



134.^a CONSULTA PÚBLICA DA ERSE

Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Sector Elétrico

Comentários da E-REDES

Julho de 2025

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	COMENTÁRIOS GERAIS	2
2.1	Limitação de ganhos ou perdas por desvio na execução de CAPEX AT e MT ..	2
2.2	Remuneração de investimentos no âmbito de acordos de TRC.....	2
2.3	Incentivo aos novos serviços das redes inteligentes	3
2.4	Incentivo à redução de perdas	4
2.5	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	5
2.6	Incentivo à atribuição de capacidade com restrições	6
2.7	Incentivo à instalação de DLR.....	6
2.8	Estudo sobre eventos de tensão na rede de BT	7
2.9	Reporte de informação de operações intragrupo	7
2.10	Duração do Período Regulatório.....	7
2.11	Temas relacionados com Tarifas de Acesso às Redes (TAR)	8
2.11.1	Tarifas aplicáveis a instalações de especial complexidade	8
2.11.2	Isenção de CIEG para os clientes electrointensivos	8
2.11.3	Tarifas para autoconsumo em instalações de Iluminação Pública (IP)....	8
2.11.4	Opção tarifária para faturação de TAR em instalações IP	9
2.12	Regulamentação de aspetos mais significativos para a transição de PR.....	9
2.13	Distribuição temporal do proveito permitido	9
3	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	10
3.1	Artigo 120.º (proveitos de distribuição AT e MT)	10
3.2	Artigo 142.º-C (incentivo ao desempenho técnico da rede de distribuição)	10
3.3	Artigo 143.º (incentivo à redução de perdas na rede de distribuição).....	11
3.4	Artigo 144.º (cálculo do incentivo à redução de perdas).....	11
3.5	Artigos 147.º-B (incentivo à capacidade com restrições na produção)	13
3.6	Artigos 147.º-D (incentivo à capacidade com restrições no consumo).....	13
3.7	Artigo 147.º-E (novo artigo para incentivo à utilização de DLR na RND)	14
3.8	Artigo 177.º (período de regulação)	15

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário (RT) atualmente em vigor foi aprovado em julho de 2023, pelo Regulamento n.º 828/2023, em sede da revisão regulamentar introduzida pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, tendo sido posteriormente alterado pelo Regulamento n.º 39/2025. O RT estabelece os critérios, estrutura e formulação das tarifas de eletricidade e proveitos permitidos das atividades reguladas em Portugal, da qual se inclui a atividade de distribuição empenhada, para a quase totalidade do território nacional, pela E-REDES.

Tendo em conta o início do novo período regulatório (PR), que terá lugar em 2026, e que implicará a revisão e atualização dos parâmetros subjacentes à regulação económica, a revisão do RT constitui uma etapa fundamental na construção do próximo PR 2026-2029. É neste enquadramento que a ERSE colocou em consulta pública, no passado dia 23 de maio de 2025, a proposta de revisão do RT, a qual introduz várias alterações ao nível dos proveitos permitidos, incluindo novos eixos de remuneração associados a investimentos em reforço da rede na modalidade de acordo com o Operador de Rede (OR), revisões aos incentivos existentes e a introdução de incentivos adicionais com vista a acelerar as ligações à rede e otimizar a utilização da infraestrutura existente, assim como mecanismos de ajuste da remuneração em função da execução de CAPEX.

Face aos desafios colocados pela transição energética e à crescente necessidade de dotar as infraestruturas de distribuição de maior inteligência e capacidade de receção, para responder de forma atempada às exigências da descarbonização, importa garantir que a rede não se torne um fator limitativo deste processo.

É neste contexto que a E-REDES agradece a oportunidade de participar na presente consulta pública da ERSE, manifestando a expectativa de que os seus contributos possam ajudar à construção de um quadro regulatório estável, previsível e alinhado com os objetivos da transição energética.

2 COMENTÁRIOS GERAIS

2.1 Limitação de ganhos ou perdas por desvio na execução de CAPEX AT e MT

A proposta de revisão do RT apresentada pela ERSE inclui uma alteração à formulação do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, com a qual o limiar da banda moderada passa a poder assumir dois valores distintos, em função do grau de transição de investimentos previstos e realizados entre dois PR.

De acordo com o referido no documento justificativo, esta proposta é motivada pelo facto de a conjuntura atual, de necessidades crescentes de investimento nas redes, aumentar a possibilidade de ocorrerem desvios entre os investimentos realizados e os investimentos inicialmente previstos e incorporados no TOTEX no início do PR.

No entender da E-REDES, a opção regulatória de basear a determinação de proveitos permitidos de uma empresa regulada numa metodologia de *revenue cap* aplicada a TOTEX visa fomentar a procura de ganhos de eficiência em CAPEX e OPEX, sendo que, no modelo implementado pela ERSE para o atual PR, o mecanismo de partilha de ganhos e perdas já permite limitar eventuais desvios, positivos ou negativos, da rentabilidade das empresas reguladas (face à rentabilidade regulatória).

Neste contexto, o mecanismo adicional de ajustamento das bandas de partilha agora proposto representa um desvio adicional em relação a um modelo TOTEX puro, introduzindo uma assimetria entre o tratamento regulatório de CAPEX e OPEX, que pode contribuir para desvirtuar o modelo. No sentido de mitigar este impacto, a E-REDES considera que o limite do desvio necessário para ativação do mecanismo deverá ser suficientemente elevado para garantir que a alteração das bandas ocorre apenas em situações limite, de grande desvio na execução do CAPEX face ao previsto. No mesmo sentido, a contração da banda moderada por atuação deste novo mecanismo deverá ser limitada, sob pena de se prejudicar o incentivo à eficiência no OPEX.

Adicionalmente, a E-REDES sinaliza que importa clarificar diversos aspetos para a operacionalização do mecanismo agora proposto. Em concreto, será importante clarificar se o desvio será apurado com base no nível de investimento executado ou na comparação entre os níveis projetados e reais de evolução do RAB e em que medida serão incorporadas as atualizações de PDIRD previstas na legislação ou até alterações de investimento previstas na regulamentação (por exemplo, alterações à calendarização de investimentos ou incorporação de investimentos alternativos ou supervenientes ao PDIRD).

Por fim, a E-REDES saliente que será importante clarificar atempadamente eventual informação de reporte adicional que seja necessário disponibilizar para apuramento do *grau de execução dos investimentos* no âmbito deste mecanismo, de modo a que as empresas reguladas possam identificar e preparar antecipadamente eventuais necessidades de adaptação dos seus processos e sistemas de informação.

2.2 Remuneração de investimentos no âmbito de acordos de TRC

A proposta de revisão do RT objeto da presente consulta inclui, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição em AT e MT, uma parcela que assegura a regulação e o equilíbrio económico e financeiro dos operadores de rede na atribuição de Título de Reserva de Capacidade (TRC) na modalidade de acordo. De acordo com o documento justificativo que acompanha a proposta, esta parcela considera as receitas resultantes destes acordos e os custos totais das infra-estruturas, após análise criteriosa da ERSE.

A E-REDES considera que, como referido pela ERSE no documento justificativo, a proposta apresentada poderá contribuir para nivelar as condições para a celebração de acordos, aplicáveis à execução de investimento financiado pelo ORD, evitando potencial descapitalização da empresa num cenário de adoção em larga escala de acordos. De facto,

a E-REDES dá nota de que, seguindo o enquadramento atual, a receita proveniente dos acordos por si celebrados, na qualidade de concessionário da RND, reverte integralmente para a tarifa. Neste contexto, a E-REDES considera que o mecanismo proposto se justifica, dado que, no enquadramento atual, o operador tem o ónus de executar o investimento e gerir a relação contratual com os operadores sem qualquer contrapartida financeira.

Todavia, a E-REDES dá nota de que, embora o mecanismo proposto constitua um incentivo à disponibilidade do operador da RND para execução de investimentos no âmbito de acordos, importa ter presente que, de acordo com a legislação em vigor, a determinação de atribuição de capacidade nesta modalidade cabe exclusivamente ao Governo, cabendo aos operadores a função de identificarem as soluções técnicas de ligação mais adequadas e os respetivos custos, comunicando-os, em condições de transparência e não discriminação, aos potenciais interessados.

Tendo presente a fundamentação do mecanismo proposto, enquanto forma de incentivar os operadores a realizarem investimentos em situações que não originam um ativo remunerado, a E-REDES considera que seria benéfica para o SEN a extensão deste mecanismo a situações de investimentos realizados com financiamento a fundo perdido. De facto, a realização de investimentos com financiamento a fundo perdido é uma situação em tudo análoga à dos acordos para criação de capacidade. No entender da E-REDES, esta medida criaria um incentivo para os operadores promoverem ativamente e recorrerem a este tipo de financiamentos, com benefício para os consumidores e para o SEN em geral, num contexto em que se discute a nível europeu a criação deste tipo de instrumentos, no quadro das significativas necessidades de investimento em redes identificadas para os próximos anos.

2.3 Incentivo aos novos serviços das redes inteligentes

No documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do RT, a ERSE refere que pretende manter o atual incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT. Todavia, a ERSE sinaliza que, para o futuro, importa reformular o incentivo no sentido de promover o bom funcionamento dos novos serviços e maximizar a sua utilidade para os clientes, em vez de o ancorar num salto tecnológico como aconteceu em 2019, prevendo promover esta discussão no âmbito da adaptação do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI) à transposição da Directiva EU 2024/1711.

A este respeito, a E-REDES destaca que as redes inteligentes assumem um papel cada vez mais central no funcionamento do sector elétrico, já constituindo, atualmente, um *enabler* chave da transição energética, nomeadamente ao nível da facilitação de novos serviços e modelos de organização do mercado (armazenamento, flexibilidade, multisserviço por ponto de entrega, etc.) e no suporte a uma monitorização e gestão cada vez mais ativa da BT (novos alarmes, informação mais tempestiva, integração em ADMS, etc.).

O incentivo definido pelo atual enquadramento regulatório contribuiu para a viabilização da 1.^a vaga de *roll-out*, em complemento com parte das poupanças incrementais de OPEX decorrentes do fim de parte significativa das operações locais. Ainda assim, a E-REDES realça que o atual incentivo não permite a total recuperação dos custos por parte do ORD, penalizando significativamente a sua rentabilidade face ao valor de referência definido pela ERSE. Adicionalmente, a E-REDES destaca que as poupanças incrementais de OPEX acima referidas, para além de serem progressivamente transferidas para os consumidores, já não se verificam após o final do *roll-out* nem se verificarão nas próximas vagas de instalação, uma vez que estas campanhas já não se materializam na eliminação de mais operações locais, mas apenas na garantia da continuidade de um quadro de prestação de serviços próximo do que passou a verificar-se após o final de 2024 (com a conclusão do *roll-out*).

Face ao exposto, a E-REDES considera que o atual enquadramento regulatório não cria um contexto sustentável para a manutenção, desenvolvimento e melhoria contínua de uma infraestrutura de redes inteligentes cada vez mais crítica para o SEN. A E-REDES entende

como positivo o facto de a ERSE, na presente consulta, reconhecer a importância de existir uma revisão do atual incentivo para promoção do bom funcionamento dos serviços, considerando imprescindível que esta revisão ocorra num horizonte compatível com as decisões de investimento previstas para o próximo PR, tendo em conta os *timings* necessários à especificação, desenvolvimento e aprovisionamento da nova geração de equipamentos.

Independentemente do modelo que venha a ser escolhido, a E-REDES considera que o futuro incentivo deve permitir a recuperação integral dos custos da infraestrutura, de forma sustentada e recorrente ao longo do tempo.

2.4 Incentivo à redução de perdas

A proposta do RT apresentada na presente consulta propõe a manutenção de uma componente 1 semelhante à atual, com um valor central ajustado anualmente em função da proporção de consumo BT face ao consumo total. Adicionalmente, a E-REDES propõe a eliminação da atual componente 3 e a concentração, na atual componente 2, do incentivo do incentivo a uma atuação diligente do ORD no combate à Apropriação Indevida de Energia (AIE).

Relativamente à proposta para a componente 1, a E-REDES realça que o indicador de perdas apresenta uma grande variabilidade de ano para ano, sobretudo devido a fatores que não são controláveis pelo ORD no horizonte temporal de um PR e que só conseguem ser influenciados, em grande medida, com alterações profundas a longo prazo na rede. Adicionalmente, a E-REDES destaca que o atual contexto de transição energética suscita várias tendências que influenciam a evolução das perdas técnicas, mas sobre as quais o ORD também não tem praticamente controlo durante o PR, cujo impacto nas perdas pode ser incerto ou mesmo negativo.

Face ao exposto, a E-REDES considera que a componente 1 deveria ser eliminada. No entanto, caso a ERSE decida manter esta componente, a E-REDES entende que, sem prejuízo da incorporação do ajuste do valor central em função da proporção de consumo BT face ao consumo total, que a E-REDES reconhece como uma medida positiva, o valor central deve ser calibrado para a média observada no atual PR e não deve incorporar, como base, uma tendência decrescente ao longo do PR, dado que não existe fundamento para antecipar tal evolução.

Relativamente às componentes de incentivo ao combate à AIE, a E-REDES concorda com a eliminação da atual componente 3, uma vez que a possibilidade de penalização do ORD não reflete devidamente o facto de a deteção construir sempre um benefício para o SEN. Por outro lado, a E-REDES realça que os incentivos de combate à AIE se tornam menores à medida que o ORD se torna mais célere na deteção e regularização de AIE, uma vez que tal reduz a recuperação de faturação usada para a componente 2 e o volume de AIE detetada que é considerada para a atual componente 3. Para além disso, é importante considerar os benefícios para o SEN decorrentes do custo evitado com a resolução de situações de AIE (i.e. o custo que se verificaria se a situação de AIE se prolongasse). Por estes motivos, a E-REDES propõe a substituição da atual componente 3 por um novo incentivo assente na partilha, com o ORD, da valorização do consumo evitado sempre que é detetada e eliminada uma situação de AIE (e.g. considerando o consumo correspondente a 1 ano). Em termos práticos, propõe-se um mecanismo análogo e complementar (adicional) à atual componente 2, mas que valorize um determinado período (e.g. 1 ano) de consumo evitado, assegurando a manutenção de um incentivo à deteção e resolução de situações de AIE, apesar da redução da duração das situações detetadas.

2.5 Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

Na proposta de RT atualmente em consulta, a ERSE propõe manter o incentivo à melhoria da continuidade de serviço, sinalizando que procederá a ajustes ao nível parâmetros das componentes, nomeadamente dos valores de referência e da banda neutra, de forma a manter o desafio regulatório e refletir o potencial técnico de melhoria ainda existente.

Adicionalmente, a ERSE refere que, na próxima revisão do RQS, procederá à redefinição do processo de classificação como evento excecional, restringindo-o exclusivamente a incidentes de grande impacto, sinalizando, ainda assim, que a eventual concretização desta alteração deverá ser acompanhada de uma revisão dos parâmetros do incentivo, de forma a ter em conta o impacto dos eventos atualmente considerados como excecionais que, eventualmente, deixariam de ter essa classificação com a alteração anteriormente referida.

A E-REDES começa por destacar que as componentes deste incentivo têm sido eficazes na promoção, da parte do operador da RND, de uma melhoria significativa e sustentada dos indicadores de continuidade de serviço globais e na redução de assimetrias entre regiões. Neste contexto, a E-REDES entende que, como nota geral para este incentivo, seria manter o operador da RND na zona ativa de incentivo nas duas componentes, de forma a que o mecanismo continue a conferir um incentivo efetivo à melhoria da continuidade de serviço.

Relativamente à possível revisão dos critérios de classificação de eventos como excecionais, a E-REDES nota que os indicadores de continuidade de serviço — em particular o SAIDI — são elementos essenciais na avaliação e comparação da continuidade do serviço prestado pelos ORD, amplamente utilizados em análises de *benchmarking* por entidades e *stakeholders* de referência no sector, como é o caso do CEER. Neste contexto, a E-REDES sinaliza que uma alteração dos critérios para a classificação e exclusão de eventos dos indicadores, como a referida pela ERSE, se traduzirá num agravamento imediato dos indicadores de continuidade de serviço da E-REDES, representando uma descontinuidade na trajetória de redução e estabilização que estes indicadores têm registado ao longo dos últimos anos e prejudicando a comparabilidade intertemporal e entre pares.

A E-REDES realça que, à primeira vista, dificilmente este agravamento nos indicadores será associado à alteração de critério de classificação de eventos que o motivará (sem impacto na continuidade de serviço percebida pelos consumidores), podendo ser incorretamente interpretado, sobretudo a nível internacional, como uma degradação do serviço prestado pelo operador da RND em Portugal Continental. A este nível, importa referir que em outros países europeus, como Espanha, os eventos reconhecidos como tendo origem em terceiros são excluídos dos indicadores de continuidade de serviço usados para efeitos de incentivo dos ORD, o que penalizará a comparação com os indicadores de Portugal, caso a proposta de revisão de critérios de classificação de eventos se concretize.

Ainda sobre este tema, a E-REDES realça que, apesar de não apresentarem probabilidade estatisticamente reduzida, estes eventos configuram situações de caso fortuito ou de força maior, resultantes, em grande parte, de causas externas à atividade do ORD, sendo importante referir que, na maioria das situações, não é possível ou económico prevenir este tipo de incidentes.

Face ao exposto, a E-REDES propõe que a ERSE mantenha os atuais critérios para a classificação de eventos e para a sua exclusão dos indicadores. Ainda assim, caso a ERSE opte por promover esse tipo de revisão, a E-REDES entende que o *off-set* a introduzir no indicador terá de ser devidamente calibrado com base no histórico, com margem para acomodar a volatilidade registada nestes eventos ao longo dos últimos anos (e.g. considerando os valores mais elevados registados num período histórico alargado).

2.6 Incentivo à atribuição de capacidade com restrições

A atribuição de capacidade com restrições encontra-se definida pelo Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI), aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023. Segundo o RARI, para novos pedidos de ligação para os quais o ORD conclua não existir capacidade disponível para ligação firme, este deverá disponibilizar acesso à rede com restrições. No caso de instalações de produção e armazenamento, o acesso com restrições encontra-se regulamentado, sendo as condições para o acesso especificadas no TRC e/ou na respetiva licença de produção. No caso das instalações de consumo, uma vez que o consumo deverá ser satisfeito por princípio, o acesso com restrições deverá ser apresentado como alternativa e enquadra-se como projeto-piloto.

A atribuição de capacidade com restrições constitui um importante vetor para acelerar as ligações à rede, que ficam pendentes, em muitos casos, do desenvolvimento da capacidade de rede necessária para o caso de ligações firmes. Neste sentido, a E-REDES congratula a proposta apresentada pela ERSE para inclusão de duas novas componentes de incentivo, relativas à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, para consumo e geração, para condições de ligação que prevejam um nível de restrições abaixo das 1500 horas anuais.

No documento justificativo a ERSE reconhece a dependência da atribuição de capacidade com restrições, da existência de disponibilidade de receção por parte do ORT, propondo, como complemento do presente incentivo, um outro direcionado ao ORT, para viabilização da capacidade atribuída pelo ORD para ligações às suas redes. A E-REDES acrescenta que, para além da atual dependência do ORT, a atribuição de capacidade com restrições ocorre mediante aceitação do cliente, e nos termos acordados com este. Neste âmbito, tendo em conta que o ORD não tem controlo sobre o nível de adesão dos clientes/produtores, não existindo experiência/base sólida para arbitrar um volume ideal/expectável de ligações a realizar no PR, e considerando que o valor incremental criado com uma ligação é independente do volume global, a E-REDES sugere que o incentivo seja formulado num modelo similar ao da componente 2 de combate à AIE, assentando na partilha com o ORD do valor criado para o SEN por cada MVA atribuído com restrições, em comparação com a alternativa de reforço da rede para criação de capacidade firme.

2.7 Incentivo à instalação de DLR

Na proposta de RT, a ERSE propõe um novo incentivo à utilização de soluções de *Dynamic Line Rating* (DLR) por parte do Gestor Global do Sistema (GGS). Para o efeito, a ERSE propõe um mecanismo de incentivo e penalização em torno de um indicador de referência a fixar pela ERSE. De acordo com a proposta da ERSE, o indicador de DLR para efeitos deste incentivo depende da percentagem de rede coberta por DLR e do rácio entre a capacidade marginal identificada por DLR e a capacidade estática da rede.

A E-REDES reconhece o potencial das soluções de DLR para o atual contexto de transição energética, tendo em custo projetos piloto para teste de diversas soluções tecnológicas alternativas. Efetivamente, este tipo de sistemas pode contribuir para uma exploração otimizada dos ativos existentes, possibilitando a criação de capacidade adicional em redes existentes, constituindo um benefício para o SEM ao permitir evitar ou diferir o investimento que seria necessário para criação dessa capacidade através do reforço da rede. Por outro lado, a E-REDES considera que não existe ainda experiência ou uma base objetiva para arbitrar um valor alvo de percentagem de rede a abranger por esta tecnologia no horizonte do PR. Neste sentido, a E-REDES considera que o incentivo não deve ter por base um valor de referência, mas sim um modelo semelhante ao da componente 2 do incentivo de combate à AIE, assentando na partilha, com o operador, do benefício gerado para o SEN por cada MVA criado com recurso a DLR, contabilizado através do custo evitado do investimento teria de ser feito para criar idêntica capacidade através de reforço da rede.

Adicionalmente, a E-REDES considera que os critérios que servem de base à introdução de um incentivo deste género para o GGS também se aplicam ao operador da RND, nomeadamente a aplicabilidade deste tipo de soluções e os indicadores de reporte referidos pela ERSE no documento justificativo (os quais, à luz do estabelecido pela Directiva n.º 9/2024 da ERSE, se aplicam em igual medida ao ORT e ao operador da RND).

Face ao exposto, a E-REDES considera que a criação de um incentivo à instalação de DLR conforme discutido acima deve ser aplicada também ao operador da RND.

2.8 Estudo sobre eventos de tensão na rede de BT

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE propõe a realização de um estudo a desenvolver pela E-REDES, que deverá incluir a recolha de indicadores para avaliação de sobretensões e subtensões, com base nos dados recolhidos automaticamente pelos Equipamentos de Medição Inteligente (EMI) instalados na rede BT. Ainda de acordo com a ERSE, este estudo servirá de base à avaliação da viabilidade de um novo mecanismo de incentivo, orientado para mitigação das variações de tensão.

A E-REDES reconhece a importância deste estudo para uma melhor caracterização e para a promoção de uma melhoria sustentada da qualidade de energia elétrica ao nível da BT.

2.9 Reporte de informação de operações intragrupo

Na proposta de revisão submetida à presente consulta, a ERSE substitui a solicitação de documentação relativa aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT) pela obrigatoriedade de reporte de um conjunto de informação relativa a operações intragrupo, que forneça, entre outros aspectos, mais detalhe sobre natureza das operações, informação sobre a origem dos gastos para formulação dos custos a imputar a cada empresa do mesmo grupo económico e critérios de alocação de gastos.

A E-REDES sinaliza que a revisão proposta pela ERSE não substitui a preparação anual da informação relativa aos DFPT, uma vez que, actualmente, a Autoridade Tributária (AT) exige o envio desta informação referente a cada ano até ao dia 15 de Julho do ano seguinte, prevendo a actual versão do RT que esta informação deve ser enviada à ERSE até 15 dias úteis após essa data. Por este motivo, o novo conjunto de informação agora sugerido pela ERSE representará incontornavelmente um acréscimo do volume e da complexidade da preparação de informação de reporte por parte das empresas reguladas.

Neste contexto, a E-REDES considera que o prazo a estabelecer para este novo reporte deve estar alinhado o prazo de 31 de Julho, em linha com o actualmente praticado para o reporte da informação dos DFPT.

2.10 Duração do Período Regulatório

A proposta de articulado apresentada na presente consulta mantém a duração do PR em 4 anos, não sendo iniciada pela ERSE, no documento justificativo, qualquer discussão no sentido de alterar esta disposição.

A E-REDES começa por realçar que a duração actualmente definida, introduzida para o atual PR, constituiu uma alteração positiva face à duração definida anteriormente (3 anos), na medida em que permitiu aproximar a duração do PR de Portugal com a observada em muitos países da União Europeia.

Porém, no entender da E-REDES, um aumento da duração para 5 anos conferiria maior previsibilidade ao SEN e ao ORD, parecendo adequada a um contexto de modelo TOTEX já com alguma maturidade, como é o caso do praticado em Portugal continental. Acresce referir que, apesar da maior aproximação ao contexto europeu permitida pela anterior alteração, a

maioria dos países europeus apresenta uma duração de PR superior, precisamente na ordem dos 5 anos.

Adicionalmente, a E-REDES realça que o início do próximo PR coincide com o início do próximo ciclo de PDIRD, pelo que o aumento da duração do próximo PR para 5 anos constitui uma oportunidade de exceção, irrepetível a médio prazo, para alinhar estes dois instrumentos.

Neste sentido, a E-REDES propõe que, na versão final da revisão do RT em consulta, a duração do PR seja alterada de 4 para 5 anos.

2.11 Temas relacionados com Tarifas de Acesso às Redes (TAR)

2.11.1 Tarifas aplicáveis a instalações de especial complexidade

O n.º 6 do artigo 184.º do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) estabelece a possibilidade de existirem instalações de especial complexidade que disponham de pontos de medição internos às instalações dos utilizadores de rede.

Sobre este tema, a E-REDES destaca que a proposta de reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) submetida recentemente a discussão na 130.^a Consulta Pública prevê, no artigo 11.º, uma densificação do conceito de instalações de especial complexidade que faz referência ao apuramento de grandezas para efeitos de faturação. Em linha com os comentários tecidos na referida Consulta Pública, a E-REDES considera que deve ser estabelecido, também ao nível do RT, um enquadramento compatível com o proposto para o GMLDD que permita estabelecer e flexibilizar as regras de faturação aplicáveis a estas instalações.

2.11.2 Isenção de CIEG para os clientes electrointensivos

A revisão do Decreto-Lei n.º 15/2022 materializada no Decreto-Lei n.º 99/2024 veio introduzir o enquadramento para isenção parcial dos CIEG para clientes electrointensivos.

De acordo com o atual enquadramento legislativo, os clientes electrointensivos estão sujeitos a uma isenção parcial de CIEG, incidente sobre a tarifa de UGS, que pode assumir os valores de 75% ou de 85% em função de uma classificação de risco do sector, prevista no Anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as *“Orientações relativas a auxílios estatais à protecção do clima e do ambiente e à energia 2022”* e do cumprimento de determinados requisitos de consumo.

Neste âmbito, a E-REDES reforça que a aplicação do presente mecanismo na faturação das TAR depende de uma identificação prévia clara da DGEG das instalações com isenção, assim como o nível de isenção a aplicar.

2.11.3 Tarifas para autoconsumo em instalações de Iluminação Pública (IP)

Na sua redação atual, o RT não prevê a existência de tarifas de autoconsumo específicas para instalações de IP. Todavia, tendo em conta o crescimento e dinamismo que o autoconsumo tem registado nos últimos anos, a E-REDES considera muito provável o aparecimento de instalações deste género no futuro, sendo importante, no seu entender, aproveitar a oportunidade conferida pela presente revisão do RT para prever TAR aplicáveis a estas situações.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado inclua TAR aplicáveis a instalações IP com autoconsumo. Ainda a este respeito, a E-REDES considera que o articulado deve tornar claro qual o enquadramento tarifário aplicável à utilização de autoconsumo pela RESP quando estejam em causa instalações de IP.

2.11.4 Opção tarifária para faturação de TAR em instalações IP

À luz da atual redação do RT, na faturação de autoconsumo através da RESP às EGAC é usada a mesma opção tarifária (ciclo horário) considerada para a faturação de TAR aos comercializadores, seguindo a seleção do consumidor. A aplicação desta regra a instalações de IP implica desafios específicos, devido ao facto de a potência contratada ser apurada em função da potência tomada e de, na maioria das situações, os clientes (municípios) não disporem de mecanismos de controlo da potência tomada (a qual acaba por ficar dependente das características da rede, em particular do número de luminárias e da extensão dos circuitos).

A título de exemplo, num cenário de uma instalação de IP com opção tarifária (ciclo horário) em que, fruto de alterações ao circuito da instalação, a potência tomada venha a exceder o valor de 20,7 kVA, deixa de existir definição de tarifa bi-horária e de tarifa simples aplicável à IP.

Face ao exposto, a E-REDES propõe que, especificamente para instalações de IP, sejam definidas tarifas simples, bi-horárias e tri-horárias aplicáveis independentemente de a potência contratada se situar abaixo ou acima de 20,7 kVA.

2.12 Regulamentação de aspetos mais significativos para a transição de PR

Atualmente, muitos dos aspetos com impacto na definição do modelo de regulação económica das empresas reguladas não estão enquadrados regulamentarmente, sendo definidos e descritos pela ERSE nos documentos de proveitos e tarifas, nomeadamente no documento de parâmetros para o PR que é publicado antes do início de cada período.

No entender da E-REDES, a inclusão de alguns destes temas ao nível do RT permitiria uma discussão mais abrangente e informada e conferiria maior previsibilidade e transparência ao ORD e ao sector. Neste âmbito, a E-REDES destaca, pela sua particular densidade e impacto para os proveitos do ORD, as regras e procedimentos seguidos para reposicionamento das bases de proveito, tanto ao nível dos custos de capital como ao nível do OPEX.

Neste contexto, a E-REDES sugere que em futuras versões do RT seja incluída uma secção enquadadora dos princípios e procedimentos a aplicar na definição da base de proveitos das empresas reguladas em futuras mudanças de PR (sem prejuízo da necessária flexibilidade da ERSE para fixação de parâmetros).

2.13 Distribuição temporal do proveito permitido

No caso particular da definição da base de proveitos para recuperação de custos de capital, na transição para o atual PR a ERSE aplicou um alisamento às projeções de evolução da *Remunerated Asset Base* (RAB) e de amortizações fornecidas pela E-REDES para o período compreendido entre 2022 e 2025. Este alisamento consistiu no apuramento de uma anuidade que, aplicada ao longo do PR, permitisse recuperar, em valores atualizados à taxa de remuneração de referência, o valor atualizado dos proveitos que seriam recebidos caso fossem diretamente consideradas as projeções da E-REDES. De forma a aplicar o fator IPIB-X apenas ao CAPEX executado para o atual PR, a ERSE usou esta metodologia considerando de forma diferenciada as projeções de RAB e de amortizações para o CAPEX realizado até final de 2021 e para o CAPEX prospetivado para o atual PR.

Esta linearização formulada pela ERSE implica um desfasamento entre as distribuições temporais de custos e proveitos, que tenderá a agravar-se em contextos de forte investimento como o que se perspetiva para o próximo PR e que, ao nível das contas reportadas pela E-REDES, pode dar origem a perceções erradas sobre a evolução dos resultados da empresa, inclusive junto dos investidores e dos mercados de capitais. Por outro lado, a E-REDES sinaliza que a adoção de um perfil de proveitos mais aderente aos custos reais, para além de

reduzir o efeito anteriormente referido, reduz a descontinuidade entre os proveitos de 2025 e de 2026, promovendo uma distribuição temporal mais gradual do impacto tarifário. Face ao exposto, a E-REDES propõe que, para o próximo PR, a ERSE considere a formulação de um perfil de distribuição temporal de proveitos mais aderente à projeção de evolução dos custos, preferencialmente em linha com as projeções de evolução de RAB e de amortizações consideradas. A E-REDES sinaliza que a adoção de um perfil deste género não impede a aplicação do fator IPIB-X aos proveitos relativos à recuperação de custos de capital de CAPEX realizado de 2026 em diante. De facto, este objetivo poderá ser atingido aplicando, às projeções consideradas (convertidas de preços constantes de 2024 para 2026), os valores de IPIB-X de cada ano, considerando, de 2028 em diante, o efeito acumulado dos fatores IPIB-X dos anos anteriores.

3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

3.1 Artigo 120.º (proveitos de distribuição AT e MT)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.2, a E-REDES propõe a adaptação da redacção do artigo 12.º, de forma a estender a aplicação do mecanismo proposto pela ERSE a projectos suportados por instrumentos de financiamento a fundo perdido.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 10 do artigo 120.º de acordo com o seguinte excerto:

“10 – O ajustamento ($\Delta R_{URD,NT,t-2}^D$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,NT,t-2}^D = \left[Rf_{URD,NT,t-2}^D - \left(R_{URD,NT,t-2}^D + CCXT_{URD,NT,t-2} + FP_TRC_{URD,NT,t-2} + IMDD_{URD,NT,t-2} - CQS_{URD,NT,t-2} \right) \right] \times (\dots)$$

em que:

(...)

FP_TRC_{URD,NT,t-2} proveitos que asseguram o equilíbrio económico-financeiro em projectos suportados por instrumentos de financiamento a fundo perdido e na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, com base nos valores verificados em t-2 (...)

3.2 Artigo 142.º-C (incentivo ao desempenho técnico da rede de distribuição)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.7, a E-REDES propõe que o artigo 142.º-C inclua uma parcela adicional, respeitante à inclusão de um incentivo à instalação de DLR na RND, aplicável ao operador da RND.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 2 do artigo 142.º-C de acordo com o seguinte excerto:

“2 – O incentivo aplica-se à entidade concessionária da RND, enquanto operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental e operador da rede de distribuição em BT, e inclui diversas componentes conforme a expressão seguinte:

$$IMDD_{URD,t-2} = IRP_{URD,t-2} + IQS_{URD,t-2} + TINS_{URD,t-2} + IACR_{inj\ URD,t-2} + IACR_{cons\ URD,t-2} + I_{DLR_{URD,t-2}}$$

em que: (...)

I_{DLR_{URD,t-2}} incentivo à utilização de DLR por parte do operador da RND em t-2”

3.3 Artigo 143.º (incentivo à redução de perdas na rede de distribuição)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.4, a E-REDES propõe a reformulação da redacção do artigo 143.º, de forma a focalizar o incentivo no combate à AIE.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Introduzir um novo n.º 12 no artigo 120.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 – O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a detectar e regularizar situações de apropriação indevida de energia.

2 – O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 120.º e do Artigo 121.º, e deverá ter por base a partilha, com o operador da RND, dos benefícios gerados para o SEN com a detecção e regularização de situações de apropriação indevida de energia na RND e nas redes BT a ele concessionadas, seguindo a formulação do artigo 144.º.”

3.4 Artigo 144.º (cálculo do incentivo à redução de perdas)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.4, a E-REDES propõe a reformulação do artigo 144.º, de forma a reflectir a eliminação da actual componente 1, baseada no indicador de perdas globais, e a substituir a actual componente 3, baseada na energia de AIE detectada anualmente, por um novo incentivo que permita a partilha, com o ORD, do benefício gerado com a AIE evitada para o futuro (a 12 meses) por cada situação de AIE detectada e regularizada.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 144.º de acordo com o seguinte excerto:

“Artigo 144.º

Metodologia de cálculo do incentivo

1 – O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ($IRP_{URD,t-2}$) é calculado da seguinte forma:

$$IRP_{URD,t-2} = PP_{1,URD,t-2} + PP_{2,URD,t-2}$$

em que:

$PP_{1,URD,t-2}$ componente 1, associada aos montantes devolvidos ao sistema;

$PP_{2,URD,t-2}$ componente 2, associada aos montantes de AIE evitados para o futuro (a 12 meses);

2 – A componente 1 ($PP_{1,URD,t-2}$) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{1,URD,t-2} = k_{PP1,URD,t-2} \times MR_{t-2}$$

em que:

$k_{PP1,URD,t-2}$ coeficiente de partilha a definir pela ERSE;

$MR_{URD,t-2}$ montante recuperado no âmbito das acções de mitigação de AIE no ano t-2, em EUR;

3 – A componente 2 ($PP_{2,URD,t-2}$) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2,URD,t-2} = k_{PP2,URD,t-2} \times E_{AIE_an_{t-2}} \times VAL_{AIE_{t-2}}$$

em que:

$k_{PP2,URD,t-2}$ coeficiente de partilha a definir pela ERSE;

$E_{AIE_an_{URD,t-2}}$ total de energia eléctrica das situações de AIE detectadas na rede de distribuição no ano t-2, convertidas dos respectivos tempos de duração para 12 meses de acordo com o n.º 4, em kWh;

$VAL_{AIE_an_{URD,t-2}}$ valorização da energia de AIE contabilizada para a variável, correspondente ao valor unitário de energia usado para o cálculo de $MR_{URD,t-2}$ do número anterior, em EUR/kWh;

4 – Para efeitos do número anterior, $E_{AIE_an_{URD,t-2}}$ é dada pela seguinte expressão:

$$E_{AIE_an_{URD,t-2}} = \sum_{i=1}^N \frac{E_{AIE_{i,URD,t-2}}}{T_{AIE_{i,URD,t-2}}} \times 12$$

em que:

$E_{AIE_{i,URD,t-2}}$ total de energia eléctrica da situação de AIE i detectada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh;

$T_{AIE_{i,URD,t-2}}$ duração da situação de AIE i detectada no ano t-2, em meses;

N número total de situações de AIE detectadas no ano t-2.”

3.5 Artigos 147.º-B (incentivo à capacidade com restrições na produção)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.6, a E-REDES propõe a adaptação do artigo 147.º-B para a formulação de um incentivo à atribuição de capacidade de acesso com restrições, aplicável a instalações de produção e armazenamento autónomo, baseado na partilha com o operador da RND do benefício marginal gerado pelo uso de capacidade com restrições para além da capacidade que poderia ser atribuída como firme.

A E-REDES propõe que esta formulação alternativa tenha em conta a valorização deste benefício, que deverá ter por base o diferimento anual do investimento que seria necessário realizar para garantir como firme a capacidade atribuída com restrições.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 147.º-B de acordo com o seguinte excerto:

“Artigo 147.º-B

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{inj\ URD}$) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\ URD} = Cap_{ACR_{inj\ RND,t-2}} \times Valor_MVA \times k_{inj}$$

em que:

$IACR_{inj\ URD}$ *incentivo anual a receber pelo ORD, em EUR;*

$Cap_{ACR_{inj\ RND,t-2}}$ *volume de capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, medida em MW, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1.500 horas anuais;*

$Valor_MVA$ *valorização, em EUR/MVA, do benefício gerado pelo diferimento anual do investimento necessário para criar 1 MVA de capacidade como firme, a definir anualmente pela ERSE com base em proposta do operador da RND;*

k_{inj} *coeficiente de partilha do benefício com o ORD aplicável ao incentivo $IACR_{inj\ URD}$.*

3.6 Artigos 147.º-D (incentivo à capacidade com restrições no consumo)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.6, a E-REDES propõe a adaptação dos artigo 147.º-D para a formulação de um incentivo à atribuição de capacidade de acesso com restrições, aplicável a instalações de consumo, baseado na partilha com o operador da RND do benefício marginal gerado pelo uso de capacidade com restrições para além da capacidade que poderia ser atribuída como firme.

A E-REDES propõe que esta formulação alternativa tenha em conta a valorização deste benefício, que deverá ter por base o diferimento anual do investimento que seria necessário realizar para garantir como firme a capacidade atribuída com restrições.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 147.º-D de acordo com o seguinte excerto:

“Artigo 147.º-D

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade da RND, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{cons\ URD}$) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{cons\ URD} = Cap_{ACR_{cons\ RND,t-2}} \times Valor_MVA \times k_{cons}$$

em que:

$IACR_{cons\ URD}$ *incentivo anual a receber pelo ORD, em EUR;*

$Cap_{ACR_{cons\ RND,t-2}}$ *volume de capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, medida em MW, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1.500 horas anuais;*

$Valor_MVA$ *valorização, em EUR/MVA, do benefício gerado pelo diferimento anual do investimento necessário para criar 1 MVA de capacidade como firme, a definir anualmente pela ERSE com base em proposta do operador da RND;*

k_{cons} *coeficiente de partilha do benefício com o ORD aplicável ao incentivo $IACR_{cons\ URD}$. ”*

3.7 Artigo 147.º-E (novo artigo para incentivo à utilização de DLR na RND)

Em linha com os comentários tecidos no ponto 2.7, a E-REDES propõe a criação de um novo artigo (eventualmente designado por artigo 147.º-E, à luz da proposta de articulado colocada em discussão) que formule um incentivo à utilização de DLR na RND, aplicável ao operador da RND.

No entender da E-REDES, este incentivo deve consistir na partilha, com o operador da RND, do benefício gerado para o SEN com a capacidade marginal, face à capacidade estática (considerada actualmente sem recurso a DLR), que é possível identificar com recurso a DLR, correspondendo este benefício ao diferimento anual do investimento em rede que seria necessário para criar essa capacidade marginal, caso esta não fosse identificada com recurso a DLR.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Criar um artigo (147.º-E) com a seguinte formulação:

“Artigo 147.º-F

Metodologia de cálculo do incentivo à utilização de DLR na RND

O incentivo à utilização de DLR na RND, $I_{DLR_{URD,t-2}}$, é definido pela seguinte expressão:

$$I_{DLR_{URD,t-2}} = Cap_{DLR_{RND,t-2}} \times Ext_{DLR_{RND,t-2}} \times Valor_MVA_{DLR} \times k_{DLR}$$

em que:

$I_{DLR_{URD,t-2}}$	<i>incentivo anual a receber pelo ORD, em EUR, pela utilização de DLR;</i>
$Cap_{DLR_{RND,t-2}}$	<i>capacidade marginal média identificada com recurso a DLR ao longo do ano, face à capacidade média estática;</i>
$Ext_{DLR_{RND,t-2}}$	<i>extensão de rede AT e MT coberta por DLR, em km;</i>
$Valor_MVA_{DLR}$	<i>valorização, em EUR/(MVA.km), do benefício gerado pelo diferimento anual do investimento médio necessário, por km de rede, para criar 1 MVA de capacidade como firme, a definir anualmente pela ERSE com base em proposta do operador da RND;</i>
k_{DLR}	<i>coeficiente de partilha do benefício com o ORD.”</i>

3.8 Artigo 177.º (período de regulação)

O n.º 1 do artigo 177.º da proposta de articulado estabelece que o PR em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de quatro anos, mantendo, portanto, inalterada a duração de PR estabelecida actualmente.

Porém, como referido pela E-REDES no ponto 2.10, o facto de o ano de início do próximo PR coincidir com o início do próximo PDIRD (cujo ciclo é de 5 anos) constitui uma oportunidade de excepção, irrepetível no médio prazo, para alinhar estes dois instrumentos. Adicionalmente, como referido pela E-REDES, o aumento da duração do PR para 5 anos garante maior previsibilidade para o SEN e para o ORD e é adequado para um modelo TOTEX maduro como o praticado em Portugal, permitindo ainda o alinhamento com a duração verificada na maior parte dos países europeus.

Neste contexto, a E-REDES propõe que, na versão final do articulado, a duração de PR seja revista para 5 anos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:

“1 – O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de cinco anos.”