termos médios, é nulo o impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais.
- 3.** Os projetos-piloto de avaliação da estrutura tarifária no domínio das TAR deverão considerar:

- um período mais alargado de monitorização para que os benefícios possam ser avaliados de modo mais fiel e rigoroso;
  - um horizonte temporal de extrapolação mais contido, dada a rápida evolução e transformação que o setor vai conhecer a curto e a médio prazo.
4. A aplicação de preços e de condições diferenciadas em função de determinados fatores, como sejam o local ou os períodos horários:
    - deverá ser devidamente explicada, de forma a não colocar em risco o princípio da uniformidade tarifária;
    - deverá constituir uma opção tarifária de escolha voluntária.
  5. Deverão ser avaliados os pressupostos e os primeiros sinais da experiência do país vizinho, para que a adoção de instrumentos e de mecanismos regulatórios possa ser a mais harmonizada possível no espaço ibérico.
  6. Que a adoção de um modelo TOTEX nas atividades de transporte e de distribuição AT/MT reúna, previamente, as condições necessárias a esse efeito, nomeadamente um adequado e alargado debate sobre a metodologia a adotar e sobre a definição das variáveis explicativas, e seja devidamente alinhado com o processo de discussão e aprovação dos PDIR consagrado na legislação.
  7. No domínio das perdas:
    - CT entende que é importante continuar a monitorizar a evolução do indicador de perdas globais e considera que o mecanismo de incentivo à sua redução se deve focalizar nas variáveis controladas pelos operadores, em particular no que diz respeito as perdas comerciais;
    - os indicadores devem ser referidos à energia entrada.
  8. O RT deverá abordar, de forma específica, matérias relativas a *custos ambientais e de sustentabilidade*, não obstante não se considerarem incentivos à sua prática. Esta abordagem deve ser consentânea com os desafios futuros, ajustada em função das melhores práticas disponíveis e adequada à experiência que for sendo adquirida.
  9. Na atividade de comercialização, a descrição da parcela Z deverá ser ajustada, de forma a evidenciar que os montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência incluem, as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade.

### III

#### CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a versão final do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico deverá ser reformulada incorporando as recomendações deste parecer.

**Em 05 de julho de 2021**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor:** 20 (vinte) na globalidade exceto:

**Votos contra:**

- Ponto B. com 1 voto contra
- Ponto D.1. com 1 voto contra
- Ponto K.1. com 3 votos contra;

**Abstenções:**

- Ponto A.6. com 1 abstenção
- Ponto D.1. com 4 abstenções
- Pontos D.2. e E.1.2. com 3 abstenções

**tendo sido aprovado por maioria.**

O parecer que antecede contém **41 (quarenta e uma)** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **24 (vinte e quatro)** páginas, contendo sentidos de voto e declarações de voto, que fazem parte integrante do mesmo, perfazendo um total de **68 (sessenta e oito) páginas.**

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Jaime Braga</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1	—	—
<b>Jorge Mendonça e Costa</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Carolina Gouveia</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -DECO	Anexo 4	Anexo 5: Ponto K.1.	Anexo 5: Ponto D.1. Ponto D.2. Ponto E.1.2.
<b>Eduardo Quinta Nova</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Mário Reis</b> Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 6	Anexo 6 Ponto B.	—
<b>Fernando Manuel Rodrigues Ferreira</b> Representante das empresas com atividades reguladas do sistema elétrico da região autónoma dos Açores	Anexo 7	—	—
<b>Jorge Manuel Lúcio</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GALP)	Anexo 8	Anexo 8 Ponto D.1.	—
<b>Sandra Pinto</b> Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU ELETRICIDADE SA)	Anexo 9	—	—
<b>Joaquim Teixeira</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 10	—	—



CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Rui Bernardo</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (E -Redes)	Anexo 11	—	—
<b>Vinay Pranjivan</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – ACM (DECO)	Anexo 12	Anexo 5: Ponto K.1.	Anexo 5: Ponto D.1. Ponto D.2. Ponto E.1.2.
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 13	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 14	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 15	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas com atividades reguladas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 16	—	—
<b>Vítor Machado</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 17	Anexo 5: Ponto K.1.	Anexo 5: Ponto D.1. Ponto D.2. Ponto E.1.2.
<b>Ricardo Nunes</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 18	—	Ponto A.6. Ponto D.1.I
<b>Rafaela Matos</b> Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 19	—	—



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>	<b>VOTO DE QUALIDADE</b>
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 20	—	—	—

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE**

**Eng.ª Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO**

**VOTO**

**Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT**, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável, na globalidade, ao Parecer do Conselho Tarifário, Secção Elétrica, relativo à “**Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Sector Elétrico**”, com a declaração de voto em anexo.

**Jaime Braga**

**Lisboa, 5 de julho de 2021**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

Os abaixo-assinados, representantes dos consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT, salientam que o serviço de interruptibilidade, na medida em que é um serviço de sistema, será sempre um instrumento de último recurso para a segurança das redes.

Para as empresas nacionais até agora abrangidas por este sistema, trata-se de uma ferramenta indispensável para a sua competitividade na medida em que, em Portugal, ao contrário do que se passa em outros Estados-Membros, não existem compensações pelos custos indiretos das emissões de CO2 e os próprios custos médios da energia bem como os custos regulados são claramente superiores aos que se verificam, nomeadamente, em Espanha e França.

Por último, caso venha a verificar-se a extinção do serviço de interruptibilidade, esta deverá ser acompanhada de medidas alternativas, de efeito equivalente, com períodos de implementação realistas.

**Jaime Braga**

**Jorge Mendonça e Costa**

**Lisboa, 5 de julho de 2021**

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário**

**Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO**

## **VOTO**

**Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT**, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção eléctrica, relativo ao parecer sobre a **“Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Sector Eléctrico”**, com a declaração de voto anexa.

**Jorge Mendonça e Costa**

**Lisboa, 5 de Julho de 2021**

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário**

**Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

Os abaixo-assinados, representantes dos consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT, salientam que o serviço de interruptibilidade, na medida em que é um serviço de sistema, será sempre um instrumento de último recurso para a segurança das redes.

Para as empresas nacionais até agora abrangidas por este sistema, trata-se de uma ferramenta indispensável para a sua competitividade na medida em que, em Portugal, ao contrário do que se passa em outros Estados-Membros, não existem compensações pelos custos indiretos das emissões de CO2 e os próprios custos médios da energia bem como os custos regulados são claramente superiores aos que se verificam, nomeadamente, em Espanha e França.

Por último, caso venha a verificar-se a extinção do serviço de interruptibilidade, esta deverá ser acompanhada de medidas alternativas, de efeito equivalente, com períodos de implementação realistas.

**Jaime Braga**

**Jorge Mendonça e Costa**

**Lisboa, 5 de Julho de 2021**



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE 101ª CP “PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO  
TARIFÁRIO SETOR ELÉTRICO”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor da Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a 101ª CP **“PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO SETOR ELÉTRICO”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 5 de Julho de 2021

***Eduardo Quinta-Nova***

***Célia Marques***



Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, da ERSE relativo à “101.ª CONSULTA PÚBLICA – PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO”, **abstendo-se** no que respeita aos pontos:

- **ponto 1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR,**

- **Ponto 2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR e,**

- **ponto 1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS do capítulo E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS.**

E votando contra o ponto:

**ponto K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE do capítulo K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES**

Junta-se a declaração de voto anexa, a qual faz parte integrante do sentido de voto agora expresso.

Lisboa, 05 de julho de 2021,

Carolina Moura Gouveia

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção Setor Elétrico



## DECLARAÇÃO DE VOTO

Os representantes da DECO **votam favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, respeitante à “101.ª CONSULTA PÚBLICA – PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO”, mas **abstêm-se** no que respeita ao:

### **- ponto 1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR;**

A abstenção neste ponto em particular prende-se com a proposta da ERSE de manifestar, desde já, o seu entendimento de que o CUR não deverá poder oferecer tarifas dinâmicas, devendo esta ser uma opção reservada aos comercializadores do mercado livre, tendo sido posição do CT acompanhar a ERSE nesta proposta.

Para a DECO, a interpretação da Diretiva (UE) 2019/944 e o papel reservado ao CUR no médio prazo, no estrito entendimento da ERSE, são insuficientes para acolher favoravelmente a proposta do regulador.

A DECO entende que, por princípio, o CUR não deverá estar excluído desta opção, até porque é atualmente consentâneo que estas opções tarifárias trarão importantes benefícios de eficiência para o sistema. Assim, a DECO entende que não se encontra devidamente fundamentada a opção de excluir o CUR de poder disponibilizar tarifas dinâmicas futuramente. Mesmo no que respeita a custos de implementação destas tarifas, não são apresentados valores que pudessem sustentar uma avaliação custo-benefício negativa.

Tendo em conta que o processo de extinção das TTVCF tem sido sucessivamente adiado, e que foi introduzida a possibilidade de regresso a tarifas reguladas, a DECO considera que esta opção não deve ser desconsiderada, a priori, podendo vir a justificar-se que o CUR adote esta metodologia tarifária também. Acresce que fará pouco sentido ter um quadro regulamentar diferente do espanhol (onde a oferta baseada em preços dinâmicos é uma realidade ao nível dos respetivos CUR), quando se almeja a procura de um mercado ibérico, integrado e harmonizado, onde, tendencialmente, as condições das ofertas de retalho também deveriam convergir.

E

### **- ponto 1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS do capítulo E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS**



A DECO não acompanha o balanço das empresas reguladas, transcrita para o corpo do parecer do CT, de que a opção por uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap*, aplicada aos custos totais controláveis das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT no Continente, complementada com o aprofundamento do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas estendido à BT, não é adequada aos desafios atuais de transformação tecnológicos e organizacionais do sistema elétrica. Muitos dos argumentos apresentados são passíveis de contraditório, tendo sido manifestamente desvalorizada a vantagem da existência de metodologias de regulação similares nas atividades de rede que poderão reforçar a cooperação entre os respetivos operadores, promovendo uma redução dos custos globais das redes no médio e longo prazo, o que pode ser devidamente sinalizado com metodologias de regulação que transmitam os mesmos sinais económicos. À DECO também parece relevante privilegiar metodologias regulatórias flexíveis que permitem às empresas escolherem as opções tecnológicas mais eficientes e não condicionar, excessivamente, a distinção entre operações de CAPEX e OPEX.

Sem prejuízo do exposto, a DECO também reconhece que uma alteração de filosofia regulatória com esta profundidade deveria ter sido acompanhada de uma partilha e discussão prévia com os operadores por forma a aglutinar um maior consenso e avaliar a exequibilidade de respostas regulamentares. A DECO considera que ainda é possível iniciar esse processo e ultrapassar discussões de ordem mais conceptual.

**E**

**- Ponto 2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR**

O CT considera no texto do seu parecer que, *“a optar-se pela realização de um teste piloto, o mesmo não deverá preferenciar algumas das hipóteses colocadas, pois será limitativo.”* Sem prejuízo de, naturalmente, ser mais enriquecedor realizar mais do que um projeto piloto, a DECO entende que não se responde objetivamente à solicitação da ERSE.

Sendo entendível que poderá vir a ser necessário escolher um único projeto-piloto visando uma revisão da estrutura tarifária nas tarifas de acesso às redes em BT, a DECO considera que a opção de estudar a oportunidade de uma TAR sazonal tem mais cabimento para o piloto proposto. Trata-se de um passo mais gradual no desenho de tarifas dinâmicas e com maior potencial de ser apreendido, e assim aproveitado, pelos seus destinatários.

**E votam contra o ponto K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE do capítulo K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES**

O voto contra neste ponto, prende-se com o facto de a DECO entender que a matéria relacionada com o regime de interruptibilidade não ser visada na atual consulta pública, não considerando a DECO que se justificasse abordar este tema no parecer do CT,

especialmente quando o mesmo está em sede de revisão por parte dos órgãos governamentais.

Adicionalmente, a observação que o CT faz no ponto 10 deste ponto, *“O CT tem bem presente que o serviço de interruptibilidade é, simultaneamente, um instrumento de último recurso para a segurança das redes e, também, uma forma de defesa da competitividade face ao exterior de parte substancial das atividades industriais”*, implica uma assunção clara de que regime de interruptibilidade tem como finalidade desagregar os custos de energia que as atividades industriais suportam, quando a única e efetiva finalidade deste regime deveria ser assegurar a segurança de abastecimento através de uma regime que remunera a flexibilidade de alguns consumidores. A DECO não pode aceitar que o regime de interruptibilidade, tal como vertido hoje no Regulamento Tarifário, seja encarado e utilizado como um instrumento de política industrial. Acrescente-se que este regime tem custos elevados que são suportados pela generalidade dos consumidores.

Eventuais apoios aos industriais do nosso país devem ser equacionados e disponibilizados por legítimos instrumentos políticos bem como orçamentados de forma autónoma e transparente.

Lisboa, 5 de julho de 2021

Representantes da DECO no Conselho Tarifário do setor elétrico da ERSE

Carolina Gouveia

Vitor Machado

Vinay Pranjivan



# DECLARAÇÃO DE VOTO SOBRE

CONSULTA PÚBLICA N.º 101

## PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO

Voto favoravelmente na generalidade o parecer supra identificado, porém, com reservas e *voto contra, na parte que se refere às Regiões Autónomas, vale dizer, aos Açores*, como adiante se explicará(1).

E, a primeira questão que se coloca é desde logo, a de saber da oportunidade proposta da ERSE?

Com efeito, numa altura em que o país e o mundo estão suspensos, dos efeitos da pandemia covid19, quando mais de metade das famílias portuguesas sofrem de significativas perdas de rendimentos ou já não perderam o emprego; quando, não obstante as medidas mitigadoras dos efeitos da pandemia, há empresas em séria dificuldades financeiras, e outras, a fecharem portas no seguimento da declarações de insolvência, conviria a ERSE refletir e tentar apurar se este será o momento mais adequado para se propor mexer no RT, tanto mais, que destas proposta ERSE, sempre resultarão, direta, indireta ou tão só, reflexamente, encargos a onerar as tarifas e criar ainda maiores dificuldades aqueles que já se encontram em situação difícil. Torna-se por isso forçoso concluir pela negativa! Em nosso entender não era oportuno, mas assim não entendeu a ERSE, seja-nos permitido discordar pelo menos enquanto se mantiverem os condicionalismos acabados de referir.

Nesta mesma linha, e a propósito da tão propalada “*convergência tarifária*” (\*), onde no curto e médio prazo, para as Regiões Autónomas, se recorta um substancial agravamento do preço de energia com efeitos nefastos para a economia dos Açores e da Madeira, sendo certo e sabido que as sua gentes não podem ser responsabilizadas pela sua ultra-periferia, por viverem em ilhas ou serem ilhéus!

Como é evidente, esses fatores decorrem da natureza das coisas e não da vontade e como tal, de qualquer desmando da governação das nossas gentes como tantas vezes se procura insinuar. Também se alega, frequentemente, e como justificação, ineficiências dos sistemas, não tanto neste documento e mais em outros idênticos que o precederam e onde, aliás, já tive oportunidade de deixar este mesmo registo. Todavia, toma-se por referencia Lisboa, quando lá mais para norte se desconhecem se os sistemas são ou não eficientes, o que redundará numa discriminação negativa, e como tal inaceitável, enquanto se procura esquecer que na base dessas alegadas ineficiências está, por certo, a idiosincrasia das Regiões Autónomas.

Na verdade se na próxima meia dúzia de anos se vier a verificar um agravamento do preço da energia em 50%(cinquenta) senão mais, o resultado, no curto ou médio prazo, será uma hecatombe para as Regiões Autónomas.

Este trajeto leva-nos, inevitavelmente, a uma outra questão, que é a de saber se com esta “convergência” e da sua *alegada recomendação*, não se estará antes a procurar esvaziar o incito no Art.º 13.º da Constituição da República Portuguesa, que manda, “*tratar igual o que é igual e diferentemente o que é diferente na medida da sua diferença*”! Ou seja, na prática, um ataque às Regiões Autónomas e ao seu Estatuto Político e Administrativo, o que valerá dizer, aos consumidores dos Açores e à liquidação da sua frágil economia. Na gíria desportiva, dir-se-á que as Regiões Autónomas estão a perder na secretaria, aquilo que ganharam no terreno de jogo.

E como se fosse pouco, isto tudo, tendo como pano de fundo o rescaldo de uma pandemia que ainda ninguém sabe, exatamente, como será, mas que os especialistas garantem, tenderá a ser bem pior que a crise de 2010 e inevitavelmente mais gravosa na periferia!

Por último, não passa sem referência, o facto de boa parte desta proposta da ERSE procurar justificação numa Diretiva Europeia que, como a própria afirma no documento justificativo, deveria já ter sido transposta para o direito interno, mas que ainda não o foi, o que levanta a seguinte ordem de considerações:

A primeira, é desde logo uma questão de legitimidade, depois, de certeza e de segurança jurídicas. Com efeito ao propor-se, por esta via, antecipar a entrada em vigor da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, na nossa ordem jurídica interna, quando o legislador competente não o quis fazer, quiçá, por considerar que no atual quadro pandémico, tal não seria oportuno, a ERSE exorbita, manifestamente, as suas atribuições e competências (Cfr. N.º 8 do Art.º 112 da CRP), o que legitima a dúvida quanto à questão de saber se não estará aqui a violar o princípios elementares da nossa ordem jurídica, quiçá, paredes meias com a usurpação de poderes, pelo que a nosso ver deveria abster-se de enveredar por um tal atalho, aguardar pela transposição da diretiva pelo Órgão competente para só então vir com a sua proposta.

Eis quanto no cumpre dizer sobre a matéria em causa.

Ponta Delgada 05, de Julho de 2021

Mário Agostinho Reis



**Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à “CONSULTA PÚBLICA N.º 101 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO “**

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à **“CONSULTA PÚBLICA N.º 101 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO“**.

Ponta Delgada, 5 de julho de 2021

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

## Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

*101ª Consulta Pública da ERSE referente à*

### **“Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”**

#### **Declaração de Voto**

Sem prejuízo do Voto Favorável na Generalidade ao Parecer emitido pelo Conselho Tarifário, os Comercializadores de Eletricidade em Regime de Mercado votam na Especialidade contra o Ponto “D.1. Oferta de Preços Dinâmicos”, considerando que o mesmo não atende adequadamente à natureza dos serviços a prestar pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), em especial considerando os progressos verificados na liberalização do mercado.

**Considera-se que a proposta da ERSE, não concedendo ao CUR o desenvolvimento de ofertas comerciais baseadas em tarifas dinâmicas é a mais correta**, quer em termos do que deve ser o posicionamento do CUR no processo de abertura do mercado, quer dos princípios da própria legislação nacional e europeia:

- O CUR deve, tão só, nos termos estabelecidos na legislação aplicável, garantir a disponibilidade de contratos de fornecimento de eletricidade a clientes que, nos casos tipificados, se vejam limitados na garantia de acesso a este serviço público.
- Um eventual alargamento dos serviços prestados pelo CUR, resultantes de dinâmicas do mercado que a ele são externas, seria contrário a estes princípios, e afigurar-se-ia prejudicial a um adequado ambiente concorrencial, atendendo às diferenças fundamentais de operação entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, em que estes suportam eventuais prejuízos decorrentes das suas opções comerciais, ao contrário do CUR que tem garantia de recuperação de eventuais diferenças entre custos e proveitos por transferência para as tarifas.
- Ao anterior, acresce que a própria Diretiva Europeia refere que ofertas comerciais baseadas em preços dinâmicos devem resultar do mercado concorrencial, devendo ser os clientes adequadamente informados e aconselhados sobre potenciais poupanças. Não será pela participação do CUR neste mercado que se alcançará este desiderato, enquanto operador não sujeito às regras da concorrência.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime de Mercado, na Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário

Lisboa, 5 de julho de 2021



Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, relativa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Consulta Pública n.º 101 - Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário, setor elétrico”

\*\*\*\*\*

Na qualidade de representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, **voto favoravelmente** o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Consulta Pública n.º 101 - Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário, setor elétrico”.

Lisboa, 5 de julho de 2021

SANDRA ISABEL NETO PINTO FERREIRA

representante do comercializador de último recurso

Votação

ORDbt

Consulta Pública N.º 101 – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (ORDbt), voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Consulta Pública N.º 101 – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico.

Lisboa, 3 de julho de 2021

Joaquim A Correia Teixeira



**Declaração de voto do representante da entidade concessionária da  
RND – Rede Nacional de Distribuição**

**Parecer do CT – Conselho Tarifário, sobre:**

**“101.ª Consulta Pública – Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário”**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

O representante da E-Redes - Distribuição de Eletricidade S.A., entidade concessionária da RND, vota favoravelmente o parecer do CT sobre a “101.ª Consulta Pública – Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário”.

Lisboa, 05 de julho de 2021

O representante da entidade concessionária da RND

---

Rui Bernardo



Vinay Pranjivan, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, da ERSE relativo à “101.ª CONSULTA PÚBLICA – PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO”, porém:

- **abstendo-se** no que respeita aos pontos:
  - **ponto 1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR,**
  - **Ponto 2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR e,**
  - **ponto 1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS do capítulo E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS;**
  
- e votando **contra** o ponto:
  - **ponto K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE do capítulo K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES.**

Junta-se a declaração de voto anexa, a qual faz parte integrante do sentido de voto agora expresso.

Lisboa, 05 de julho de 2021,

Vinay Pranjivan

Representante da DECO no Conselho Tarifário da secção da eletricidade da ERSE

**Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Consulta Pública n.º 101 - Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”**

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, secção do Setor Elétrico, vota favoravelmente na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Consulta Pública n.º 101 - Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”.

Lisboa, 5 de julho de 2021

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



Exma. Sr.<sup>a</sup> Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,  
Eng.<sup>a</sup> Manuela Moniz

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor da energia elétrica, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, indico por este meio o meu **voto favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a **“Consulta Pública n.º 101 – Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico”**.

Lisboa, 05 de julho de 2021

---

(Luis Vasconcelos)

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre “CONSULTA PÚBLICA N.º 101 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO“.

Sem prejuízo do voto favorável, tendo em conta a discussão havida e a relevância das posições do CT, reforça-se a necessidade de que a implementação do modelo TOTEX proposto tenha em consideração a necessidade de consulta e discussão com as partes interessadas, prévia à sua implementação, reduzindo a atual incerteza associada à definição dos custos no quadro de um TOTEX e da sua evolução no período regulatório e assim mitigar o risco de ganhos ou perdas excessivos e não diretamente associados às decisões de otimização operacional.

Também quanto aos mecanismos de partilha que venham a ser considerados, sublinha-se a necessidade de assegurar o funcionamento correto dos incentivos que já incluem uma partilha de risco e benefícios, de modo a evitar nova partilha, sem prejuízo de se manter um mecanismo de limitação de ganhos ou perdas excessivas como por exemplo o utilizado no Reino Unido.

Lisboa, 5 de julho de 2021

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade



**Declaração de voto** do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à  
*“Consulta Pública n.º 101 - Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”*

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, voto favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à  
*“Consulta Pública n.º 101 - Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”*.

Funchal, 5 de julho de 2021

---

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira)



Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, da ERSE relativo à “101.ª CONSULTA PÚBLICA – PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO”, **abstendo-se** no que respeita aos pontos:

- **ponto 1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR,**

- **Ponto 2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT do capítulo D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR**

- **ponto 1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS do capítulo E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS.**

E votando **contra** o ponto:

**ponto K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE do capítulo K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES**

Junta-se a declaração de voto anexa, a qual faz parte integrante do sentido de voto agora expresso.

Lisboa, 05 de julho de 2021,

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção Setor Elétrico

**PARECER CT- ELETRICIDADE SOBRE A CONSULTA PÚBLICA N.º 101 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO, SETOR ELÉTRICO**

O representante dos Pequenos Comercializadores de Energia vota favoravelmente, na globalidade do Parecer e abstêm-se na especialidade nos seguintes pontos:

- D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR
  - 1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS

Consideramos que dotar o Comercializador de Último Recurso (CUR) de estratégias ou ferramentas similares ao mercado liberalizado não faz sentido, quando todo o sentimento legislativo europeu é no sentido da extinção ou pelo menos, esvaziamento de funções do comercializador de último recurso. É verdade que em Espanha existem tarifas indexadas no CUR, mas apenas essa opção, não estando o CUR Espanhol autorizado a dar preços fixos aos seus clientes.

- A. ESTRUTURA TARIFÁRIA
  - 6. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

Consideramos que os regimes aplicáveis às diferentes tecnologias de armazenamento devem estar harmonizados. Um tratamento diferente entre a bombagem ou outra tecnologia de armazenamento (ou similar) provocará obvias distorções de mercado numa fase de transição energética, onde o armazenamento e o transporte serão fundamentais para o seu sucesso.

Lisboa, 05 de Julho de 2021

(Ricardo Nunes)





LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo à 101<sup>a</sup> Consulta Pública sobre “**Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário – setor elétrico**”.

Lisboa, 4 de julho de 2021

Rafaela de Saldanha Matos

## **DECLARAÇÃO DE VOTO**

**Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz**, Presidente do Conselho Tarifário, Secção do Setor Elétrico, voto favoravelmente o parecer deste Conselho referente à **“101.ª Consulta Pública - Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário, Setor Elétrico”**.

Lisboa, 5 de julho de 2021