



**101.ª CONSULTA PÚBLICA DA ERSE**  
**PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO**

**Comentários da E-REDES**

**Julho de 2021**



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS</b>	<b>1</b>
2.1	MODELO DE DETERMINAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT	1
2.2	MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS NO ÂMBITO DO PERÍODO REGULATÓRIO 4	4
2.3	INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	4
<b>3</b>	<b>COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS</b>	<b>6</b>
3.1	TARIFAS	6
3.1.1	Aumento do peso do termo de potência contratada nas tarifas de acesso em BTN	6
3.1.2	Novas opções tarifárias para MAT, AT e MT	6
3.1.3	Eliminação da diferenciação trimestral nas tarifas de acesso às redes	8
3.1.4	Revisão do método de apuramento da potência em horas de ponta	8
3.1.5	Projeto piloto de tarifas de acesso às redes em BT a realizar em 2023	8
3.1.6	Tarifas de acesso às redes para autoconsumo	9
3.1.7	Tarifas de acesso às redes para instalações de armazenamento	10
3.1.8	Tarifas de acesso às redes para mobilidade eléctrica	11
3.2	PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO	11
3.2.1	Aumento da duração do PR para 4 anos	11
3.2.2	Adopção do modelo TOTEX na AT e MT	11
3.2.3	Modelo de TOTEX aplicável à BT	13
3.2.4	Mecanismo de partilha de ganhos / perdas entre ORD e clientes	14
3.2.5	Princípio de racionalização dos custos de estrutura e gestão	15
3.2.6	Mecanismo para monitorização e controlo da estrutura financeira das empresas reguladas	16
3.2.7	Alterações ao mecanismo de incentivo à redução de perdas	16
3.2.8	Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço	18



## 1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro de 2017, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios, estrutura e métodos para a determinação de tarifas e proveitos permitidos das atividades reguladas do setor elétrico, assim como disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Num contexto em que se aproxima o início de um novo período de regulação, em 2022, a ERSE apresenta, na sua 101.ª Consulta Pública, um conjunto de propostas para revisão do RT, estabelecendo a receção de comentários até ao dia 5 de julho de 2021.

A E-REDES agradece, desde já, esta oportunidade de apresentar os seus comentários e propostas no âmbito da revisão do RT.

## 2 COMENTÁRIOS GERAIS

A proposta de alteração regulamentar objeto da presente consulta pública, para além de colocar em discussão a extensão do período de regulação para 4 anos, inclui diversas alterações que são significativas na perspetiva do ORD, tanto na vertente da regulação económica da atividade de distribuição, como na vertente da estrutura tarifária.

No que toca à regulação económica da atividade de distribuição, destacam-se como alterações de maior relevo a proposta de adoção de um modelo do tipo TOTEX para determinação dos proveitos permitidos da actividade de distribuição em AT e MT, a criação de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas com o sistema e o desdobramento do incentivo à redução de perdas em 3 componentes, aspetos que se abordam nos parágrafos seguintes deste capítulo.

Relativamente à estrutura tarifária, destacam-se a proposta de aumento do peso da potência contratada na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, bem como diversas propostas de alteração na estrutura das Tarifas de Acesso às Redes, incluindo a criação de novos períodos tarifários com discriminação geográfica nas tarifas de acesso em MAT, AT e MT, a definição do enquadramento aplicável a sistemas de armazenamento autónomos e alterações nas tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica. De um modo geral, a E-REDES está alinhada com as motivações indicadas pela ERSE para estas alterações e concorda com as propostas apresentadas.

No capítulo 3, apresentam-se em maior detalhe os comentários específicos da E-REDES às diferentes propostas.

### 2.1 MODELO DE DETERMINAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT

A proposta de articulado do RT submetida a consulta pública pela ERSE prevê uma alteração de fundo no modelo de determinação dos proveitos permitidos da atividade de distribuição em AT e MT, através da adopção de um modelo do tipo TOTEX, em que são fixados *a priori*, para cada um dos anos do período regulatório, não só os custos operacionais aceites (OPEX), conforme acontece no modelo atualmente em vigor, mas também os custos de capital aceites, destinados a permitir a recuperação das amortizações e a remuneração dos investimentos realizados pelo ORD (CAPEX).

A utilização deste modelo tem como consequência o estabelecimento de um limite implícito ao volume de investimento que o ORD pode realizar ao longo do período regulatório sem incorrer em perdas (ou, o que é equivalente, abdicar de eventuais ganhos de eficiência obtidos no âmbito do OPEX). Ou seja, o modelo TOTEX proposto fixa, *a priori*, o montante aceite de investimento na RND durante os quatro anos do período regulatório.

A ERSE apresenta, como motivação central para esta alteração significativa do modelo de regulação da distribuição em AT e MT, o objetivo de incentivar *“implicitamente a adoção de mecanismos explícitos de participação da procura, como o recurso dos operadores de rede à contratação de flexibilidade, em detrimento de investimentos na expansão da capacidade da rede”*. Relativamente a este aspeto, a E-REDES começa por observar que, em Portugal, como em diversos outros países, não existe ainda legislação ou regulamentação que enquadrem a contratação de serviços de flexibilidade no âmbito da exploração das redes de distribuição, o que reflete o reduzido nível de maturidade e conhecimento que existe atualmente sobre o potencial destas soluções.

A nível comunitário, a Diretiva (UE) 2019/944 prevê, no artigo 32.º, diversas orientações específicas para a criação de um enquadramento para a utilização de serviços de flexibilidade pelos ORD, remetendo, contudo, para soluções em que a utilização desses serviços acontece enquadrada em planos de investimento (do tipo do PDIRD) e baseada na explicitação e avaliação das oportunidades concretas para utilização desses serviços, no âmbito dos ciclos de discussão e aprovação dos planos de investimento. Neste sentido, a regulamentação europeia aponta para soluções perfeitamente compatíveis com o modelo atualmente em vigor na AT/MT, assente na discussão e aprovação dos planos de investimento na RND, associada a um modelo regulatório de reconhecimento dos custos resultantes da realização dos investimentos aprovados.

Para lá da vertente regulamentar, a E-REDES considera que a utilização de serviços de flexibilidade no âmbito da exploração da rede de distribuição carece ainda de importantes desenvolvimentos tecnológicos e de mercado, que serão essenciais para viabilizar a sua utilização e permitir entender o seu potencial efetivo, pelo que estes serviços não deverão ter um peso relevante na atividade de distribuição ao longo do próximo período regulatório.

Neste contexto, a E-REDES considera que a intenção de incentivar o recurso à flexibilidade não justifica uma alteração imediata e de fundo no modelo de regulação da distribuição em AT e MT, em particular tendo em conta as desvantagens dessa opção, que se abordam nos parágrafos seguintes. Acresce que existem soluções regulatórias alternativas para incentivar o recurso do ORD a estes serviços, que são mais específicas, potencialmente mais eficazes numa fase inicial e que não envolvem a alteração de todo o enquadramento da atividade, como, por exemplo, modelos de incentivo baseados na partilha de ganhos resultantes da utilização destes serviços em situações concretas.

No que toca às implicações da adoção do modelo TOTEX na AT e MT, a E-REDES começa por notar que a alteração proposta parece ser incompatível com o enquadramento atualmente existente para os planos de investimento da RND (PDIRD-E), na medida em que, conforme anteriormente referido, no modelo TOTEX o montante aceite de investimento na RND é fixado pela ERSE, *a priori*, para os quatro anos do período regulatório, enquanto que os PDIRD-E são submetidos à aprovação do concedente a cada dois anos (após parecer da ERSE). Ou seja, não está claro como serão acomodadas potenciais alterações do montante global de investimento decorrentes de aprovações de novas versões do PDIRD-E ocorridas durante o período regulatório.

A propósito deste aspeto, a E-REDES nota que o enquadramento atualmente existente em Portugal para a aprovação dos PDIRD-E, envolvendo um processo amplamente participado e transparente de discussão das necessidades da rede e dos objetivos e impactos dos projetos propostos, é geralmente visto como uma melhor prática no contexto europeu e a sua utilização está alinhada com as recomendações que têm sido emanadas pelo CEER e pela própria CE.

A E-REDES considera que, existindo um PDIRD-E, no âmbito do qual os investimentos a realizar são decididos pelo concedente (após parecer da ERSE), estes deveriam ser tratados como custo aceite, sendo que o modelo TOTEX proposto não assegura este aspeto.

No enquadramento da proposta de adoção do modelo TOTEX, a ERSE refere que “*para ser eficaz, esta metodologia pressupõe um contexto legal e regulatório estável e um elevado grau de maturidade das atividades a que se aplica*”, considerando ainda que “*a atividade de distribuição em AT/MT atingiu já um nível elevado de maturidade, com a estabilização dos investimentos e do ativo líquido*”. A E-REDES considera que a atividade de distribuição e, em particular, as necessidades de investimento da rede não se encontram atualmente num momento de particular estabilidade/previsibilidade. Bem pelo contrário, e conforme é amplamente reconhecido, os ORD deparam-se neste momento com o significativo desafio de viabilizarem uma profunda transformação do setor no contexto da transição energética, o que se traduz também num nível acrescido de incerteza sobre as necessidades de investimento nas redes e na evolução dos seus processos e sistemas para viabilização do crescimento da produção distribuída, da mobilidade elétrica e de novas realidades, como as comunidades locais de energia.

Neste contexto de incerteza acrescida, a E-REDES considera que um modelo como o proposto, que fixa *a priori* o investimento aceite para todo o período regulatório, cria rigidez e pode prejudicar a resposta aos desafios da transição energética.

A E-REDES não pode também deixar de observar o facto objetivo de que o modelo TOTEX proposto incentiva e premeia a contenção do ORD na realização de investimentos (na medida em que este obtém ganhos tanto maiores quanto menos investir face ao nível implícito no montante de TOTEX definido para o período regulatório), podendo constituir um sinal contrário ao desejável num contexto em que a rede de distribuição tem necessidades de investimento específicas para viabilização da transição energética e para garantia da qualidade de serviço (em especial através da recuperação de um volume significativo de ativos em final de vida útil, cuja substituição não tem sido contemplada em PDIRD-E anteriores e vem sendo adiada há alguns anos).

A E-REDES observa que, na formulação do modelo TOTEX proposto, são aplicadas metas de eficiência ao montante global do TOTEX, incluindo os custos de capital (amortizações e remuneração) decorrentes de investimentos passados, realizados e entrados em exploração em períodos anteriores ao período regulatório em causa. Naturalmente, a E-REDES não considera adequado que sejam aplicadas metas de eficiência a investimentos passados, cujos custos não são passíveis de influenciar. Embora esta situação pudesse, eventualmente, ser corrigida através de uma adequada calibração da meta de eficiência (aplicando um valor mais baixo do que o que se pretende fazer incidir sobre o OPEX), esta potencial solução não seria a mais transparente.

Neste sentido, a E-REDES considera que, num cenário de aplicação deste modelo, será preferível ajustá-lo para tornar mais transparentes as regras de incidência das metas de eficiência, através da explicitação das parcelas sobre as quais incidem os fatores definidos. Por exemplo, o montante global do TOTEX poderia ser segmentado, de forma a não ocorrer aplicação de fator de eficiência sobre a parcela correspondente a custos de capital e amortizações de investimentos passados.

No documento justificativo da proposta, a ERSE refere que a definição de uma base de custos totais integrará os custos de capital, associados ao ativo existente e aos investimentos previstos. No que toca ao ativo existente, a E-REDES considera que, num cenário de aplicação do modelo TOTEX proposto, deveria ser consagrado, no âmbito do RT, o princípio

geral de que os custos de capital associados a ativos existentes (i.e., em exploração) no início de cada período regulatório deverão ser reconhecidos na definição dos proveitos para esse mesmo período. Esta alteração é importante na ótica do ORD, na medida em que lhe permite ter visibilidade sobre o tratamento regulatório aplicável aos ativos em períodos futuros, dando alguma garantia de que, ainda que os respetivos custos de capital possam não ser reconhecidos durante o período regulatório em que entram em exploração (por se situarem acima do valor implícito no TOTEX do período), o serão nos períodos futuros. Esta previsibilidade é particularmente importante num contexto em que o ORD tem que financiar investimentos em ativos com ciclos de vida extremamente longos.

Este ponto encontra-se descrito em maior detalhe no ponto 3.2.2 deste documento.

## **2.2 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS NO ÂMBITO DO PERÍODO REGULATÓRIO**

Na presente consulta pública, a ERSE propõe introduzir, na actividade de distribuição em AT e MT e em BT, um mecanismo de partilha dos ganhos e perdas resultantes da aplicação das metodologias de incentivo baseadas em custos totais.

De acordo com o articulado proposto, este mecanismo é parametrizável através da definição de um coeficiente de partilha por parte da ERSE. Neste contexto, a E-REDES nota que o impacto efetivo do mecanismo proposto dependerá do valor assumido pelo coeficiente de partilha, podendo variar entre um extremo em que a totalidade dos ganhos/perdas são absorvidos pelo ORD e o extremo oposto, em que os eventuais ganhos/perdas são integralmente absorvidos pela tarifa. Neste sentido, a E-REDES considera essencial que o coeficiente de partilha seja definido *a priori* para todo o período regulatório, de modo a que sejam conhecidas de antemão as regras aplicáveis ao longo do período.

A E-REDES também nota que um mecanismo desta natureza reduz a possibilidade de o ORD melhorar a rentabilidade dos seus investimentos por via da obtenção de ganhos de eficiência, pelo que a sua aplicação torna ainda mais crítica a aplicação de uma taxa de remuneração dos investimentos adequada e alinhada com os valores praticados em outros países europeus, com realidades comparáveis em termos de custos de financiamento.

Este ponto encontra-se descrito em maior detalhe no ponto 3.2.4 deste documento.

## **2.3 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

No documento de revisão do RT submetido à presente consulta pública, a ERSE propõe que o mecanismo de incentivo à redução de perdas passe a ser composto por uma componente idêntica ao modelo actual (curva *cap and floor* com banda morta e valor central de perdas definido pela ERSE, em percentagem da energia distribuída) e por duas novas componentes centradas nas perdas comerciais, nomeadamente, um mecanismo de partilha dos montantes recuperados em acções de combate à fraude entre o ORD e o sistema e um modelo de incentivo à recuperação de energia associada a fraude (baseado numa curva *cap and floor* sem banda morta, centrada num valor de referência definido pela ERSE).

A E-REDES começa por notar que as perdas técnicas, que representam a maior parcela das perdas de energia, só podem ser influenciadas pelo ORD através de uma estratégia de investimento de longo prazo, cujo impacto é negligenciável no horizonte de um período regulatório, e que, pelo contrário, estas perdas variam significativamente no curto prazo em função de múltiplos fatores exógenos sobre os quais o ORD não tem qualquer controlo (crescimento da produção distribuída, distribuição de consumos por nível de tensão, consumo global, etc.). Assim, no curto/médio prazo, a capacidade do ORD para influenciar as perdas cinge-se essencialmente à deteção e eliminação de perdas comerciais, pelo que a E-REDES concorda com a criação de novas componentes de incentivo centradas no combate à fraude



(componentes 2 e 3 da proposta). No entanto, é fundamental que estes novos mecanismos de incentivo centrados no combate à fraude sejam calibrados com base em objetivos realistas de detecção de fraudes e recuperação de receita e tendo em conta o custo do reforço de meios que será necessário para se atingirem os objetivos que vierem a ser definidos, obedecendo a uma lógica de benefício/custo positiva para o SEN. Em particular, importa ter presente que um aumento da recuperação de energia em fraude é positivo para o SEN apenas se o custo dos meios necessários para o atingir não exceder o valor da energia recuperada. Por esta razão, a definição de metas para estas novas componentes de incentivo deve partir de um bom entendimento sobre a dinâmica de funcionamento e estrutura de custos das operações de combate à fraude. Em particular, importa ter presente que a natureza das operações de combate à fraude é tal que, a partir de um certo volume de operações, o custo/benefício marginal diminui rapidamente, devido à redução exponencial da taxa de sucesso das inspeções de detecção.

No que concerne à componente 1, assente na definição de metas para o valor global das perdas, a E-REDES considera que esta deveria ser descontinuada, dado que, conforme referido, as perdas técnicas (a maior parcela) não são influenciáveis pelo ORD no âmbito de um período regulatório e que, pelo contrário, estão sujeitas a variações exógenas significativas, devido a múltiplos fatores sobre os quais o ORD não tem qualquer controlo.

Acresce que alguns dos fatores exógenos que determinam a evolução das perdas técnicas no curto prazo têm uma tendência de evolução previsível, que contribuirá para um inevitável agravamento das perdas técnicas ao longo dos próximos anos. É, em particular, o caso da produção distribuída, num contexto em que a capacidade já licenciada implicará uma duplicação da potência ligada à rede de distribuição a breve prazo e em que as evidências disponíveis e os estudos solicitados pela E-REDES a entidades académicas independentes demonstram que o aumento desta capacidade implicará um agravamento substancial das perdas técnicas (sem prejuízo de estas perdas incrementais terem origem renovável).

Pelas razões apontadas, a E-REDES considera que a aplicação de incentivos centrados no valor global das perdas apenas contribui para desfocar o ORD dos fatores que efetivamente pode influenciar, considerando também que a promoção da redução das perdas técnicas deve ser endereçada no âmbito da discussão/aprovação dos planos de investimento e através da fixação de valores adequados para a valorização da energia de perdas e da análise benefício/custo de projetos de investimento, no âmbito do planeamento de rede.

Ainda assim, num eventual cenário de manutenção da componente 1, a E-REDES considera essencial que o modelo subjacente seja melhorado, no sentido de serem salvaguardados os seguintes aspetos:

- que esta componente do incentivo tenha um baixo impacto financeiro, em termos absolutos e relativos;
- que o valor central seja calibrado de acordo com metas realistas e reflita a realidade existente à partida para o novo período regulatório (i.e., tendo em conta os valores reais observados em anos recentes), evitando-se a definição de metas desenquadradas face à realidade, que colocam o ORD em situação de perda logo à partida (algo que se tem verificado nos últimos períodos regulatórios);
- que a calibração do mecanismo tenha em conta o impacto esperado de fatores exógenos cuja evolução é previsível, em particular o crescimento da produção distribuída;
- que sejam introduzidos mecanismos para compensar o impacto de fatores exógenos não previsíveis (e.g., alterações significativas do consumo ou da sua distribuição por nível de tensão).

A E-REDES propõe ainda que o indicador de perdas, actualmente baseado na energia distribuída, passe a ser determinado em função da energia entrada, de forma a permitir um

alinhamento com a maior parte dos restantes países Europeus e a ir ao encontro das recomendações já emitidas pelo CEER para uma maior harmonização deste indicador<sup>1</sup>.

Este ponto encontra-se descrito em maior detalhe no ponto 3.2.7 deste documento.

### **3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS**

#### **3.1 TARIFAS**

##### **3.1.1 Aumento do peso do termo de potência contratada nas tarifas de acesso em BTN**

Uma das propostas apresentadas pela ERSE nesta consulta pública é o aumento do peso do termo de potência contratada nas tarifas de acesso às redes em BTN, através da recuperação de parte dos custos da potência em horas de ponta por via desse termo de facturação.

A E-REDES considera esta alteração positiva, pois torna a estrutura tarifária mais aderente à natureza dos custos de exploração das redes, em particular no que toca à baixa variabilidade, no curto e médio prazo, dos custos das redes, quer de transporte, quer de distribuição, reduzindo a volatilidade na recuperação dos custos das redes ao longo do ano e tornando a estrutura tarifária mais sustentável e menos suscetível de gerar eventuais subsídios cruzadas, fruto de novas soluções, como por exemplo o autoconsumo e o armazenamento.

Face ao exposto, a E-REDES concorda com a proposta apresentada pela ERSE.

##### **3.1.2 Novas opções tarifárias para MAT, AT e MT**

A versão do RT publicada em 2014 pela ERSE, que vigorou entre 2015 e 2017, previa, no artigo 39.º, um projeto-piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes, destinado a clientes em MAT, AT e MT. A responsabilidade pela preparação da análise custo-benefício em Portugal Continental foi da E-REDES.

Após a submissão das análises de custo-benefício por parte dos operadores de redes, a ERSE abriu, a 6 de março de 2017, a sua 59.ª Consulta Pública, sobre os projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas. Desta consulta resultou a publicação da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, que veio aprovar as regras dos dois projetos-piloto em Portugal Continental.

Um destes projetos-piloto era estático e previa, sobretudo, as seguintes novidades ao nível da estrutura tarifária:

- Maior sazonalidade, com introdução de 3 épocas distintas;
- Diferenciação geográfica, com 6 áreas de rede, com mapas horários próprios;
- Introdução de um novo período horário, de super ponta;
- Faturação da potência em horas de ponta normal e de super ponta com base na potência média verificada num período de 12 meses.

O outro projeto-piloto, dinâmico, também previa maior sazonalidade, diferenciação regional e faturação com base na potência de 12 meses, bem como a introdução de um período de ponta crítica, que seria ativado pelo operador de rede de distribuição num conjunto de dias críticos durante a vigência do projeto-piloto.

---

<sup>1</sup> [2º CEER report on power losses, March 2020](#), pp. 9.

Apesar de cada projeto prever a participação de 100 instalações, a baixa adesão ao piloto dinâmico fez com que apenas o piloto estático avançasse, com 82 instalações participantes.

O piloto decorreu entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019. No final do projeto-piloto, foi enviada à ERSE a análise final de custo-benefício, bem como um relatório com um conjunto de *Key Performance Indicators* (KPI), baseados no desempenho das instalações ao longo do piloto.

Um dos resultados a destacar do piloto é a estimativa do valor atualizado líquido associado à alteração tarifária, na ordem dos 50 milhões de euros, em termos reais, no horizonte 2018-2040. Este valor depende, contudo, do nível de resposta dos clientes ao sinal de preço e das necessidades de investimento resultantes de aumentos da procura que o operador de rede venha a ter.

A E-REDES retira as seguintes conclusões da experiência com o projecto-piloto:

- Existe um considerável desfasamento entre os períodos de ponta dos mapas horários vigentes e os períodos em que a rede de distribuição é mais utilizada;
- As necessidades das redes variam muito consoante a área da rede em questão, sendo que este fenómeno tem um elevado nível de granularidade;
- Existem regiões de Portugal Continental onde a Produção em Regime Especial ligada à RND supera o consumo durante grande parte dos dias;
- As redes de distribuição são mais usadas durante os meses do Inverno (dezembro, janeiro e fevereiro);
- O período do dia em que a rede é mais utilizada é o final do dia (entre as 18:00 e as 22:00);
- Os clientes BT são o segmento que mais contribui para os períodos de maior utilização das redes de distribuição;
- Os benefícios associados aos sinais de preço dependem fortemente das necessidades de investimento em resposta a aumentos de consumo.

Face à experiência adquirida com o piloto, a E-REDES considera positiva a proposta da ERSE de apresentar uma nova opção tarifária para clientes MAT, AT e MT, por esta estar mais aderente aos períodos de maior uso das redes de distribuição. Contudo, tratando-se de um esquema tarifário opcional, a E-REDES recomenda a sua adequada publicitação junto dos clientes, de modo a garantir uma adesão significativa.

Relativamente à diferenciação geográfica do novo esquema tarifário, a E-REDES compreende a opção da ERSE de apresentar três áreas de rede distintas, na medida em que o uso da rede de distribuição varia de acordo com a região do País. No entanto, a E-REDES alerta para o facto de as necessidades das redes se revestirem de um maior nível de granularidade do que as três regiões da proposta ou até as seis áreas estabelecidas no projeto-piloto, o que pode comprometer, de algum modo, a concretização dos benefícios destas novas opções tarifárias para o SEN.

Sobre a estrutura dos mapas horários e as épocas do ano, a E-REDES está de acordo com a proposta apresentada pela ERSE, de diferenciação consoante a época do ano, e reforça que a nova oferta tarifária deverá (com exceção da zona Sul do País) recuperar os custos das redes sobretudo entre as 18:00 e as 22:00, nos meses de novembro a março, de modo a sinalizar aos clientes, de modo adequado, os períodos em que há maior utilização das redes. A E-REDES alerta, contudo, que a predominância dos períodos de ponta durante a época alta poderá obrigar à fidelização dos clientes que venham a aderir a esta opção durante um

período mínimo de 12 meses ou, pelo menos, um período que possa abranger os 3 meses de época alta, de forma a garantir uma eficaz recuperação dos custos de acesso às redes.

Finalmente, a E-REDES nota que a criação destas novas opções tarifárias, que introduzem a localização geográfica dos locais de consumo como uma nova variável tarifária, implicará adaptações de processos e sistemas de informação do ORD com alguma profundidade, no que diz respeito à faturação dos acessos. Por esta razão, importa prever um prazo adequado para a sua concretização, tanto para o ORD como para os comercializadores.

### **3.1.3 Eliminação da diferenciação trimestral nas tarifas de acesso às redes**

A ERSE propõe eliminar a diferenciação trimestral nos preços de energia ativa nas tarifas de acesso às redes em MAT, AT, MT e BT, sendo esta eliminação comum às componentes de uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição.

A E-REDES revê-se na proposta da ERSE, na medida em que a diferenciação de preços por trimestre é muito reduzida, não prefigurando impacto na gestão das redes, e porque, a existir, a diferenciação sazonal deve focalizar-se, sobretudo, nos meses de Inverno, uma vez que é neste período que a rede em Portugal Continental, numa perspectiva uniforme, é sujeita a uma maior utilização.

### **3.1.4 Revisão do método de apuramento da potência em horas de ponta**

Na presente consulta pública, a ERSE convida os agentes do SEN para uma discussão sobre o termo de faturação da potência em horas de ponta, sugerindo a criação de um grupo de trabalho para o efeito.

Face ao peso deste termo de faturação nos clientes do setor, a E-REDES considera relevante a promoção de uma discussão alargada que permita rever o modo como são recuperados os custos através da potência em horas de ponta.

Neste sentido, a E-REDES manifesta a sua disponibilidade para participar ativamente nesse debate.

A E-REDES reitera, também, a posição que tem vindo a defender sobre a importância de se garantir estabilidade na recuperação dos custos das redes, uma vez que estes são maioritariamente fixos, com grande peso de custos de capital.

### **3.1.5 Projeto piloto de tarifas de acesso às redes em BT a realizar em 2023**

Uma das propostas em discussão na presente consulta pública é a possibilidade de realização de um projeto-piloto de tarifas de acesso às redes em BT, com início em 2023.

No atual contexto de transição energética, com o aparecimento de novas tecnologias e recursos renováveis (e.g., autoconsumo, armazenamento ou comunidades de energia renovável), torna-se cada vez mais importante a existência de uma estrutura tarifária que reflita os custos das redes, que promova o consumo de eletricidade nos períodos de maior capacidade de geração renovável e que evite, também, subsídios cruzados entre clientes com e sem utilização destes novos recursos renováveis.

Neste sentido, a E-REDES manifesta-se disponível para colaborar num eventual projeto-piloto de tarifas de acesso para clientes BT, encontrando-se igualmente disponível para apresentar propostas que contribuam para a sua optimização.

A nível da BT existe uma grande variabilidade no momento/horário em que ocorrem as pontas de consumo, que têm um carácter fortemente localizado e diferenciado face ao tipo de rede em causa (e.g., zona residencial vs. serviços). Por esta razão, soluções baseadas na modulação regional dos horários dos períodos tarifários, como as que resultaram do piloto realizada na AT/MT, deverão ter baixa eficácia/impacto na BT. Neste contexto, a realizar-se um piloto centrado na BTN, poderia ser preferível considerar soluções mais dinâmicas, assentes numa vertente tecnológica, eventualmente focadas em consumos específicos, com maior potencial de flexibilidade, como o carregamento de veículos elétricos (para o qual já existem soluções tarifárias diferenciadas).

Face à experiência obtida no projeto-piloto de tarifas de acesso para clientes MAT, AT e MT, a E-REDES recomenda que, em lugar de definir um ano para o arranque do piloto (2023), a proposta estabeleça que o piloto deverá estar finalizado até ao final do penúltimo ano do período de regulação (2024). Este prazo permitiria à ERSE maximizar o tempo para a preparação de todos os detalhes associados ao piloto e acomodar as conclusões do piloto para o período de regulação seguinte.

### **3.1.6 Tarifas de acesso às redes para autoconsumo**

Na revisão do RT objecto da presente consulta pública, a ERSE apresenta propostas direccionadas especificamente às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, nomeadamente que:

- no caso particular da BTN, a discriminação horária das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP seja sempre tri-horária e que, no mesmo sentido, seja aplicada regra idêntica para a discriminação horária das tarifas de acesso às redes aplicáveis às correspondentes instalações de consumo (também ligadas à RESP em BTN);
- o cálculo das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP passe a considerar o efeito de ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, actualmente sem impacto nas tarifas;
- estas tarifas, estabelecidas atualmente no Regulamento do Autoconsumo (RAC), sejam incorporadas no RT, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019.

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a E-REDES refere que a proposta de limitar a discriminação horária das tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP, em BTN, à opção tri-horária se deve à necessidade de sinalizar adequadamente a utilização das redes, tendo em consideração a dominância dos sistemas solares fotovoltaicos no autoconsumo e que um consumidor com capacidade para se tornar autoconsumidor tem acesso a mais e melhor informação.

Adicionalmente, a ERSE justifica a aplicação do mesmo princípio às tarifas de acesso às redes aplicáveis às correspondentes instalações de utilização, como forma de evitar a ocorrência de situações de comportamentos oportunistas na componente de consumo não satisfeita através de autoconsumo.

Por seu lado, a ERSE justifica a incorporação, nas tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, da inversão de fluxo pelo facto de, na reformulação do RAC, ter assumido o compromisso de abordar e discutir este tópico na presente revisão regulamentar. A ERSE refere ainda que esta incorporação assume regras muito simples de implementação, nomeadamente, o estabelecimento de parâmetros de âmbito nacional, apontando para a utilização de um factor, por nível de tensão, com valor de 0 a 1, que afecta a dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC.

Por fim, a ERSE refere que a incorporação, nesta proposta de revisão ao RT, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo que se encontram definidas no RAC, se justifica

pelo facto de se tratarem de tarifas do sector eléctrico e de se dar, desta forma, cumprimento ao previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019.

A E-REDES concorda com as propostas apresentadas pela ERSE, na medida em que promovem a coerência entre os custos de utilização das redes e o respectivo nível de utilização e, conseqüentemente, a aplicação de sinais de preços de utilização de redes mais eficazes para os utilizadores e por assegurarem um maior nível de alinhamento com o RAC.

### **3.1.7 Tarifas de acesso às redes para instalações de armazenamento**

A ERSE propõe aplicar tarifas de acesso às redes, deduzidas dos CIEG, às instalações autónomas de armazenamento, mantendo o pagamento das tarifas de uso das redes, mas evitando um duplo pagamento de CIEG, e manter a isenção do pagamento de tarifas de acesso às redes para as centrais hidroeléctricas com bombagem, na parte que respeita à energia eléctrica adquirida para bombagem.

Genericamente, a E-REDES concorda com as propostas apresentadas pela ERSE.

No que toca, em particular, às tarifas aplicáveis a instalações autónomas de armazenamento, a E-REDES concorda com a proposta apresentada pela ERSE, na medida em que entende que os trânsitos de energia que existem entre a geração e as instalações de armazenamento, ou entre estas e as instalações de consumo, nas situações em que ocorre uso da RESP, devem ser tratados de igual forma que os trânsitos de energia na RESP correspondentes a consumo por parte das instalações, dado que em ambas as situações são induzidos idênticos custos na rede e custos de operação. Conforme a ERSE refere, só a internalização dos custos efetivamente criados pelas instalações autónomas de armazenamento de energia promoverá um crescimento sustentável desta tecnologia, salvaguardando que os benefícios criados para o SEN excedem os custos incrementais induzidos.

Adicionalmente, a proposta de aplicação de tarifas de acesso ao carregamento de sistemas autónomos de armazenamento constituirá também um incentivo económico à otimização da localização destes sistemas, na medida em que favorece a sua colocação nas instalações de produção e consumo (*“behind the meter”*), como meio de minimizar os trânsitos de energia na rede e o pagamento dos acessos correspondentes.

Finalmente, a proposta de cobrança de tarifas de uso de redes às instalações autónomas de armazenamento é, também, consistente com as decisões da ERSE no âmbito da recente revisão do RAC, encontrando-se alinhada com a posição que a E-REDES tem defendido, ao garantir que todos os trânsitos de energia nas redes contribuem para a recuperação dos custos da actividade de distribuição.

No que toca à questão, suscitada pela ERSE, sobre o enquadramento tarifário aplicável à situação específica da bombagem hidroeléctrica, a E-REDES compreende os argumentos da ERSE para a manutenção de um regime diferenciado e considera que, face à especificidade da bombagem, a manutenção da isenção de acessos proposta não prejudica a sustentabilidade da actividade de distribuição. Desde logo, os sistemas de bombagem hidroeléctrica são, por natureza, limitados em número e localização, não tendo o potencial de proliferação e impacto nas redes de distribuição que o armazenamento em geral apresenta. Adicionalmente, no caso da bombagem não existem alguns dos custos incrementais associados a sistemas de armazenamento autónomos em geral, como os que decorrem da criação de uma nova ligação à rede, uma vez que a ligação existente para as centrais hidroeléctricas deverá permitir assegurar o carregamento e injeção da energia, sem necessidade de reforço da rede. Finalmente, ao contrário do que acontece com o armazenamento autónomo em geral, no caso dos sistemas de bombagem não está em causa a necessidade de dar um incentivo à co-localização dos sistemas com instalações de produção/consumo, dado que a localização destes sistemas está predefinida por natureza.

### **3.1.8 Tarifas de acesso às redes para mobilidade eléctrica**

A ERSE propõe que, nas tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade eléctrica, a conversão dos preços de potência em preços de energia seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

A E-REDES concorda com as propostas apresentadas pela ERSE, na medida em que contribuirão para recuperar parcialmente os sinais de preço que se perderam com a diluição dos encargos de potência contratada no custo da energia para mobilidade eléctrica.

Adicionalmente, a ERSE propõe que estas tarifas, estabelecidas actualmente no Regulamento da Mobilidade Eléctrica (RME), sejam incorporadas no RT.

A E-REDES concorda com esta proposta da ERSE, uma vez que permite o alinhamento do RT com as disposições já constantes no RME e promove uma maior centralização das disposições relativas a tarifas aplicáveis ao sector eléctrico ao nível do RT.

## **3.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO**

### **3.2.1 Aumento da duração do PR para 4 anos**

Na proposta submetida à presente consulta pública, a ERSE propõe o aumento da duração do período regulatório de três para quatro anos.

De acordo com o documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE considera que esta medida é adequada à maturidade atingida pelas atividades reguladas do sector e é consistente com a alteração efectuada na última revisão regulamentar do sector do gás, bem como com a duração do actual período regulatório do sector eléctrico, que, por força do contexto excepcional da crise pandémica da COVID-19, foi alargado de três para quatro anos.

Adicionalmente, o documento justificativo refere que esta proposta da ERSE se encontra em linha com uma recomendação recente da ACER sobre metodologias tarifárias para as redes de distribuição, que aponta para a necessidade de estas se manterem estáveis por um período mínimo de quatro anos, e que é consentânea com a prática actualmente seguida na maioria dos países Europeus, cuja duração do período regulatório para transporte e distribuição de energia eléctrica é, genericamente, igual ou superior a quatro anos.

No geral, a E-REDES concorda com a proposta da ERSE de extensão do período de regulação para quatro anos, uma vez que tem o potencial de conferir maior estabilidade ao enquadramento regulatório da atividade.

### **3.2.2 Adopção do modelo TOTEX na AT e MT**

A ERSE, na proposta de articulado submetida à presente consulta pública, propõe a adopção de uma metodologia TOTEX para fixação dos proveitos permitidos para a atividade de distribuição de energia eléctrica em AT e MT.

De acordo com o documento justificativo que acompanha a consulta, a ERSE reconhece que a forma de regulação actualmente aplicada à atividade de distribuição em AT e MT tem como vantagem a garantia de pagamento do investimento às empresas, com a respectiva estabilidade financeira, referindo que, contudo, o tratamento diferenciado entre as naturezas de custos CAPEX e OPEX não garante os resultados mais eficientes, nem para as empresas nem para os consumidores, por tendencialmente responder aos novos desafios com as respostas tradicionais, assentes em investimentos convencionais. De acordo com a ERSE, a actual combinação metodológica torna mais difícil à atividade de distribuição de energia eléctrica responder aos novos desafios do sector, designadamente à integração de produção

distribuída, tirando partido de todas as potencialidades decorrentes das *smart grids* e da participação da procura para aumentar a eficiência e o desempenho operacional.

A ERSE refere ainda que a metodologia TOTEX, ao nível da atividade de distribuição, ao não privilegiar as opções por investimento físico, incentiva implicitamente a adopção de mecanismos explícitos de participação da procura, como o recurso dos operadores à contratação de flexibilidade, em detrimento de investimentos na expansão da capacidade da rede, quando essa opção se revela eficaz e mais eficiente, destacando que em diversos estudos e fóruns de discussão a nível europeu, nomeadamente da CEER, esta metodologia tem sido referida como uma componente importante de uma regulação orientada para os objectivos de descentralização, digitalização e descarbonização do sector.

A E-REDES começa por manifestar dúvidas sobre a compatibilidade entre a metodologia TOTEX agora proposta e o enquadramento actualmente existente para os planos de investimento da RND. Efectivamente, a E-REDES considera que não se encontra claro na proposta de que forma a fixação de um investimento aceite para todo o período regulatório se conjuga com a acomodação de alterações decorrentes da revisão do PDIRD, que ocorre a cada 2 anos. De facto, a fixação do investimento aceite para o período regulatório corre o risco de desvirtuar o processo de tomada de decisão que a actual legislação prevê, em que existe aprovação dos PDIRD por parte do concedente, após um processo de discussão amplamente participado. No entender da E-REDES, existindo um PDIRD, no âmbito do qual são decididos, pelo Governo, após parecer da ERSE, os investimentos a realizar, estes deveriam ser tratados como um custo aceite, não devendo existir limitações à sua aceitação no âmbito do modelo de regulação do ORD.

A E-REDES considera ainda que a motivação, referida pela ERSE, de incentivar o recurso a serviços de flexibilidade para apoio à operação da rede de distribuição, não justifica uma alteração de fundo do modelo regulatório, tendo em conta a reduzida maturidade que este tipo de soluções ainda apresenta atualmente, em particular tendo presente que existem soluções alternativas que permitem atingir o mesmo fim com menos disrupção para o SEN e, por ventura, com maior eficácia, como por exemplo através de mecanismos específicos assentes na partilha de ganhos decorrentes de situações concretas de utilização de flexibilidade entre os ORD e o SEN.

Por fim, a ERSE dá nota de que, para ser eficaz, esta metodologia pressupõe um contexto legal e regulatório estável e um elevado grau de maturidade das atividades a que se aplica. Neste contexto, a ERSE indica que é possível observar que a actividade de distribuição em AT e MT atingiu já um nível elevado de maturidade, com a estabilização dos investimentos e do activo líquido, e refere que *“não se antecipa que os níveis de investimento previstos para próximos anos venham alterar essa tendência de estabilidade”*.

Em contrapartida, a E-REDES considera que, face ao contexto de transformação que se espera que as redes de distribuição atravessem ao longo dos próximos anos, para suporte à transição energética, existe uma incerteza acrescida quanto aos níveis de investimento que serão necessários no futuro. Efectivamente, no actual contexto de transição energética, a atividade de distribuição está numa fase de profunda transformação tecnológica e estrutural, pelo que não pode ser enquadrada como uma atividade madura com níveis de investimento e qualidade estáveis e previsíveis.

Nesta linha, a E-REDES considera que a metodologia TOTEX não é a mais adaptada ao contexto de transformação da rede de distribuição associado à transição energética, pois a fixação do investimento aceite para todo o período regulatório cria rigidez na identificação das necessidades que são evolutivas, em particular face às incertezas que ainda decorrem relativamente à evolução da transição energética e da economia após a pandemia, às quais um modelo rígido tem dificuldade em adaptar-se.

Inclusivamente, no entender da E-REDES, o modelo de TOTEX proposto incentiva e premeia a contenção no investimento, podendo constituir um sinal contrário ao desejável num contexto em que a prioridade deverá estar em garantir um enquadramento favorável à realização dos



investimentos necessários para dar suporte à transição energética, dos quais dependem, em última análise, a concretização de objetivos centrais da política de energia e clima em vigor.

A E-REDES dá ainda nota de que a proposta de TOTEX apresentada pressupõe a aplicação de um fator de eficiência sobre a totalidade dos proveitos em TOTEX, incluindo sobre os custos de capital, o que pode comprometer a recuperação dos custos associados a investimento histórico. Neste sentido, a E-REDES considera que, a concretizar-se a mudança para o modelo proposto, o montante global do TOTEX deveria ser segmentado, de forma a não ocorrer aplicação de fator de eficiência sobre a parcela correspondente a custos de capital e amortizações decorrentes de investimentos passados.

Finalmente, a E-REDES considera que, num cenário de aplicação do modelo TOTEX proposto, deveria ser consagrado, no âmbito do RT, o princípio geral de que os custos de capital associados a ativos existentes (i.e., em exploração) no início de cada período regulatório deverão ser reconhecidos na definição dos proveitos para esse mesmo período. Esta alteração é importante na ótica do ORD, na medida em que lhe permite ter visibilidade sobre o tratamento regulatório aplicável aos ativos em períodos futuros, dando alguma garantia de que, ainda que os respetivos custos de capital possam não ser reconhecidos durante o período regulatório em que entram em exploração (por se situarem acima do valor implícito no TOTEX do período), o serão nos períodos futuros.

### **3.2.3 Modelo de TOTEX aplicável à BT**

Na proposta objecto da presente consulta pública, a ERSE propõe manter, na atividade de distribuição em BT, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais (TOTEX), como sucede no período regulatório que ainda se encontra em vigor.

Todavia, o modelo TOTEX agora proposto para a BT apresenta algumas diferenças relativamente ao atual, nomeadamente o facto de prever um mecanismo de partilha, entre ORD e clientes, de *gaps* e excedentes verificados ao longo do período regulatório (discutido em maior detalhe no ponto 3.2.4) e o facto de prever uma componente fixa, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE (no modelo atual, os proveitos permitidos baseiam-se na soma de diversas parcelas de componentes variáveis de custos, baseadas na evolução de indutores).

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE refere que a proposta de introdução de uma componente fixa no modelo TOTEX da BT visa permitir uma maior flexibilidade na parametrização dos proveitos permitidos desta actividade e o alinhamento com as alterações que também são propostas para a metodologia de regulação da atividade de distribuição de energia eléctrica em AT e MT.

Apesar de concordar com esta proposta de introdução de uma componente fixa no modelo TOTEX da BT, por permitir uma maior correspondência entre os proveitos permitidos e a estrutura de custos da atividade de distribuição, a E-REDES entende que, de uma forma geral, o modelo de regulação aplicável à BT apresenta oportunidades de melhoria, mais estruturais, que importa endereçar, em particular depois da experiência recolhida com a aplicação deste modelo ao longo do atual período regulatório.

Um dos aspectos em que, no entender da E-REDES, o actual modelo oferece preocupação é o facto de aplicar metas de eficiência e indutores a custos de capital, quando a maior parcela destes custos se encontra associada a investimentos passados, sobre os quais, uma vez realizados, a E-REDES deixa de possuir qualquer controlo.

Adicionalmente, a E-REDES considera que a definição de uma base de custos TOTEX com base em previsões de investimento realizadas com 4 a 5 anos de antecedência, não revistas ao longo do período regulatório, cria rigidez na gestão do investimento face às necessidades da rede, que são evolutivas, particularmente no atual contexto de transição energética que o

sector atravessa, no âmbito do qual se perspectiva uma forte transformação e contribuição das redes.

De facto, a E-REDES considera que, dada a relevância estratégica que o investimento nas redes representa para o sector, sobretudo nesta fase de transição energética, o modelo regulatório deveria facilitar e promover uma resposta flexível à evolução das necessidades das redes para acomodar os objetivos da política energética, através de um modelo assente em planos de investimento que permitam uma discussão das necessidades concretas existentes em cada momento (como acontece atualmente com os PDIRD e PDIRT). Neste sentido, a E-REDES considera que o ideal seria o alargamento do atual modelo de regulação da AT e MT à BT, em paralelo com a definição de um enquadramento específico para a discussão e aprovação de planos de investimento em BT.

Todavia, a manter-se a metodologia TOTEX na BT, a E-REDES entende que esta, em lugar de prever a aplicação de metas de eficiência ao montante global do TOTEX, deveria salvaguardar a fixação do montante de custos de capital aceites em cada ano do período regulatório (amortizações e remuneração), com base no valor de partida do RAB e no investimento previsto para cada ano, sem aplicação de metas de eficiência, em particular aos custos decorrentes de investimentos passados, e sem forçar uma distribuição uniforme ao longo do período regulatório, que suprime eventuais variações do investimento. Este objetivo pode ser assegurado através da segmentação do valor global do TOTEX em duas parcelas: uma parcela de OPEX, com tratamento idêntico ao atual, e uma parcela de custos de capital sobre a qual não incidem as metas de eficiência e que não tem, necessariamente, um perfil decrescente ao longo do PR.

Finalmente, a E-REDES propõe que seja prevista a possibilidade de revisão das previsões de investimento a meio do período regulatório, mediante a submissão, por parte dos operadores de redes, de propostas de revisão para aprovação pela ERSE, com correspondente atualização da parcela de custos para os anos restantes do período regulatório em caso de aprovação.

### **3.2.4 Mecanismo de partilha de ganhos / perdas entre ORD e clientes**

Na presente consulta pública, a ERSE propõe introduzir, nas atividades de transporte e de distribuição em AT e MT e em BT, um mecanismo de partilha das perdas e ganhos resultantes da aplicação das metodologias de incentivo baseadas em custos totais.

De acordo com o documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE refere que este mecanismo pretende diminuir o risco, quer do lado das empresas, que poderão ter custos totais desalinhados do nível de proveitos previstos, quer do lado dos consumidores, por exemplo, quando as empresas não realizarem os investimentos previstos, que estiveram na base de cálculo dos montantes alocados à metodologia do TOTEX.

Segundo a ERSE, com esta proposta pretende-se avaliar, para cada ano do período regulatório, a diferença entre a remuneração do activo médio regulatório real, à taxa de remuneração dos activos definida pela ERSE para aquele ano, e o resultado operacional regulatório, calculado considerando as naturezas de custos utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos.

Ainda de acordo com a ERSE, o valor dos diferenciais obtidos desta forma será capitalizado para o último ano do período regulatório, utilizando as taxas de juro definidas para os ajustamentos tarifários, e o valor acumulado será partilhado entre empresa e consumidores numa proporção a definir por aplicação de um factor de partilha.

A E-REDES nota que o impacto efetivo do mecanismo proposto dependerá do valor que vier a ser definido para o coeficiente de partilha que determina a proporção de ganhos/perdas que cabe ao ORD, podendo, num extremo, ser parametrizada uma situação de repasse total dos ganhos/perdas para as tarifas e, no extremo oposto, uma situação em que estes são

inteiramente absorvidos pelo ORD. Neste sentido, a E-REDES considera fundamental que seja assegurada a divulgação dos coeficientes de partilha antes do início do período regulatório, assim como a sua fixação para todo esse período, de modo a que o ORD possa conhecer de antemão as regras aplicáveis e, em geral, que exista previsibilidade e transparência para todos os agentes.

Adicionalmente, a E-REDES alerta para o facto de este mecanismo de partilha de ganhos reduzir a possibilidade de o ORD obter rentabilidade adicional por via de obtenção de ganhos de eficiência, tornando ainda mais importante o estabelecimento de taxas de remuneração do investimento adequadas, alinhadas com o custo de capital efectivo das empresas e com os valores aplicados em outros países europeus a empresas congéneres com realidades comparáveis.

Finalmente, a E-REDES considera que, no sentido de promover um enquadramento previsível, importa clarificar, ainda que qualitativamente, em que condições pode ocorrer uma revisão extraordinária dos parâmetros dentro do período regulatório (e.g., alterações substanciais da conjuntura ou das condições de desempenho da atividade).

### **3.2.5 Princípio de racionalização dos custos de estrutura e gestão**

Na revisão regulamentar submetida à presente consulta pública, a ERSE propõe a introdução de um princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custo que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que pretende garantir, através deste princípio, que todos os custos, cuja natureza seja de exploração e não de investimento, sejam sujeitos a metas de eficiência, sendo também destacado que a reponderação da natureza destes custos procurará não comprometer a estabilidade regulatória e tarifária, podendo ser necessário um período de transição para a implementação de medidas decorrentes de avaliações efetuadas.

A E-REDES começa por observar que as normas contabilísticas internacionais em vigor já definem critérios apropriados que balizam as regras de capitalização das empresas.

A E-REDES entende que a existência de regras de capitalização divergentes para efeitos de contas reguladas e estatutárias conduzirá à criação de processos e sistemas paralelos de contabilidade, com custos acrescidos para o SEN e com potenciais impactos negativos nos prazos de fecho de contas.

Adicionalmente, a E-REDES sinaliza que a aplicação do princípio proposto pode gerar uma divergência entre as contabilidades de âmbito regulatório e estatutário, o que seria indesejável e não contribuiria para criar a confiança junto dos diferentes *stakeholders* das empresas reguladas.

Face ao exposto, a E-REDES recomenda que a aplicação do princípio proposto seja efetuada de forma criteriosa, sob pena de gerar incongruências com o reporte de informação previsto ao abrigo das normas internacionais em vigor.

No sentido de mitigar este risco e conferir maior previsibilidade sobre a aplicação desta norma, a E-REDES considera que a versão final do articulado deve explicitar os critérios ou circunstâncias que podem determinar a possibilidade de intervenção da ERSE nas decisões dos operadores sobre as regras de capitalização.

### **3.2.6 Mecanismo para monitorização e controlo da estrutura financeira das empresas reguladas**

A ERSE, na proposta de articulado submetida à presente consulta pública, propõe a introdução de um princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor elétrico.

No documento justificativo que acompanha a proposta, a ERSE indica que este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

A E-REDES compreende a preocupação da ERSE em monitorizar a sustentabilidade financeira dos operadores.

No entanto, a E-REDES considera ser importante salvaguardar que as opções de financiamento dos agentes não são injustificadamente condicionadas e que o reporte de informação não se torna desnecessariamente pesado em termos administrativos.

A E-REDES também realça a importância de serem definidos e incluídos no regulamento os critérios de caracterização das situações/níveis de risco que podem justificar uma intervenção da ERSE, de modo a que os agentes possam conhecê-los *a priori*.

### **3.2.7 Alterações ao mecanismo de incentivo à redução de perdas**

A ERSE, na proposta de articulado sujeita à presente consulta pública, propõe o desdobramento do incentivo à redução de perdas em 3 componentes:

- componente 1: modelo idêntico ao atual incentivo, mantendo a energia distribuída como base;
- componente 2: partilha com o ORD de parte da receita recuperada em cada ano no âmbito do combate à fraude;
- componente 3: modelo de incentivo à recuperação de energia de fraude, seguindo uma curva *cap and floor* sem banda morta, centrada num valor de referência a definir pela ERSE.

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que aparenta existir margem para melhorar o desempenho no domínio da recuperação das perdas associadas ao consumo ilícito e para o reforço das ações de mitigação que permitam aproximar o valor recuperado do total do consumo ilícito que é estimado, sendo que, atualmente, é recuperado sensivelmente 4% do consumo ilícito estimado, sendo que este corresponde a cerca de 3% da energia distribuída.

As duas novas componentes refletirão, por um lado, uma partilha dos resultados obtidos com o ORD e, por outro lado, os resultados de um mecanismo de incentivo (prémio ou penalização) do desempenho alcançado face a uma trajetória de objetivos que será estabelecida ao longo do tempo.

A E-REDES dá nota que as perdas técnicas, que representam a maior parcela das perdas de energia, só podem ser influenciadas pelo ORD através de uma estratégia de investimento a longo prazo, cujo impacto é negligenciável no horizonte de um período regulatório (e.g., com resultados visíveis num horizonte comparável ao ciclo de vida dos ativos).

Adicionalmente deverá ter-se em consideração que as perdas técnicas variam significativamente, no curto prazo, em função de múltiplos fatores externos, sobre os quais o ORD não possui qualquer controlo, tais como o crescimento da produção distribuída, a distribuição de consumos por nível de tensão, o autoconsumo e as variações do consumo global.

Assim, no curto/médio prazo (e.g., na duração de um período regulatório), a capacidade do ORD para influenciar as perdas cinge-se, essencialmente, à deteção e eliminação de perdas comerciais, pelo que a E-REDES concorda com a criação de novas componentes de incentivo centradas no combate à fraude.

Contudo, os novos incentivos de combate à fraude devem ser calibrados tendo em consideração o reforço de meios que será necessário para atingir os objetivos que vierem a ser definidos, obedecendo a uma lógica custo/benefício positiva para o SEN (um aumento da recuperação de energia em fraude será positivo para o SEN apenas se o custo dos meios necessários não exceder o valor da energia recuperada).

Será importante ter em conta que a natureza das operações de combate à fraude é tal que, a partir de um certo volume de operações, o custo/benefício marginal diminui rapidamente (devido à redução da taxa de sucesso nas inspeções de deteção), pelo que as metas devem ser criteriosamente calibradas.

Atendendo aos fatores supramencionados, a E-REDES considera que a componente 1 do incentivo deveria ser descontinuada, dado que as perdas técnicas (a maior parcela) não são influenciáveis pelo ORD no âmbito de um período regulatório e estão sujeitas a variações exógenas significativas, devido a fatores sobre os quais o ORD não tem qualquer controlo.

Todavia, a manter-se um mecanismo mais próximo do atual, baseado no valor total de perdas, este deveria ser aperfeiçoado, de forma a garantir que:

- a componente 1 do incentivo tenha um baixo impacto financeiro, em termos absolutos e relativos;
- o valor central seja calibrado de acordo com a realidade de partida no arranque do período regulatório (i.e., com os valores observados em anos recentes);
- a calibração do mecanismo tenha em conta o impacto esperado de fatores exógenos cuja evolução é previsível, em particular o crescimento da produção distribuída, e que sejam introduzidos mecanismos para compensar o impacto de fatores exógenos não previsíveis (e.g., alterações significativas dos consumos ou da sua distribuição por nível de tensão).

A E-REDES destaca ainda que, na proposta agora apresentada pela ERSE, o indicador de perdas mantém a sua atual formulação, sendo apurado como uma percentagem do valor absoluto de perdas sobre a energia distribuída.

A E-REDES considera que, sendo uma variável de eficiência, o indicador de perdas deveria ser apurado como o quociente entre as perdas e a energia entrada nas redes, propondo, para o efeito, que a versão final do RT incorpore esta alteração de cálculo do indicador. Adicionalmente, no entender da E-REDES, esta alteração permite alinhar o indicador com o usado na maioria dos países Europeus, indo ao encontro de uma das recomendações que o CEER tem apontado no sentido de uniformizar o indicador entre países<sup>2</sup>.

Por fim, a E-REDES dá nota de que, nos termos da proposta da ERSE, o parâmetro  $ER_{t-2}^D$  da fórmula para a componente 3 se refere ao valor absoluto de energia recuperada pelo ORD no combate à fraude, enquanto que os parâmetros  $R_{t-2}$  e  $R_{REF,t-2}$  (respectivamente, percentagem de energia de fraude recuperada pelo ORD e o seu valor de referência) têm por base o valor total de energia associada a fraude, definido pela ERSE.

Com vista a manter a coerência da fórmula da componente 3, em particular relativamente à base dos indicadores percentuais, a E-REDES propõe que o parâmetro  $ER_{t-2}^D$  seja redefinido como o volume total de energia associada a fraude, a definir pela ERSE.

---

<sup>2</sup> 2<sup>nd</sup> CEER report on power losses, March 2020, pp. 9.

### **3.2.8 Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço**

A ERSE, na proposta de articulado sujeita à presente consulta pública, mantém a redação de enquadramento do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que se encontra atualmente em vigor, a qual remete a forma de cálculo e a definição dos respetivos parâmetros para o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (MPQS).

Por seu lado, a atual versão do RQS define, no ponto 4 do procedimento n.º 5 do MPQS, que o SAIDI MT 5%<sub>t-2</sub> é o valor da média deslizando do SAIDI MT nos anos t-2, t-3 e t-4, não explicitando, contudo, se corresponde à média dos valores registados em cada um desses 3 anos ou à média anual do valor acumulado ao longo dos 3 anos.

No cálculo deste indicador de SAIDI MT 5%, a E-REDES tem vindo a adoptar a primeira abordagem (valor médio dos SAIDI MT 5% de t-2, t-3 e t-4), tendo vindo a verificar, contudo, que esta metodologia introduz uma grande volatilidade no indicador, pelo facto de muitos dos Postos de Transformação (PT) poderem apresentar, pontualmente, níveis de continuidade mais baixos, sem que tal reflecta, necessariamente uma má qualidade de serviço de forma consistente ao longo dos anos. Como consequência desta volatilidade, o indicador acaba por ficar demasiadamente sensível a incidentes não relacionados com assimetrias, o que desvirtua o seu propósito.

Neste contexto, a E-REDES reitera o comentário por si emitido na 94.ª Consulta Pública da ERSE (relativa à revisão do RQS e do MPQS), de que o incentivo teria uma maior eficácia na identificação de assimetrias se a média móvel do indicador SAIDI MT 5% de 3 anos passasse a ser apurada do seguinte modo:

- cálculo do SAIDI MT de cada PT, acumulado ao longo dos 3 anos de análise;
- apuramento dos 5% de PT com pior desempenho neste SAIDI MT acumulado;
- cálculo do valor médio anual de SAIDI MT deste lote de 5% de PT com pior desempenho;
- apuramento do valor de incentivo ou de penalização da componente 2, com base no indicador SAIDI MT 5% apurado como referido acima.

Face ao exposto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita o método de cálculo da componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, nos termos sugeridos acima pela E-REDES.