

CONSULTA PÚBLICA 101

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	3
2.1	Tarifas por atividade	5
2.1.1	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
2.1.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	12
2.2	Tarifas de Acesso às Redes	15
2.2.1	Nova opção tarifária na Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT.....	15
2.2.2	Eliminação da diferenciação trimestral nas tarifas de acesso às redes.....	22
2.2.3	Tarifas de Acesso às Redes para autoconsumo.....	24
2.2.4	Tarifas de Acesso às Redes para instalações de armazenamento	33
2.2.5	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	51
2.3	Regiões Autónomas	61
2.3.1	Tarifa de Energia para as Regiões Autónomas	61
2.3.2	Rever mecanismo de convergência das tarifas nas Regiões Autónomas	66
2.3.3	Tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	69
2.4	Outras propostas.....	71
2.4.1	Alteração da unidade de referência de EUR/mês para EUR/dia	71
2.4.2	Harmonização das matérias regulamentares com a reestruturação do RRC.....	72
2.4.3	Extinção das tarifas transitórias em AT	75
2.5	Pontos para discussão pública sem proposta de alteração regulamentar	77
2.5.1	Ofertas de preços dinâmicos	77
2.5.2	Projeto piloto para tarifas de Acesso às Redes em BT	82
2.5.3	Rever formulação da potência em horas de ponta.....	87
3	PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS	91
3.1	Aprofundamento da regulação por incentivos	93
3.1.1	Alteração da duração do período de regulação para 4 anos	93
3.1.2	Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas	95
3.1.2.1	Aplicação da metodologia de TOTEX à atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	107
3.1.2.2	Aplicação da metodologia de TOTEX à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT.....	113
3.1.2.3	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas aplicado às atividades com metodologias de regulação por TOTEX (TEE, DEE em AT e MT e DEE em BT)	119
3.1.3	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	121
3.2	Monitorização e validação económico-financeira	123
3.2.1	Introdução de princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor elétrico	123

3.2.2	Introdução de princípio de racionalização dos custos de estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado	126
3.2.3	Introdução de parcela de dedução de CAPEX para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório	129
3.2.4	Revisão dos princípios de aceitação para efeitos regulatórios dos custos de produção nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	132
3.2.5	Adequação dos pedidos de informação sobre preços de transferência às alterações da legislação	140
3.3	Alterações de melhoria e atualização do Regulamento Tarifário	141
3.3.1	Revisão do Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	141
3.3.2	Alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para a atividade de distribuição de energia elétrica para o nível de tensão de BT	146
3.3.3	Remoção das parcelas de proveitos referentes aos custos com os PPDA.....	148
3.3.4	Extinção do incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado à atividade de Distribuição (Continente AT/MT e BT, RAA e RAM)	149
3.3.5	Incorporação de gastos de investimento na componente de gastos aceites pela ERSE na atividade de Comercialização	151
3.3.6	Devolução de créditos dos consumidores.....	152
3.3.7	Outros temas para atualização do RT.....	154
3.3.7.1	Introdução de norma para revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas reguladas	154
3.3.7.2	Compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço.....	154
3.3.7.3	Simplificação e clarificação do cálculo dos Proveitos permitidos.....	155

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro de 2017, na sua redação atual¹, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios, estrutura e métodos para a determinação de tarifas e proveitos permitidos das atividades reguladas do setor elétrico, e disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A presente revisão tem como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período regulatório, que se inicia em 2022. O atual período regulatório [2018-2020] foi objeto de prorrogação até dezembro de 2021, nos termos do Regulamento n.º 496/2020, de 26 maio, motivado pela crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, dado os efeitos económicos de intensidade e duração totalmente imprevisíveis, com impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Adicionalmente, a proposta integra as alterações decorrentes da revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétricos e de gás e demais desenvolvimentos regulatórios entretanto verificados, de modo a consolidar a regulamentação tarifária no seu instrumento de maior relevo.

A presente proposta de alteração regulamentar também inclui temas que se inserem no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima, com o objetivo de criar condições para um debate profícuo e oportuno sobre temas tais como o armazenamento, os contratos de energia com tarifas dinâmicas, o projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT e a reformulação do conceito de potência em horas de ponta. Todavia, na ausência da transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, a presente revisão regulamentar não esgota o leque de possíveis alterações, pelo que poderá ser necessário proceder a adaptações, designadamente quando o projeto legislativo sobre as bases do SEN for conhecido ou aprovado.

Em linha com as orientações estratégicas da ERSE, as principais propostas de alteração das metodologias de regulação e de cálculo dos proveitos permitidos assentam na promoção de uma regulação exigente que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas. Para este efeito, propõem-se alterações que visam

¹ O Regulamento Tarifário foi alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro de 2019 e Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio de 2020.

reforçar o acompanhamento do desempenho económico e financeiro das empresas reguladas e a avaliação dos custos reportados. As alterações propostas procuram, igualmente, tornar mais flexível a regulação, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico. Neste sentido, realça-se a introdução de uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT e MT, complementadas com um aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores.

Dada a maturidade atual das atividades reguladas do setor elétrico, também se coloca em discussão pública a proposta de extensão do período de regulação para 4 anos, que melhorará a previsibilidade regulatória e a estabilidade tarifária.

FORMAS DE PARTICIPAÇÃO

A consulta pública decorre até ao dia 5 de julho de 2021, prazo no qual todos poderão enviar contributos sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados por email ou correio para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 101 ou Consulta Pública 101):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE terá em conta os contributos quando elaborar a versão final do regulamento. Juntamente com a aprovação e publicação da versão final, a ERSE disponibiliza igualmente um relatório onde são identificadas as matérias que suscitaram comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

O seu contributo será publicado, exceto se, expressamente, pedir confidencialidade, e deve:

- a) Confirmar se envia elementos cuja divulgação seja restrita, caso em que também deve disponibilizar uma versão pública,
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha dados pessoais.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

As propostas relativas à estrutura tarifária têm como fio condutor a incorporação de desenvolvimentos necessários à adaptação do modelo regulatório e tarifário, visando criar respostas adequadas aos desafios colocados pela transição para um sistema energético neutro em carbono. A descentralização do setor elétrico, em consequência de uma maior penetração da produção elétrica descentralizada e do crescimento da produção local para o autoconsumo, assim como de um conjunto de novos atores previstos no Pacote Energia Limpa, como os clientes ativos, as comunidades de cidadãos para a energia, obrigam a uma reflexão e adaptação da estrutura tarifária vigente. Num cenário futuro, o sistema tarifário tem que ser capaz de mobilizar todo o potencial oferecido pela flexibilidade do consumo e pelo armazenamento de energia.

No que respeita à **harmonização do quadro tarifário a nível ibérico**, destaca-se a proposta de eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, que tem como fundamentação a eliminação da tarifa de uso da rede aplicada à injeção em Espanha e a inexistência de um modelo comum na Europa.

As propostas em consulta visam, igualmente, adaptar o desenho tarifário a novas formas de utilização das redes de transporte e distribuição, assegurando **a promoção da utilização eficiente do sistema elétrico e dos recursos**. A este respeito destacam-se as seguintes propostas:

- nova opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT), na sequência das conclusões do projeto piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes,
- a eliminação da diferenciação trimestral nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes, e das tarifas por atividade que a compõem, devido à falta de sintonia com os mapas de períodos horários revelados no projeto-piloto para o aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes,
- a alteração do peso da potência contratada na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal (BTN), atuando no critério de conversão do preço de potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em baixa tensão (BT),
- a discriminação tri-horária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), no caso particular da BTN, e das tarifas de Acesso às Redes das correspondentes instalações de utilização (também ligadas à RESP em BTN).

Outro dos objetivos da presente revisão é a **promoção de uma regulação clara, eficaz e dinâmica num contexto de transição energética**. Nesta linha, destaque para os temas relativos às tarifas do setor elétrico aplicáveis à mobilidade elétrica, assim como às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de armazenamento ou de produção com armazenamento, à definição de uma tarifa de energia mais adequada às Regiões Autónomas.

No que respeita às tarifas do setor elétrico aplicáveis à mobilidade elétrica, a proposta visa assegurar o adequado enquadramento das matérias no âmbito do setor elétrico, face ao desenvolvimento esperado no setor da mobilidade.

A discussão sobre o armazenamento de energia é essencial face ao seu papel na estratégia global de transição para uma economia altamente eficiente em termos energéticos e baseada em energias renováveis. Com o desenvolvimento de diversas tecnologias de armazenamento e a flexibilidade das mesmas, com base na informação apresentada nesta consulta, a ERSE propõe estabelecer linhas de orientação para o tratamento tarifário aplicável a instalações autónomas que desempenhem funções de armazenamento.

A proposta relativa à tarifa de Energia das Regiões Autónomas (RA) visa adequar a aplicação tarifária às condições próprias e específicas das RA, assumindo-se que as diferenças entre as RA e o território continental não se limitam a matérias de organização. Em termos técnicos, os sistemas elétricos dos Açores e da Madeira caracterizam-se pela falta de interligação com outros sistemas elétricos e pela maior dependência de unidades térmicas com custos marginais elevados. Em consequência desta alteração, prevê-se também a revisão do mecanismo de convergência das RA, de forma a que este passe a assumir como preços-alvo os preços das tarifas aditivas de cada região.

Ainda, no capítulo da estrutura tarifária, são apresentados três temas com o objetivo **de suscitar o debate e possibilitar o envolvimento dos consumidores no mercado**. Os temas são a realização de um projeto-piloto para a tarifa de acesso às redes (TAR) em BT, para o qual a ERSE coloca a discussão duas alternativas possíveis para o desenho das regras deste projeto. A primeira alternativa, designada por tarifa de Acesso às Redes indexada (TAR indexada), que consiste na definição dos períodos críticos de forma indexada a partir da informação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e, uma segunda alternativa, designada por tarifa de Acesso às Redes sazonal (TAR sazonal), seria um projeto-piloto em linha com a proposta de nova opção de tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT. Os demais temas são relativos à discussão da obrigação de disponibilização de contratos com tarifas dinâmicas pelo Comercializador de último recurso, e à reformulação dos conceitos em horas de ponta.

Apresentam-se de seguida os temas em discussão pública no âmbito da revisão do RT, devidamente fundamentados. Com o presente documento são apresentados 5 anexos, referidos nos respetivos temas.

2.1 TARIFAS POR ATIVIDADE

2.1.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores.

ENQUADRAMENTO

No período regulatório 2012-2014², a ERSE introduziu na tarifa de Uso da Rede de Transporte um preço de entrada na rede a pagar pelos produtores em regime ordinário e pelos produtores em regime especial pela injeção na rede de distribuição em AT e MT e na rede de transporte, com o objetivo de harmonização com Espanha, tendo em conta o aprofundamento da integração de mercados ao nível do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

A introdução desta tarifa no quadro regulamentar em Portugal seguiu o modelo que tinha sido implementado em Espanha. Invocando o contexto de crise e défice tarifário, em 2010 o Governo espanhol introduziu um preço de entrada na rede de transporte e distribuição aplicável aos produtores do regime ordinário e especial, também chamado de «tarifa G», por ser aplicado à geração. A alteração concretizou-se com o Real Decreto-Lei n.º 14/2010 (BOE n.º 312/2010), de 24 de dezembro. A tarifa de uso das redes aplicada à injeção, fixada pelo Governo espanhol, ascendia a 0,5 €/MWh.

A introdução desta tarifa em Espanha, para além de poder distorcer as condições de concorrência entre produtores portugueses e espanhóis, poderia onerar os consumidores portugueses de energia, na medida em que, por via da internalização deste encargo nas ofertas de energia no OMIE, o preço marginal a emergir

² Ver [Consulta Pública n.º 36](#) da ERSE.

no mercado à vista de energia poderia ser agravado sempre que a oferta marginal fosse de um produtor espanhol. Nesse caso os consumidores portugueses poderiam ser levados a pagar parte da rede de transporte espanhola mesmo em situações de exportação de energia para Espanha ³.

A implementação da tarifa de uso das redes aplicável à injeção em Portugal teve em atenção duas preocupações. Por um lado, a criação de condições de mercado equivalentes em Espanha e Portugal, com a aplicação de uma tarifa de valor harmonizado nos dois Estados-Membros. Por outro lado, Portugal devia respeitar, tal como Espanha, o teto legal estabelecido a nível europeu para as tarifas de transporte pagas pelos produtores, cifrado em 0,5 €/MWh para estes dois países. De acordo com o Regulamento (UE) n.º 838/2010 ⁴ o valor do encargo anual médio de transporte pago pelos produtores deve situar-se entre 0 e 0,5 €/MWh, exceto na Dinamarca, Suécia, Finlândia, Roménia, Irlanda, Grã-Bretanha e Irlanda do Norte, que devem respeitar tetos máximos superiores.

No âmbito do novo regime legal do autoconsumo a partir de fontes de energia renováveis, estabelecido através do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, a ERSE publicou o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica ⁵. A ERSE estabeleceu nesse regulamento que, quando os excedentes de autoconsumo (isto é, a energia partilhada para autoconsumo que não é consumida nem armazenada) são vendidos em mercado, aplica-se a esses excedentes a tarifa de Uso da Rede de Transporte, à semelhança do que acontece com as injeções dos produtores ⁶. Assim, a tarifa de transporte aplica-se também aos excedentes do autoconsumo, transacionados em mercado, que são injetados, tanto na rede de transporte, como na rede de distribuição em AT e MT.

³ Adicionalmente os produtores portugueses que não estivessem ao abrigo dos CMEC viam por esta via aumentar a sua remuneração, uma vez que os produtores portugueses, ao não serem impactados com a tarifa de injeção, poderiam aumentar o preço da sua oferta, tendo uma remuneração adicional.

⁴ Ver artigo 2.º e ponto 3 da parte B do Anexo do [Regulamento \(UE\) n.º 838/2010](#) da Comissão, de 23 de setembro, que estabelece orientações relativas ao mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte e uma abordagem regulamentar comum para a fixação dos encargos de transporte.

⁵ Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, revogado pelo [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio.

⁶ «A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao excedente total imputado à IPr [instalação de produção] ou à IA [instalação de armazenamento], estabelecida no RT [Regulamento Tarifário], é aplicada no referencial da IPr ou da IA, conforme aplicável.» [Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), art.º 46.º]. O excedente total imputado à IPr ou IA corresponde à parcela excedente total do autoconsumo, vendido em mercado, atribuída à IPr ou à IA, respetivamente [RAC, art.º 40.º, n.º 1, al. c) e art.º 40.º, n.º 2, al. g)].

Note-se que «Para efeitos do relacionamento comercial com o ORT no âmbito do presente regulamento, os titulares de instalações que injetem excedentes na rede são equiparados a produtores» [RAC, art.º 19.º, n.º 3].

Quando o excedente não é transacionado, a energia em causa é contabilizada pelo operador de rede e considerada para efeitos de redução de perdas nas redes [RAC, art.º 19.º, n.º 2].

DESENVOLVIMENTOS EM ESPANHA

Em 2020, o regulador espanhol, Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC), promoveu uma alteração na estrutura das tarifas de transporte e de distribuição. De acordo com a CNMC, o estabelecimento de uma tarifa de uso das redes a aplicar à injeção de energia nas redes pode basear-se na necessidade da introdução de algum tipo de sinal económico e/ou locacional que incentive a localização da geração em determinados nós de rede e desincentive ligações à rede que sejam ineficientes⁷. A localização dos produtores na rede é um aspeto relevante para o sistema, uma vez que o transporte de energia através das redes impõe restrições técnicas e origina perdas de energia. Se as decisões de investimento não tiverem em consideração a sua localização e os correspondentes custos para o sistema, existe o risco de as novas centrais de produção se concentrarem em áreas com baixo custo de energia primária (áreas portuárias, próximas a terminais de gás, zonas de vento favorável, etc.), mas também de reduzido consumo, o que poderá levar a maiores custos de investimento em redes elétricas para transportar energia até às zonas de consumo.

Em Espanha não existem atualmente congestionamentos na rede de transporte, sendo que o objetivo da implementação da tarifa de uso das redes aplicável à injeção não foi o fornecimento de um sinal de localização às instalações de produção, mas sim de os produtores contribuírem, juntamente com a procura, para o financiamento dos custos totais da rede de transporte.

A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, na abreviatura inglesa), na [Opinião n.º 9/2014](#), de 15 de abril, recomendou que as tarifas de uso das redes aplicáveis à injeção refletissem os custos, aplicando as mesmas de forma adequada e eficiente e, na medida do possível, harmonizadas na União Europeia. No que se refere à estrutura da tarifa, a ACER indicou que não considerava adequado o estabelecimento de um preço de energia (€/MWh) para recuperar os custos das redes de transporte. A ACER considera mais apropriado, com o objetivo de proporcionar sinais de localização adequados, que a tarifa aplicada aos produtores seja cobrada por um termo fixo por instalação (€/ano) ou por um termo de potência (€/MW).

Neste contexto, a CNMC aprovou a eliminação da tarifa de uso das redes aplicada à injeção, através da Circular 3/2020, de 15 de janeiro⁸, com efeitos a partir de 25 de janeiro de 2020, onde se estabelece a

⁷ Pág. 19 da Memória justificativa da Circular 3/2020 (CIR 2/2019).

⁸ [Circular 3/2020](#), de 15 de janeiro - Referência BOE-A-2020-1066, na versão consolidada a 29 de julho de 2020.

metodologia para o cálculo das tarifas de transporte e distribuição de eletricidade. Os pressupostos subjacentes à eliminação desta tarifa referem-se ao facto de, em Espanha, não ser necessário proporcionar sinais locacionais, uma vez que não existe congestionamento na rede de transporte, de a utilização de um termo de energia (€/MWh) facilitar a repercussão automática no consumidor final e de este termo de energia não se encontrar de acordo com a Opinião n.º 9/2014 da ACER.

BENCHMARKING NA EUROPA

A situação a nível europeu é diversa no que se refere às tarifas de transporte a aplicar à injeção de energia na rede, tal como é demonstrado no relatório da ACER sobre as metodologias de tarifas de transporte na Europa⁹. Em 2018, 12 países aplicavam tarifa de transporte aos produtores ligados às redes de transporte e de distribuição:

- 5 países aplicavam a tarifa através de um termo de energia (Dinamarca, Espanha, França, Portugal e Roménia),
- 4 países aplicavam a tarifa através de um termo de potência (Reino Unido, Irlanda, Irlanda do Norte e Eslováquia),
- Noruega aplicava a tarifa através de um termo fixo,
- Finlândia e Suécia aplicavam uma combinação de diferentes termos tarifários.

A tarifa de uso da rede de transporte aplicada aos produtores pode também variar consoante a localização, período horário, nível de tensão ou tipo de produtor, como se ilustra no Quadro 2-1.

⁹ Informação do anexo 3 no documento [«ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe»](#), 2019.

Quadro 2-1 - Aplicação da tarifa de uso da rede de transporte aplicada à injeção nas redes de transporte e de distribuição

	Sem diferenciação da tarifa de injeção	Dimensão para a diferenciação da tarifa de injeção			
		Locacional	Período horário (p.e. vazio/fora vazio)	Nível de tensão	Tipo de produtor
Dinamarca	X				
Finlândia	X				
França	X				
Irlanda		X			
Noruega	X				
Portugal			X	X	
Roménia	X				
Eslováquia	X				
Espanha	X				
Suécia			X	X	
Reino Unido		X		X	X
Irlanda do Norte		X			

Fonte: «[ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe](#)», 2019, clarificado para Portugal.

Tal como mencionado, verifica-se que a aplicação da tarifa de uso da rede de transporte à injeção não é harmonizada e varia de país para país, podendo afetar o comportamento no mercado grossista diário e intradiário, nomeadamente quando o termo de faturação é cobrado em energia. O facto de apenas alguns países aplicarem tarifa à injeção pode alterar as condições de concorrência, pois os produtores sujeitos a uma tarifa na injeção tenderão a repercutir o seu valor nas suas licitações em mercado, incrementando o preço de mercado, incluindo nos países que não apliquem tal tarifa.

A situação também é diversa no que se refere ao pagamento de tarifas de uso da rede de distribuição pela injeção de energia na rede de distribuição. O Relatório da ACER sobre metodologias de tarifas de distribuição na Europa ¹⁰, efetua uma análise ao tratamento da injeção na rede de distribuição, nos 27 Estados-Membros.

Verifica-se que em certos países, como o Reino Unido e a Alemanha, a tarifa aplicada à injeção é menor que zero, isto é, os produtores recebem um valor pela injeção. Na Alemanha, por exemplo, os produtores ligados à rede distribuição são pagos de acordo com um valor considerado como o custo evitado de redes, no pressuposto de que a injeção de energia nas redes de distribuição induz um menor investimento nas redes a montante. Verifica-se que este tema tem gerado discussão na Alemanha, uma vez que se concluiu que a geração distribuída, que beneficia deste pagamento, causa na prática a necessidade de mais

¹⁰ Documento «[CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition](#)»

investimento na rede de transporte, na sequência de trânsitos de energia invertidos devido ao excesso de geração distribuída em algumas geografias e alguns momentos do tempo.

No âmbito do Pacote de Energia Limpa, o Regulamento (UE) 2019/943¹¹ do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade, estabelece que as tarifas de rede deverão ser aplicadas de forma que não discriminem, quer positiva quer negativamente, entre a produção ligada à rede de distribuição e a produção ligada à rede de transporte [art. 18.º, n.º 1].

PROPOSTA

Tendo em atenção os argumentos acima expostos, sugere-se, para o próximo período regulatório, a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, tendo como fundamentação:

- **A eliminação da tarifa de uso da rede aplicada à injeção em Espanha.** O objetivo de seguir um regime harmonizado com Espanha esteve na origem da introdução desta tarifa em Portugal no ano 2012.
- **A inexistência de um modelo comum na Europa.** A nível europeu a aplicação da tarifa de injeção não segue um modelo comum, existindo um número considerável de países que optam por não aplicar uma tarifa para a injeção.

Atualmente, cerca de 10% dos proveitos permitidos da atividade de transporte são recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) aplicada aos produtores, sendo este o impacte tarifário da eliminação desta tarifa, na tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável ao consumo, conforme se ilustra no Quadro 2-2 para a variação tarifária implícita nas tarifas de 2021 do setor elétrico.

Quadro 2-2 - Impacte tarifário da eliminação da tarifa de URT aplicável aos produtores, na tarifa de URT aplicável ao consumo

	Tarifas SE 2021 variação tarifária anual		
	com tarifa URT produtores	sem tarifa URT produtores	Δ
	[A]	[B]	[B] - [A]
Uso da Rede de Transporte	3,3%	13,3%	10,0%

¹¹ [Regulamento \(UE\) 2019/943](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade

O impacte tarifário desta proposta na tarifa de Acesso às Redes apresenta-se no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Impacte tarifário da eliminação da tarifa de URT aplicável aos produtores, na tarifa de Acesso às Redes

	Tarifas SE 2021		
	variação tarifária anual		
	com tarifa URT produtores	sem tarifa URT produtores	Δ
	[A]	[B]	[B] - [A]
Tarifas de Acesso às Redes	4,4%	5,2%	+0,8%

A eliminação da tarifa de URT aplicável aos produtores significaria, um acréscimo na variação da tarifa de Acesso às Redes de 0,8 pontos percentuais.

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

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores.
2. Alteração dos artigos 20.º, 22.º, 75.º, 76.º, 89.º, 149.º, 167.º e 178.º do Regulamento Tarifário.
3. Eliminação dos artigos 327.º e 334.º do Regulamento das Relações Comerciais.
4. De acordo com a proposta de eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, o artigo 46.º e os números 1 e 2 do artigo 21.º do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica deverão também ser eliminados.

Apesar desta proposta, numa perspetiva de médio/longo prazo, poder-se-á levantar a questão da reintrodução de tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores tendo em conta a necessidade de transmitir sinais económicos corretos nas ligações às redes, o desenvolvimento a nível europeu de um quadro harmonizado de tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores e a coerência do tratamento tarifário para a presença de novos atores, incluindo tecnologia de veículos elétricos que permita a injeção na rede («vehicle-to-grid») e instalações autónomas de armazenamento (Capítulo 2.2.4).

2.1.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

RESUMO DA PROPOSTA

Aumentar o peso da potência contratada na tarifa de Acesso às Redes em BTN, atuando no critério de conversão do preço de potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

ENQUADRAMENTO

A estrutura tarifária em Portugal adota como indutores de custos para a utilização das redes de transporte e distribuição dois conceitos de potência. Em primeiro lugar, utiliza a potência em horas de ponta para sinalizar o custo incremental de investir em ativos de rede que representem os troços comuns da rede. Os troços comuns são definidos como os ativos mais afastados dos clientes individuais e, por isso, são condicionados fundamentalmente pelos períodos de ponta da procura agregada. Em segundo lugar, utiliza a potência contratada para sinalizar o custo incremental de investir em ativos de rede que representem os troços periféricos da rede. Os troços periféricos são definidos como os ativos mais próximos dos clientes individuais e, por isso, são condicionados fundamentalmente pelos períodos de ponta da procura individual.

As restantes variáveis de faturação das tarifas de uso das redes, nomeadamente, a energia ativa e a energia reativa, recuperam por norma uma percentagem menor das receitas. A exceção evidente a esta situação acontece no caso de clientes em BTN. Devido à ausência da variável de potência em horas de ponta nestes clientes, o preço dessa variável é atualmente convertido para o preço de energia ativa, assegurando a recuperação do mesmo nível de receitas ¹².

Importa lembrar que no passado o Conselho Tarifário expressou por várias ocasiões ¹³ a necessidade de rever a estrutura da tarifa de Acesso às Redes no que respeita ao peso das componentes de potência e de energia, de forma a alinhá-las com os custos causados pelos indutores de potência e energia.

¹² No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, o preço de potência em horas de ponta é convertido para o preço de energia ativa em horas de ponta. No caso da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, o preço de potência em horas de ponta é convertido para os preços de energia ativa em horas de ponta e em horas cheias.

¹³ A título de exemplo, ver o ponto J.2 da parte I (Generalidade) do Parecer do Conselho Tarifário à «Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019».

PROPOSTA

A ERSE manifesta a intenção de manter para o próximo período de regulação a sua análise dos custos incrementais médios de longo prazo, que assenta na potência em horas de ponta e na potência contratada como indutores de custo das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição. Irá recalcular os valores, tendo em conta o início de um novo período de regulação.

Não obstante, e de forma a poder mitigar as consequências de não existir a variável de potência em horas de ponta para clientes em BTN, propõe-se que a conversão do preço de potência em horas de ponta, ao nível da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, não ocorra apenas para a energia ativa, mas possa também ocorrer parcialmente para o preço de potência contratada.

A conversão parcial para o preço de potência contratada terá o objetivo de preservar o sinal económico numa variável de potência, apesar de não ser a variável de potência prevista do ponto de vista conceptual. E embora fosse teoricamente desejável manter uma conversão de preços preferencialmente para a energia em horas de ponta, por ser um conceito mais próximo do preço de potência em horas de ponta, esta conversão iria gerar preços muito elevados no período de horas de ponta. A título de exemplo, refira-se que na BTN > ¹⁴ atualmente a conversão do preço de potência contratada em horas de ponta e cheias resulta num valor de 21,3 EUR/MWh. Caso o preço de potência em horas de ponta fosse apenas convertido para as horas de ponta, esta conversão resultaria num valor quatro vezes superior, 80,2 EUR/MWh.

A parcela do valor a converter para o preço de potência contratada precisa de ter em conta um conjunto de fatores, tais como (1) os novos custos incrementais médios de longo prazo para o próximo período de regulação, (2) o risco de desviar o sinal de preço relacionado com as horas de ponta e (3) os impactes tarifários nos clientes em BTN, especialmente para os clientes com consumos reduzidos.

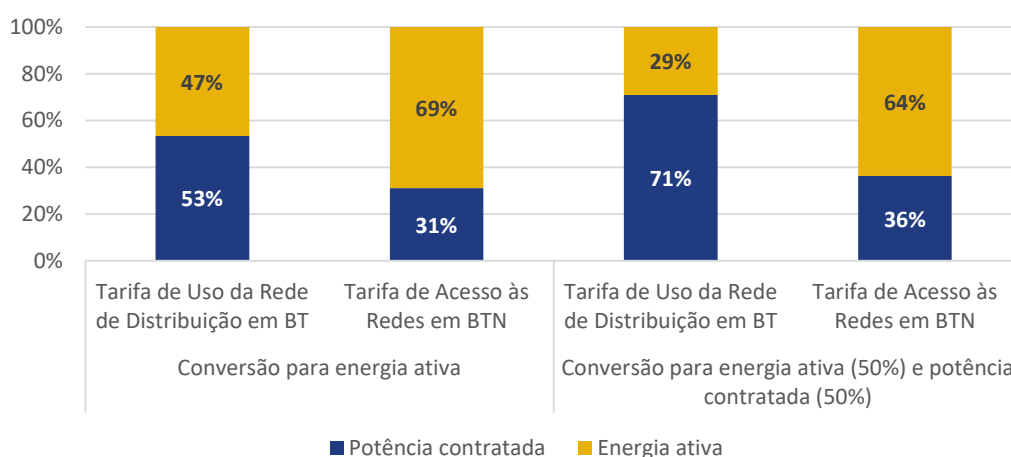
Esta medida tem potencialmente impactes tarifários significativos, dependendo da parcela do preço de potência em horas de ponta que se venha a converter para a potência contratada. Por isso, de forma a mitigar impactes tarifários, o processo de aumentar o peso da potência contratada deve ser gradual, possivelmente a concretizar ao longo do próximo período de regulação.

A título indicativo, apresenta-se na Figura 2-1 uma simulação numérica para se entender o impacto no peso da potência contratada na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e na tarifa de Acesso às Redes em

¹⁴ Baixa Tensão Normal para potências contratadas superiores a 20,7 kVA.

BTN. Por um lado, a figura apresenta o peso da potência contratada e da energia ativa na situação atual, em que a conversão do preço de potência em horas de ponta acontece integralmente para o preço de energia ativa. Por outro lado, simulou-se a nova estrutura caso metade do valor fosse convertido para o preço de potência contratada.

Figura 2-1 - Impacte em BTN por converter 50% do preço de potência em horas de ponta para o preço de potência contratada



Fonte: Tarifas de 2021 do setor elétrico. Dados para clientes em BTN em Portugal continental (não incluem a iluminação pública).

Assim, a conversão de 50% do preço de potência em horas de ponta para o preço de potência contratada permitiria aumentar o peso da potência contratada para 71% na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT (+ 18 pontos percentuais) e para 36% na tarifa de Acesso às Redes em BTN (+ 5 pontos percentuais). O impacte na tarifa de Acesso às Redes em BTN implica, *ceteris paribus*, um aumento médio de 16,5% no preço de potência contratada, que seria acompanhado de uma redução nos preços de energia ativa.

Sublinha-se que estes resultados são indicativos, pois o impacte final vai depender da percentagem que se vier a determinar para esta conversão, para além de depender da estrutura base dos custos incrementais, a rever antes do próximo período de regulação, e da evolução dos custos de interesse económico geral.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

5. Aumentar o peso da potência contratada na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BTN, permitindo que o sinal de preço da variável potência em horas de ponta seja convertido para o preço de potência contratada.
6. Alteração do artigo 85.º.

2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

2.2.1 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA NA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

RESUMO DA PROPOSTA

Implementar uma opção tarifária no acesso às redes, designada por **tarifa de Acesso às Redes opcional** em MAT, AT e MT para Portugal continental. A opção tarifária caracteriza-se pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa).

A proposta vem na sequência da análise custo-benefício positiva do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, que se realizou de acordo com as regras aprovadas com a [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro.

ENQUADRAMENTO

Entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019 realizou-se o projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, de acordo com as regras aprovadas com a [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro ¹⁵.

Para avaliar os resultados do piloto ficou estabelecido no artigo 9.º da referida diretiva que o ORD em AT e MT deve realizar uma análise benefício-custo, a apresentar à ERSE, da qual deve constar um conjunto de indicadores KPI (*‘Key performance indicators’*), a definir num manual. O ORD em AT e MT cumpriu com este requisito legal através da apresentação, em dezembro de 2019, de dois relatórios individuais, elaborados pelo INESC TEC, bem como de um manual para os indicadores KPI. Paralelamente, a ERSE preparou um relatório de análise, que resume as principais conclusões dos dois relatórios, para além de apresentar uma análise complementar a justificar as propostas incluídas na presente revisão regulamentar.

¹⁵ [Diretiva ERSE n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro, para a aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental.

Assim, a presente revisão regulamentar do RT é acompanhada de quatro anexos, a saber:

- Anexo 1: «Projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental - Relatório de Análise» da ERSE (**Relatório ERSE**),
- Anexo 2: «Análise de benefício custo relativa ao aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT» do INESC TEC (**Relatório CBA**),
- Anexo 3: «Projeto Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária do Acesso às Redes em MAT, AT e MT: Relatório de Final para a EDP Distribuição» do INESC TEC (**Relatório KPI**),
- Anexo 4: «Indicadores KPI a Adotar para Avaliar o Projeto Piloto 1 - Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT» do INESC TEC (**Manual KPI**).

A proposta regulamentar que se segue é um resultado do projeto-piloto realizado. Para mais informação aconselha-se a leitura dos anexos anteriormente referidos.

PROPOSTA

Tendo em conta os resultados do projeto-piloto, análise custo-benefício positiva e os outros indicadores apresentados nos relatórios Anexos, propõe-se a introdução de uma opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT. A adesão a esta opção tarifária é voluntária.

Os mapas horários a propor terão uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época. Esta estrutura segue o estabelecido na [Diretiva n.º6/2018 da ERSE](#) para o projeto-piloto. Adotam-se os termos de Época Alta, Época Média e Época Baixa para designar os três intervalos nos quais será dividido cada ano ¹⁶.

Quadro 2-4 - Duração dos períodos horários no ciclo de contagem semanal da nova opção tarifária

		Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis	Horas de ponta	5 horas/dia	5 horas/dia	3 horas/dia
	Horas cheias	12 horas/dia	12 horas/dia	14 horas/dia
	Horas de vazio normal	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

¹⁶ Recorda-se que no projeto-piloto foram adotados os termos Época 1, Época 2 e Época 3, respetivamente.

Sábados, domingos, e feriados	Horas de ponta	–	–	–
	Horas cheias	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de vazio normal	17 horas/dia	17 horas/dia	17 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

A estrutura apresentada no quadro anterior diverge do ciclo de contagem semanal vigente em dois aspetos. Primeiro, relativamente aos sábados, domingos e feriados existe um tratamento uniforme destes dias. Na regulamentação vigente o ciclo semanal distingue as durações diárias a aplicar entre os sábados comparativamente com os domingos e os feriados ¹⁷. Segundo, a aplicação dentro do ano passa a estar dividida num total de 3 épocas distintas, quando atualmente a separação é por dois períodos apenas, nomeadamente em hora legal de inverno e hora legal de verão. A nova definição permite aumentar a granularidade temporal entre épocas diferentes e a granularidade locacional entre áreas de rede.

O Relatório ERSE conclui que os padrões de utilização da rede justificam a divisão de Portugal continental em três áreas de rede, nomeadamente nas áreas de rede do Norte, do Centro e do Sul. A divisão do ano nas Épocas Alta, Média e Baixa para cada área de rede, que decorreu da análise efetuada, é resumida no Quadro 2-5.

Quadro 2-5 - Distribuição das épocas para a nova opção tarifária

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

Nota: * O dia exato da transição entre épocas adjacentes na área de rede do Sul dependerá da distribuição dos dias úteis em cada mês.

¹⁷ Para além das quatro horas de super vazio aplicáveis a todos os dias, nos sábados aplicam-se 7 horas de cheias e 13 horas de vazio normal, enquanto nos domingos e feriados se aplicam 20 horas de vazio normal.

De forma a garantir um critério objetivo para a classificação de determinado ponto de entrega pelas áreas de rede, o RT deve prever que a entidade concessionária da RND, em articulação com a entidade concessionária da RNT, apresente à ERSE um manual que permita atribuir cada ponto de entrega da RNT e da RND a uma das três áreas de rede, tendo em conta os padrões de utilização dominantes e a continuidade territorial ¹⁸. No geral, a divisão territorial deve ficar próxima da divisão presente nos dados das Direções de Rede e Concessões (DRC) analisados pela ERSE.

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

Assim, na área de rede do Sul a Época Alta começará a 1 de julho e terminará após se concluir um número de dias úteis igual ao número de dias úteis dos meses de dezembro, janeiro e fevereiro. Igualmente, na área de rede do Sul a Época Média começará a 1 de janeiro e terminará após se concluírem um número de dias úteis equivalente aos meses de março e novembro. Os dias remanescentes corresponderão à Época Baixa, incluindo todos os sábados, domingos e feriados que se sigam ao último dia útil das Épocas Alta e Média. A diretiva de tarifas e preços para a eletricidade, a publicar anualmente pela ERSE, deve especificar os dias abrangidos por cada época e por cada área de rede.

O Relatório ERSE apresenta os mapas com os períodos horários que foram determinados para cada área de rede. Seguindo a prática vigente, a localização exata dos períodos horários não será fixada no RT, mas será objeto de publicação anual pela ERSE na diretiva de tarifas e preços para a eletricidade.

¹⁸ Isto é, os pontos de entrega de uma determinada área de rede devem resultar numa área geográfica contínua.

Isto significa que os preços de potência contratada e de energia reativa são idênticos à tarifa de Acesso às Redes (TAR). No caso dos preços de energia ativa, estes não apresentarão diferenciação trimestral na TAR opcional em MAT, AT e MT, em linha com a proposta 2.2.2, a implementar na estrutura geral da tarifa de Acesso às Redes. Por último, a principal diferença reside no preço da potência em horas de ponta, que passará a ver o preço diferenciado entre as Épocas Alta, Média e Baixa. A definição da variável de potência em horas de ponta manter-se-á inalterada ¹⁹.

Devido à diferenciação por época do preço de potência em horas de ponta, e de forma a evitar adesões intermitentes e estratégicas a esta opção tarifária, deve existir um critério de permanência mínima nesta opção tarifária. O critério proposto em articulado prevê que o cliente deve permanecer no mínimo durante a totalidade da Época Alta nesta nova opção tarifária, sendo permitido que abandone este novo regime posteriormente, por exemplo durante a Época Média ou Época Baixa.

A opção tarifária não será introduzida ao nível das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, uma vez que estas tarifas já se encontram extintas em MAT e AT e encontra-se estabelecida a extinção em MT, até dezembro de 2021 ²⁰. O âmbito da análise justifica, também, a decisão de apenas introduzir a alteração em Portugal continental, e não nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. No entanto, de forma a acautelar a necessidade de rever também a estrutura tarifária nas Regiões Autónomas propõe-se na secção 2.3.1 uma sugestão de alteração.

Esta proposta não inclui alterações na faturação ²¹ pelas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede distribuição em MT e AT uma vez que, em média, a diferenciação do preço de potência em horas de ponta é neutra.

Com a presente proposta encerra-se o projeto-piloto, cujas regras foram aprovadas com a [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro. Apesar de, por insuficiência de candidaturas, não se ter realizado o outro projeto-piloto, para a introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT,

¹⁹ A ERSE entende que não deve manter as alterações à variável da potência em horas de ponta que foram testadas no projeto-piloto. Consulte o Relatório ERSE para a justificação.

²⁰ A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, fixou a data de 31 de dezembro de 2021 para a extinção em MT e a data de 31 de dezembro de 2022 para a extinção em BTE.

²¹ O operador da rede de transporte aplica ao operador da rede distribuição em MT e AT a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema.

a ERSE não pretende retomar esta iniciativa em MAT, AT e MT no próximo período de regulação. Por essa razão, propõe-se a eliminação do artigo 42.º. Em alternativa, a ERSE vê mérito em propor a realização de um projeto-piloto em BT (ver secção 2.5.2).

Propõe-se também a eliminação dos artigos 54.º e 61.º, que remetem para a realização de projetos-pilotos nas Regiões Autónomas, com o objetivo de aperfeiçoar a estrutura tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais em MT e BTE. Devido à complexidade que se antecipava com a implementação dos projetos-piloto em Portugal continental, a ERSE comunicou ²² que iria proceder à deliberação sobre os projetos-piloto nas Regiões Autónomas em fase posterior. Na secção 2.3.1 é apresentada uma iniciativa que também concorre para o aperfeiçoamento da tarifa de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas. Por esse motivo, propõe-se eliminar os referidos artigos.

²² Ver [discussão dos comentários](#) recebidos à Consulta Pública n.º 59 da ERSE.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

7. Introdução de uma opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT para Portugal continental.
8. Introdução dos artigos 31.º-A e 40.º-A e alteração do artigo 31.º.
9. Eliminação das referências atuais aos projetos-piloto relativos a tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT para Portugal continental e aos projetos-piloto para aperfeiçoamento das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas.
10. Eliminação dos artigos 42.º, 54.º e 61.º.

2.2.2 ELIMINAÇÃO DA DIFERENCIAÇÃO TRIMESTRAL NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

RESUMO DA PROPOSTA

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

ENQUADRAMENTO

A diferenciação trimestral na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT resulta da estrutura das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição. Por sua vez, os preços de energia ativa das tarifas de uso da rede de transporte e de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais da tarifa de Energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e de distribuição, em cada nível de tensão. Uma vez que a tarifa de Energia apresenta uma estrutura com diferenciação trimestral dos preços de energia ativa, essa estrutura transmite-se diretamente para as tarifas de uso das redes, e consequentemente para a tarifa de Acesso às Redes.

Este cálculo tarifário resulta numa diferenciação trimestral de reduzida amplitude nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT ²³. O Quadro 2-7 quantifica, com base nas tarifas de energia elétrica para o ano de 2021, a sazonalidade relativa nas tarifas de Acesso às Redes, medida pelo rácio entre a diferenciação trimestral máxima, por período horário, e o preço médio da tarifa de Acesso às Redes em cada nível de tensão. Para todos os casos apresentados a sazonalidade relativa é inferior a 1%.

Quadro 2-7 - Sazonalidade relativa nas tarifas de Acesso às Redes devido à diferenciação trimestral dos preços de energia ativa

	Preço médio	Diferenciação trimestral máxima, por período horário	Sazonalidade relativa
	EUR/MWh	EUR/MWh	%
	[A]	[B]	[B] ÷ [A]
Tarifa de Acesso às Redes em MAT	22,6	0,1	+0,4%
Tarifa de Acesso às Redes em AT	28,3	0,2	+0,7%
Tarifa de Acesso às Redes em MT	48,0	0,3	+0,6%
Tarifa de Acesso às Redes em BTE	87,3	0,7	+0,8%

Fonte: Valores para o ano 2021 de «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021](#)» (dezembro 2020).

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

PROPOSTA

O relatório de análise ao projeto-piloto, relativo ao aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes, conclui que a utilização das redes de transporte e distribuição não exhibe uma sazonalidade em base trimestral, para além de ter um elemento locacional, com padrões de utilização em horas de ponta que variam entre áreas de rede ²⁴. A este argumento acresce a observação anterior, de a sazonalidade transmitida com a diferenciação trimestral ter pouca materialidade.

²³ Embora o RT habilite no número 6 do artigo 41.º a utilização de preços de energia ativa com diferenciação trimestral em BTN, para as opções bi-horária e tri-horária, as tarifas de Acesso às Redes publicadas até à presente data ainda não apresentavam essa diferenciação.

²⁴ Ver o Anexo 1 desta consulta pública para mais informação.

Assim, é proposto alterar o articulado no sentido de apenas prever a diferenciação dos preços da energia ativa por período horário (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio), mas não por período trimestral. Esta alteração ocorre na tarifa de Uso Global do Sistema²⁵, na tarifa de Uso da Rede de Transporte e na tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Consequentemente, esta alteração eliminará a diferenciação trimestral na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT. De resto, a diferenciação trimestral continuará a figurar no RT, nomeadamente ao nível da tarifa de Energia e da tarifa de Venda a Clientes Finais.

O impacte tarifário desta alteração nos clientes, nomeadamente, através da tarifa de Acesso às Redes, será residual porque a amplitude na diferenciação trimestral é reduzida, como apresentado anteriormente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

11. Eliminar a diferenciação trimestral nos preços de energia ativa na tarifa de Uso Global do Sistema, na tarifa de Uso da Rede de Transporte e na tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Esta alteração eliminará consequentemente a diferenciação trimestral na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT.
12. Alteração dos artigos 40.º, 41.º, 72.º, 76.º, 77.º, 80.º, 82.º e 84.º, bem como dos Quadros 21, 22 e 23.

2.2.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AUTOCONSUMO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se que a discriminação horária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), no caso particular da BTN, seja sempre tri-horária. No mesmo sentido, propõe-se idêntica regra para a discriminação horária das tarifas de Acesso às Redes das correspondentes instalações de utilização (também ligadas à RESP em BTN).

²⁵ Apesar de a ERSE não publicar preços de energia ativa com diferenciação trimestral para a tarifa de Uso Global do Sistema, o RT habilita a que isso possa acontecer.

Propõe-se, ainda, que o cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP passe a considerar o efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, atualmente sem impacto nestas tarifas.

Por último, propõe-se que estas tarifas, estabelecidas atualmente no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, sejam incorporadas no RT, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro ²⁶.

ENQUADRAMENTO

O **autoconsumo** de eletricidade permite que seja o próprio consumidor a produzir a energia necessária à satisfação, parcial ou total, das suas necessidades de consumo. Além das potenciais vantagens económicas para os consumidores, essa produção pode ser realizada a partir de fontes de energia renovável, contribuindo para a descarbonização do setor elétrico, e, por se basear em recursos distribuídos, próximos do consumo, pode também contribuir para uma utilização mais eficiente das redes elétricas.

O atual **regime de produção de energia elétrica para autoconsumo** encontra-se estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. De acordo com o diploma, o autoconsumo corresponde ao «consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [art.º 2.º, alínea d)].

Embora o regime do autoconsumo tenha subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo, é possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, estejam ainda assim interligadas **através da RESP**. Nessas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a instalação de utilização (IU), aplicam-se tarifas de acesso às redes, determinadas pela ERSE [art.º 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.º]:

- correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC,

²⁶ [Decreto-Lei n.º 162/2019](#), de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

- pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), por despacho do Governo,
- na ausência de decisão do Governo, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, embora para esse ano, limitado a um conjunto situações ²⁷. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente são permitidos, incluindo aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].

Em termos regulamentares, a ERSE aprovou recentemente a reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) ²⁸. Entre as disposições regulamentares, encontram-se as relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP [art.º 43.º a 45.º], assim como disposições relativas a aspetos particulares de aplicação das tarifas de Acesso às Redes à energia consumida que não provém do autoconsumo ²⁹ [art.º 47.º e 48.º] e à tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao excedente do autoconsumo [art.º 46.º] ³⁰.

A metodologia de cálculo destas tarifas para o autoconsumo segue o disposto no regime legal, sendo que o RAC estabelece que, na ausência de decisão do membro do Governo responsável pela área da energia, não se efetua qualquer dedução de encargos correspondentes aos CIEG [art.º 44.º, n.º 3, alínea b)]. O RAC estabelece ainda que as situações de inversão de fluxo de energia na RESP não impactam nas tarifas [art.º 44.º, n.º 4].

²⁷ Projetos em que a unidade de produção para autoconsumo se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado.

²⁸ [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio, que Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março.

²⁹ De notar que continuam a aplicar-se tarifas de Acesso às Redes ao consumo da instalação de utilização que seja fornecido por um comercializador.

³⁰ Na presente proposta de revisão do RT propõe-se a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores (secção 2.1.1).

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de acesso às redes [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: (i) isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e (ii) isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de comunidades de energia renovável ³¹. A isenção incide sobre a totalidade dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Estrutura das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo são aplicadas no referencial da instalação de utilização [RAC, art.º 43.º, n.º 2]. De acordo com o RAC, estas tarifas replicam a estrutura das tarifas que lhe estão subjacentes, ou seja, a das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo, nomeadamente quanto ao nível de tensão, o ciclo de contagem e os períodos tarifários [art.º 43.º, n.º 3]. As variáveis de faturação são [art.º 43.º, n.º 1]:

- energia ativa do autoconsumo através da RESP, que corresponde à energia ativa veiculada entre a UPAC e a IU através da RESP,
- potência em horas de ponta do autoconsumo através da RESP, que corresponde ao quociente entre a energia ativa do autoconsumo através da RESP em horas de ponta e o número de horas de ponta do período (para IU ligadas em BTE ou em níveis de tensão superiores).

Não são variáveis de faturação das tarifas de Acesso às Redes para autoconsumo, tanto a potência contratada, como a energia reativa, uma vez que são cobradas na íntegra no fornecimento do comercializador da IU.

Como exemplo, o Quadro 2-8 apresenta as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, aplicáveis a projetos que beneficiem de 50% de isenção dos encargos de CIEG, para 2021.

³¹ As comunidades de energia renovável são estabelecidas no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. A isenção de CIEG aplica-se no que se refere ao autoconsumo que possa existir no âmbito da comunidade.

Quadro 2-8 - Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG, em 2021

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 50% DE CIEG											
Níveis de tensão e opções tarifárias da IU	Níveis de tensão da UPAC	Potência em horas de ponta		Energia ativa (EUR/kWh)							
		[EUR/(kW.mês)]	[EUR/(kW.dia)] *	Períodos I e IV				Períodos II e III			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	1,385	0,0455	0,0166	0,0129	0,0084	0,0084	0,0165	0,0129	0,0084	0,0084
AT	AT	0,414	0,0136	0,0206	0,0146	0,0085	0,0084	0,0205	0,0146	0,0085	0,0084
	MAT	3,152	0,1036	0,0215	0,0154	0,0092	0,0090	0,0213	0,0154	0,0092	0,0090
MT	MT	2,092	0,0688	0,0297	0,0218	0,0090	0,0085	0,0295	0,0217	0,0089	0,0085
	AT	2,580	0,0848	0,0306	0,0226	0,0095	0,0089	0,0304	0,0224	0,0094	0,0089
	MAT	5,447	0,1791	0,0315	0,0235	0,0102	0,0095	0,0313	0,0232	0,0101	0,0096
BTE	BT	6,650	0,2186	0,0479	0,0320	0,0126	0,0111	0,0475	0,0317	0,0124	0,0111
	MT	9,486	0,3118	0,0507	0,0343	0,0141	0,0121	0,0501	0,0339	0,0138	0,0122
	AT	10,021	0,3294	0,0517	0,0351	0,0147	0,0125	0,0510	0,0347	0,0143	0,0126
	MAT	13,165	0,4328	0,0527	0,0360	0,0155	0,0132	0,0520	0,0356	0,0150	0,0133
BTN>	BT	n.a.		0,0729	0,0487	0,0118		0,0729	0,0487	0,0118	
	MT			0,1098	0,0509	0,0131		0,1098	0,0509	0,0131	
	AT			0,1172	0,0517	0,0136		0,1172	0,0517	0,0136	
	MAT			0,1561	0,0526	0,0143		0,1561	0,0526	0,0143	
BTN< tri-horária	BT	n.a.		0,0714	0,0526	0,0184		0,0714	0,0526	0,0184	
	MT			0,1095	0,0549	0,0198		0,1095	0,0549	0,0198	
	AT			0,1172	0,0557	0,0203		0,1172	0,0557	0,0203	
	MAT			0,1575	0,0566	0,0211		0,1575	0,0566	0,0211	
BTN bi-horária	BT	n.a.		0,0569		0,0184		0,0569		0,0184	
	MT			0,0673		0,0198		0,0673		0,0198	
	AT			0,0697		0,0203		0,0697		0,0203	
	MAT			0,0796		0,0211		0,0796		0,0211	
BTN simples	BT	n.a.		0,0419				0,0419			
	MT			0,0488				0,0488			
	AT			0,0505				0,0505			
	MAT			0,0568				0,0568			

* RRC art. 119.º, n.º 6

Fonte: [Diretiva n.º 1/2021](#) da ERSE, de 8 de janeiro.

Como se pode observar do quadro anterior, quando as instalações de consumo estão ligadas à RESP em BTN, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em 2021 disponibilizam as opções simples, bi-horária e tri-horária.

Dada a dominância dos sistemas solares fotovoltaicos para produção em autoconsumo, é de esperar que, caso a UPAC esteja ligada às instalações de utilização através da RESP, a utilização da RESP ocorrerá em horas fora de vazio, nomeadamente em hora de ponta, quando as redes são mais solicitadas. Por esse motivo, a ERSE considera ser importante que sejam transmitidos os sinais adequados nestas tarifas. Os sinais de preço dados pelas tarifas podem ser importantes, inclusive, aquando da tomada de decisão quanto a utilizar a RESP. De notar que a instalação de eventuais dispositivos de armazenamento de energia colocados junto da UPAC pode limitar a utilização da RESP nas horas de ponta.

Ora, um consumidor com capacidade para se tornar autoconsumidor é um consumidor que terá acesso a maior e melhor informação. Por exemplo, será de esperar que os autoconsumidores estejam mais despertos para a necessidade de alinhar o seu perfil individual de consumo com o perfil de produção da UPAC e, portanto, que não sejam alheios às questões dos períodos horários.

Por esse motivo, e tendo em vista transmitir sinais adequados ao (auto)consumidores, a ERSE entende que as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN devem disponibilizar apenas a opção tri-horária.

Por outro lado, tendo em conta que à componente de consumo não satisfeita através de autoconsumo aplicam-se as tradicionais tarifas de Acesso às Redes, as quais, em BTN, mantêm as três opções em termos de discriminação horária, podem ocorrer situações de comportamentos oportunistas. Nesse sentido, a ERSE entende que, em simultâneo, e do mesmo modo, se deverá limitar a opção tri-horária nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao consumo fornecido por comercializador em BTN. Esta possibilidade foi aliás abordada na consulta pública de reformulação do RAC.

Tratamento tarifário das situações de inversão de fluxo de energia entre níveis de tensão

Atualmente, o RAC estabelece que as situações de inversão de fluxo de energia na RESP não impactam nas tarifas [art.º 44.º, n.º 4], uma vez que a ERSE, na recente revisão do regulamento, entendeu manter a solução que vigorou em 2020.

Efetivamente, a análise preliminar das situações de inversão de fluxo de energia nos postos de transformação e subestações das suas redes, relativas aos anos de 2018 e 2019, enviada pelo operador de rede de distribuição em AT/MT à ERSE, revelou que as situações de inversão de fluxo de energia identificadas têm ainda significado negligenciável. Adicionalmente, não eram conhecidos, nesse momento, projetos de autoconsumo que envolvessem a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e instalações de utilização.

Assim, as situações com inversão de fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC mantiveram-se equiparadas às situações sem inversão de fluxo, em termos de preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Na consulta pública que antecedeu a reformulação do RAC ³², a ERSE assumiu o compromisso de discutir e acomodar eventuais alterações futuras a esta opção na presente revisão do RT.

De salientar que, com a reformulação do RAC, foi criada a obrigação de os operadores de redes apresentarem anualmente à ERSE, até 15 de junho, um estudo de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia entre níveis de tensão [art.º 54.º, n.º 3 e n.º 4]. A caracterização, tanto técnica, como geográfica, é realizada nos pontos de fronteira entre níveis de tensão, incluindo os eventuais pontos de entrega a outros operadores de redes, e tem por base um período de integração de 15 minutos. O objetivo deste estudo, de caracterização das situações de inversão de fluxo de energia, é auxiliar a ERSE na decisão sobre como as eventuais situações de inversão de fluxo de energia nas redes se refletirão nos preços das tarifas de Acesso às Redes para o autoconsumo.

A ERSE considera que o cálculo das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP deve passar a incorporar o efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC. Tendo em conta o estado atual de desenvolvimento do autoconsumo, nomeadamente a inexistência, à data desta consulta, de projetos em que haja utilização da RESP, assim como a ocorrência ainda negligenciável de situações de inversão de fluxo, essa incorporação deve evitar uma complexificação desnecessária do cálculo tarifário e das próprias tarifas.

Os estudos de caracterização referidos anteriormente contribuirão para a ERSE estabelecer os critérios para determinar quando se considera haver situações de inversão de fluxo de energia. Os primeiros estudos chegarão à ERSE até 15 de junho deste ano.

Em relação ao cálculo das tarifas de Acesso às Redes para o autoconsumo, a ERSE considera mais adequado que, no próximo período regulatório, enquanto a implementação de projetos de autoconsumo estiver a desenvolver-se, a integração da ocorrência de inversão de fluxo de energia nos preços das tarifas se realize através de uma metodologia simplificada, assim promovendo os princípios de simplicidade na formulação e fixação das tarifas e de estabilidade das tarifas face às expectativas dos consumidores.

³² [Consulta Pública n.º 93](#), da ERSE, relativa à reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica.

Para incorporar o efeito da inversão de fluxos de energia, quando ocorra, a ERSE pretende utilizar um fator, por nível de tensão, com valor de 0 a 1, que afeta a dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC.

Em termos geográficos, a intenção é avançar com parâmetros de âmbito nacional, entendendo-se que, por agora, não há necessidade de dar sinais locais nestas tarifas.

Adicionalmente, também a vigência dos parâmetros deverá ser ponderada. Caso a ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia se mantenha em níveis que não impactem significativamente nos custos das redes, os parâmetros poderão manter-se tendencialmente idênticos entre exercícios tarifários.

PROPOSTA

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN tri-horárias

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP estão atualmente disponíveis nas opções simples, bi-horária e tri-horária. Dada a dominância dos sistemas solares fotovoltaicos para produção em autoconsumo, a eventual utilização da RESP ocorrerá em horas fora de vazio, nomeadamente em hora de ponta, quando as redes são mais solicitadas. A ERSE entende que as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo devem sinalizar adequadamente esta utilização das redes.

Considerando que um consumidor com capacidade para se tornar autoconsumidor é um consumidor que terá acesso a maior e melhor informação, a ERSE entende que as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN devem disponibilizar apenas a opção tri-horária.

Por outro lado, tendo em conta que à componente de consumo não satisfeita através de autoconsumo aplicam-se as tradicionais tarifas de Acesso às Redes, as quais, em BTN, mantêm as três opções em termos de discriminação horária, podem ocorrer situações de comportamentos oportunistas. Nesse sentido, propõe-se que, em simultâneo, e do mesmo modo, se limite a opção tri-horária nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao consumo fornecido por comercializador em BTN.

Tratamento tarifário das situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão

Atualmente, as situações de inversão de fluxo de energia entre níveis de tensão não impactam nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. A ERSE, na reformulação do RAC, assumiu o compromisso de abordar e discutir este tópico na presente revisão regulamentar.

A situação atual é ainda de inexistência de projetos de autoconsumo em que seja utilizada a RESP para veicular a energia autoconsumida. Além disso, dados preliminares apontam para a ocorrência negligenciável de inversão de fluxo de energia nas redes. Assim, a proposta da ERSE consiste em incorporar a ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia na determinação das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, embora assumindo regras simples de implementação, nomeadamente, o estabelecimento de parâmetros de âmbito nacional.

Disposições relativas às tarifas de acesso às redes para o autoconsumo no RT

Como referido, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP estão atualmente no RAC. Esta situação foi necessária e considerada adequada para ter todas as disposições relativas ao autoconsumo numa única peça regulamentar. No entanto, sendo estas tarifas de Acesso às Redes tarifas do setor elétrico, a ERSE entende justificar-se agora a sua incorporação no RT do setor, dando cumprimento ao previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019.

A proposta da ERSE consiste em colocar as disposições relativas à estrutura e cálculo das TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP no RT, dado que este deve incorporar todas as tarifas do setor elétrico. O RAC continuará a fazer referência a estas tarifas, remetendo para o RT. Além disso, as particularidades do autoconsumo, nomeadamente o tratamento do armazenamento ao abrigo do regime do autoconsumo, assim como os aspetos relativos à faturação da energia fornecida por comercializador, mantêm-se no RAC.

Face ao exposto a ERSE propõe:

13. Limitar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN à opção tri-horária. Em simultâneo, e do mesmo modo, limitar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao consumo fornecido por comercializador em BTN também à opção tri-horária. Inclusão do n.º 6 do artigo 42.º-E e do artigo 42.º-F.
14. Passar a incorporar o efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão no cálculo das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Corresponde ao n.º 2 do artigo 42.º-G.
15. Inclusão de termos do autoconsumo (autoconsumo, autoconsumo através da RESP) no artigo 3.º (siglas e definições). Criação de subsecção dedicada às tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo (capítulo III, secção IV, subsecção II, artigos 42.º-D a 42.º-G).
16. Estas propostas têm impacto no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica eliminação do artigo 44.º; adaptação do artigo 43.º para remeter caso geral para o RT; alterações às referências no n.º 2 do artigo 15.º, no n.º 1 do artigo 45.º, no artigo 15.º.

2.2.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

RESUMO DA PROPOSTA

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 (transporte e distribuição), mas evitando-se um duplo pagamento de CIEG;
- Manter a isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem, mas discutindo uma alteração futura em que haja um alinhamento entre todas as instalações que desempenhem funções de armazenamento.

ENQUADRAMENTO

De acordo com a definição na Diretiva (UE) 2019/944 relativa ao mercado interno da eletricidade ³³, o **armazenamento de energia**, ao nível da rede elétrica, consiste na «transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção ou a conversão de energia elétrica numa forma de energia que possa ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia em energia elétrica ou utilização enquanto outro vetor energético» [art.º 2.º].

A referida diretiva estabelece que os operadores de redes não deverão deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia [art.º 36.º]. Os serviços de armazenamento de energia deverão ser concorrenciais e baseados no mercado.

De acordo com o n.º 10 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 76/2019 ³⁴, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), nos casos em que a produção de eletricidade seja acompanhada de armazenamento a licença de produção incorpora as condições a que a atividade de armazenamento está sujeita. No n.º 11 do mesmo artigo é referido que «A atividade de armazenamento exercida de modo autónomo é sujeita a licença de armazenamento, nos termos a definir em legislação específica.». Com base no diploma e tendo em conta a necessidade de legislação complementar, a ERSE considera **instalações autónomas de armazenamento** as instalações licenciadas para o efeito.

O armazenamento é atualmente um tema em destaque devido à estratégia global de transição para uma economia altamente eficiente em termos energéticos e baseada em energias renováveis, face ao objetivo de neutralidade carbónica. A 20 de abril foi alcançado um acordo para uma Lei Europeia do Clima ³⁵, que estabelece como objetivo reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, após dedução das remoções, em pelo menos 55% até 2030, comparando com 1990, tendo como objetivo final a neutralidade carbónica até 2050, e emissões negativas depois.

³³ [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU.

³⁴ [Decreto-lei n.º 76/2019](#), de 3 de junho.

³⁵ «[Lei Europeia do Clima: Conselho e Parlamento chegam a acordo provisório](#)», Comunicado de imprensa, Conselho da União Europeia, 21 de abril de 2021.

Existem variados fatores que apresentam o armazenamento como uma estratégia essencial para a eletrificação da economia, a crescente integração de renováveis com produção intermitente e a promoção de preços estáveis em mercado. O armazenamento de energia pode tornar a rede elétrica mais eficiente, resiliente, segura, económica e sustentável ³⁶.

Dado o decréscimo acentuado dos custos das tecnologias de geração de energia renovável nos últimos anos, o setor elétrico fez progressos concretos na descarbonização. A transformação das redes de energia, impulsionada pela eletrificação dos sistemas de energia, requer capacidade adicional de armazenamento de energia para atender às novas necessidades de flexibilidade das redes elétricas.

FLEXIBILIDADE E DESCARBONIZAÇÃO – O PAPEL DO ARMAZENAMENTO

O armazenamento de energia em sentido lato, incluindo não só o armazenamento de energia elétrica para posterior injeção na rede, mas também a conversão de energia elétrica em qualquer forma de energia que possa ser armazenada e posteriormente injetada na rede ou reconvertida para consumo como outra fonte de energia, pode promover o desenvolvimento de uma produção mais flexível, de uma produção **hipocarbónica sustentável** e de uma maior flexibilidade da procura.

Podem existir instalações dedicadas de armazenamento, instalações de consumo que integrem armazenamento e instalações de produção que integrem armazenamento. Com efeito, quando a partilha de ligação à rede é com uma instalação de consumo, o armazenamento constitui-se como instrumento para gestão dos consumos dessa instalação (ainda que introduza a possibilidade de injeção de energia na rede) e quando essa partilha é com uma instalação de produção, o armazenamento é, fundamentalmente, um meio de controlo da energia produzida (ainda que podendo reforçar o consumo de energia a partir da rede).

As fontes de energia renováveis, como a energia hidroelétrica de albufeira, a energia geotérmica e a biomassa, podem oferecer uma capacidade de carga de base, ao passo que outras, como a energia eólica e a energia solar, são intermitentes e variáveis. A integração de fontes de energia renováveis intermitentes no sistema elétrico exige uma **flexibilidade** acrescida no que respeita ao equilíbrio entre a **oferta e a procura**, a fim de estabilizar a rede elétrica, manter a segurança do aprovisionamento e evitar flutuações extremas dos preços da energia.

³⁶ Veja-se o relatório [“Energy Storage Monitor: Latest trends in energy storage”](#), 2019, do World Energy Council.

Como exemplo, as tecnologias de armazenamento podem fornecer um serviço importante ao consumirem energia em horas de vazio, à noite, quando existe menor procura e existe excesso de energia renovável eólica, habilitando assim uma maior integração das fontes de energia de baixo carbono.

O armazenamento descentralizado, através de baterias domésticas, tecnologia de veículo elétricos que permita a injeção na rede («vehicle-to-grid») e sistemas domésticos inteligentes, ajudam a reduzir o consumo nas horas de ponta, fornecem **flexibilidade da procura** e desempenham um papel cada vez mais importante para garantir que a rede de energia é utilizada de forma eficiente, mesmo num paradigma de maior descentralização. De salientar que à medida que as tecnologias de **baterias** se tornam mais maduras e com redução significativa dos seus custos poderemos assistir a uma maior proliferação de soluções de armazenamento no setor elétrico.

O armazenamento de energia elétrica pode também ser considerado como alternativa à expansão da rede elétrica uma vez que permite acomodar mais consumo na rede para a mesma capacidade instalada.

Numa perspetiva holística de um sistema energético integrado, não pode ser ignorado o papel das instalações de conversão de energia elétrica em qualquer forma de energia, as designadas *Power-to-X facilities* (incluindo a produção de hidrogénio), na flexibilidade acrescida que trazem ao sistema energético como um todo, fundamental para alcançar o objetivo de neutralidade carbónica.

O CEER publicou recentemente o documento «Regulatory treatment of Power-to-Gas»³⁷, onde salienta que, no contexto de integração dos vários vetores energéticos, as instalações de conversão de eletricidade para gás (*Power-to-Gas installations*) podem competir com outras instalações, quer do setor elétrico, quer do setor do gás.

No sentido de permitir um *level playing field* em ambos os setores, os princípios tarifários deverão ser aplicados de forma não discriminatória em atividades comparáveis, em particular no armazenamento e nas atividades de conversão. As tarifas de Acesso às Redes não devem ser utilizadas para subsidiar tecnologias, atividades ou utilizadores e devem fornecer condições equitativas para atividades comparáveis. Eventuais medidas públicas deverão ser efetuadas fora do âmbito da regulação setorial. As tarifas de Acesso às Redes devem considerar tanto os potenciais benefícios, como os custos que provocam nas redes.

³⁷ [Regulatory treatment of Power-to-Gas](#), «European Green Deal», fevereiro de 2021.

De acordo com a Estratégia Nacional do Hidrogénio, divulgada na RCM n.º 63/2020, “a estratégia de Portugal para a próxima década, e com reflexo nas seguintes, assenta numa combinação de diversas opções de políticas e medidas, bem como de opções tecnológicas variadas, procurando encontrar sinergias. Nesta ótica, importa criar condições que viabilizem o papel que os gases renováveis, em particular o hidrogénio verde, podem desempenhar na descarbonização dos vários setores da economia, como a indústria e os transportes, com vista ao alcance de níveis elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia de forma mais eficiente. Por outro lado, tendo em conta a sua flexibilidade e respetiva complementaridade com o Sistema Elétrico Nacional (SEN), a aposta no hidrogénio verde permite acelerar a descarbonização do próprio setor elétrico, fomentando o movimento de tendente acoplamento entre o SEN e o Sistema Nacional de Gás e a recolha dos benefícios de eficiência e economia que daí resultam.”³⁸

BENCHMARKING NA EUROPA

A situação a nível europeu é diversa no que se refere ao tratamento tarifário aplicável a instalações de armazenamento, revelando a existência de diferentes respostas a este tema disruptivo.

Em vários Estados-Membros o armazenamento não tem enquadramento regulamentar, enquanto noutros beneficia de isenções de tarifas de acesso às redes ou de regras tarifárias específicas³⁹. Essas isenções podem ser específicas por tecnologia, por função desempenhada ou serviço de rede. Devido à variedade de tecnologias de armazenamento, aplicações e serviços potenciais, um regime de isenção caso-a-caso pode ser complexo e discriminatório. Os regimes de isenção tarifária para armazenamento são atualmente aplicados às tarifas de transporte ou distribuição ou a ambas, com alguma diferenciação.

No Relatório da ACER sobre as metodologias de tarifas de transporte na Europa⁴⁰ é efetuada uma análise ao tratamento tarifário do armazenamento (centrais hidroelétricas com bombagem e outras alternativas de armazenamento), ligado à rede de transporte e de distribuição, em diversos Estados-Membros, quer em termos de consumo e de injeção de energia, quer por tipo de tecnologia. Podemos concluir que existem diversas abordagens, não existindo harmonização entre as mesmas. Em alguns países, assiste-se à inexistência de enquadramento regulamentar para diversos tipos de tecnologia.













³⁸ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020](#), de 14 de agosto.

³⁹ «[Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe](#)» (março de 2020).



⁴⁰ Capítulos 6 e 7 - «[ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe](#)».

No Quadro 2-9 apresenta-se uma caracterização dos países em que é aplicada uma tarifa de uso da rede de transporte à energia injetada na rede de transporte ou na rede de distribuição, por centrais hidroelétricas com bombagem ou por outras tecnologias de armazenamento (p.e. baterias).

Quadro 2-9 - Tarifa de uso da rede de transporte aplicável à energia injetada na rede por tecnologia de armazenamento

País	Centrais hidro-elétricas com bombagem		País	Armazenamento através de outras alternativas (baterias)	
	Ponto de ligação ao Transporte	Ponto de ligação à Distribuição		Ponto de ligação ao Transporte	Ponto de ligação à Distribuição
Áustria			Áustria		
Bélgica			Bélgica		
Dinamarca			Dinamarca		
Finlândia			Finlândia		
França			França		
Irlanda			Irlanda		
Noruega			Noruega		
Portugal			Portugal		
Roménia			Roménia		
Suécia			Suécia		
Irlanda do norte (RU)			Irlanda do norte (RU)		
Reino Unido			Reino Unido		
	8	6		7	6

 Pagamento de tarifa
 Isento de pagamento de tarifa

 Pagamento de tarifa
 Isento de pagamento de tarifa



Fonte: “[ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe](#)”, clarificado para Portugal e atualizado com alterações ocorridas em Espanha.



Nota: Em Portugal a tarifa aplica-se à energia injetada na rede de transporte e na rede nacional de distribuição, ou seja, a energia injetada na rede de distribuição de BT não paga esta tarifa.

No Quadro 2-10 apresenta-se uma caracterização dos países em que é aplicada uma tarifa de uso da rede de transporte à energia consumida a partir das redes de transporte ou de distribuição, por centrais hidroelétricas com bombagem ou por outras tecnologias de armazenamento (p.e. baterias).

Quadro 2-10 - Tarifa de uso da rede de transporte aplicável ao consumo de energia por tecnologia de armazenamento

País	Centrais hidro-elétricas com bombagem		País	Armazenamento através de outras alternativas (baterias)	
	Ponto de ligação ao Transporte	Ponto de ligação à Distribuição		Ponto de ligação ao Transporte	Ponto de ligação à Distribuição
Áustria	🌀	🌀	Áustria	🌀	🌀
Bélgica	🌀	🌀	Bélgica	🌀	🌀
Bulgária	🌀	🌀	Bulgária	🌀	🌀
Croácia	🌀	🌀	Croácia	🌀	🌀
República Checa	🌀	🌀	República Checa	🌀	🌀
Dinamarca	🌀	🌀	Dinamarca	🌀	🌀
Finlândia	🌀	🌀	Finlândia	🌀	🌀
França	🌀	🌀	França	🌀	🌀
Alemanha	🌀	🌀	Alemanha	🌀	🌀
Grécia	🌀	🌀	Grécia	🌀	🌀
Irlanda	🌀	🌀	Irlanda	🌀	🌀
Noruega	🌀	🌀	Noruega	🌀	🌀
Portugal	🌀	🌀	Portugal	🌀	🌀
Roménia	🌀	🌀	Roménia	🌀	🌀
Irlanda do norte (RU)	🌀	🌀	Irlanda do norte (RU)	🌀	🌀
Reino Unido	🌀	🌀	Reino Unido	🌀	🌀
	12	8		9	7

 Pagamento de tarifa
 Isento de pagamento de tarifa

 Pagamento de tarifa
 Isento de pagamento de tarifa

Fonte: “[ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe](#)”, clarificado para Portugal e atualizado com alterações ocorridas em Espanha.

O relatório da ACER, relativamente ao tratamento dado às centrais hidroelétricas com bombagem e ao armazenamento através de outras alternativas, no que respeita ao pagamento da tarifa de uso da rede de transporte pela injeção de energia na rede de transporte e na rede de distribuição, identifica que:

- Na maioria dos países em que existe pagamento de tarifa de uso da rede de transporte apenas existe um enquadramento específico para as centrais hidroelétricas com bombagem enquanto forma de armazenamento;
- Em Portugal as centrais hidroelétricas com bombagem estão sujeitas à tarifa de uso das redes de transporte aplicável à injeção, no entanto, na atual revisão regulamentar do setor elétrico a ERSE irá propor a sua eliminação para todos os utilizadores, fruto das alterações ocorridas em Espanha;
- Na Noruega e no Reino Unido o armazenamento ligado quer ao transporte quer à distribuição paga a tarifa de transporte na injeção e a tarifa de transporte no consumo.
- Na Áustria apenas as centrais hidroelétricas com bombagem, quer ligadas ao transporte, quer à distribuição, pagam a tarifa de transporte na injeção e no consumo.

- Na Finlândia apenas o armazenamento através de baterias ligadas, quer ao transporte, quer à distribuição, paga a tarifa de transporte na injeção e no consumo.

As razões apontadas pelos diversos reguladores para a aplicação de tarifas de uso da rede de transporte à energia injetada são diversas, incluindo entre outras, a recuperação de custos de transporte, a melhor refletividade de custos e o fornecimento de sinais de preço para adiar investimentos nas redes e para evitar congestionamentos nas redes.

No relatório, a ACER sublinha que, embora a aplicação de isenções possa ser razoável em certos casos, estas não devem estar em conflito com o estabelecido no n.º 1 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2019/943 ⁴¹, isto é, que as tarifas devem ser aplicadas de forma não discriminatória.









Em 2021 a ACER publicou um relatório sobre as metodologias de tarifas de distribuição na Europa ⁴², onde é efetuada uma análise ao tratamento tarifário do armazenamento ligado à rede de distribuição, nos 27 Estados-Membros, quer em termos de consumo e de injeção de energia, quer por tipo de tecnologia. Este relatório complementa o relatório da ACER sobre metodologias de tarifas de transporte na Europa.


No Quadro 2-11 apresenta-se uma caracterização dos países em que é aplicada tarifa de uso da rede de distribuição à energia injetada na rede de distribuição, por centrais hidroelétricas com bombagem ou por outras tecnologias de armazenamento (p.e. baterias).


⁴¹ [Regulamento \(UE\) 2019/943](#) do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade.

⁴² Documento «[ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe](#)».

Quadro 2-11 - Tarifa de uso da rede de distribuição aplicável à energia injetada na rede, por tecnologia de armazenamento

País	Armazenamento	
	Centrais hidro-elétricas com bombagem	Através de outras alternativas (baterias)
Áustria		
Bélgica		
França		
Suécia		
	3	3











 Pagamento de tarifa


 Isento de pagamento de tarifa


Fonte: «[ACER Report on distribution tariff methodologies in Europe](#)» clarificado para Portugal.

No Quadro 2-12 apresenta-se uma caracterização dos países em que é aplicada tarifa de uso da rede de distribuição à energia extraída da rede de distribuição, por centrais hidroelétricas com bombagem ou por outras tecnologias de armazenamento (p.e. baterias).

Quadro 2-12 - Tarifa de uso da rede de distribuição aplicável à energia extraída da rede, por tecnologia de armazenamento

País	Armazenamento	
	Centrais hidro-elétricas com bombagem	Através de outras alternativas (baterias)
Áustria		
Bélgica (Bruxelas)		
França		
Portugal		
Suécia		
	4	4

 Pagamento de tarifa

 Isento de pagamento de tarifa

Fonte: «[ACER Report on distribution tariff methodologies in Europe](#)» clarificado para Portugal.

O relatório da ACER, relativamente ao tratamento dado às centrais hidroelétricas com bombagem e ao armazenamento através de outras alternativas, no que respeita ao pagamento da tarifa de uso da rede de distribuição, revela que:

- São poucos os países em que são aplicadas tarifas de uso da rede de distribuição na injeção de energia a partir do armazenamento (centrais hidroelétricas com bombagem e armazenamento através de outras alternativas, tais como baterias);
- Em Portugal não existe tarifa de uso das redes de distribuição aplicável à injeção e apenas está isenta do pagamento de tarifa de uso da rede de distribuição a energia elétrica adquirida para bombagem;
- Em França o armazenamento (centrais hidroelétricas com bombagem e o armazenamento através de outras alternativas, tais como baterias) ligado à distribuição paga tarifa de uso da rede de distribuição na injeção e na energia extraída da rede.

Através da análise efetuada, podemos constatar que existe uma heterogeneidade considerável no que respeita à aplicação das tarifas de uso da rede à função de armazenamento. Os dois relatórios de tarifas de transporte e de distribuição revelam que existem diversas abordagens na Europa, não existindo harmonização entre as mesmas, e que em alguns países se assiste à inexistência de enquadramento regulamentar específico para algumas tecnologias de armazenamento.

Seguidamente, apresentam-se 2 *case studies*, do regulador irlandês (CRU) e do regulador do Reino Unido (Ofgem):

Case studies

Commission for Regulation of Utilities (CRU)

No caso específico da Irlanda para facilitar o surgimento de armazenamento, a entidade reguladora irlandesa CRU realizou uma consulta pública e adotou uma solução ⁴³ interina para a aplicação de tarifas de rede, com entrada em vigor a 1 de outubro de 2020. Na Irlanda, até setembro de 2020, a situação era a seguinte:

- Unidades de armazenamento ficavam sujeitas a tarifas de rede na injeção e no consumo, tendo este enquadramento sido definido ainda antes do aparecimento de unidades de armazenamento.
- A CRU considerou que esta solução não refletia o valor do armazenamento e podia ser uma barreira à entrada.
- Ao longo dos anos foram tomadas decisões pontuais para facilitar o surgimento de soluções de armazenamento, tais como isenções parciais nas tarifas de rede ou a participação no mercado de serviços de sistema.

Após a receção de comentários, a CRU decidiu pela aplicação da tarifa de uso da rede de distribuição ao consumo do armazenamento, eliminando a tarifa na injeção, para não criar desincentivos à injeção ligada à distribuição de energia na rede.

⁴³ Consulta interina disponível em: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/06/CRU20066-Consultation-Paper-Network-Charges-for-Commercial-Storage-Units-Interim-Solution-FINAL.pdf> e Solução interina disponível em: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/09/CRU20115-Decision-Paper-Network-Charges-for-Commercial-Storage-Units.pdf>

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

O regulador Ofgem (Grã-Bretanha) concluiu recentemente uma alteração tarifária na aplicação daquilo a que chama «valor residual», i.e. a diferença entre os proveitos permitidos de um operador e as receitas obtidas com a aplicação de tarifas iguais aos custos incrementais ou marginais ⁴⁴. Para além de alterar a variável de faturação para recuperar o valor residual das tarifas de uso da rede de transporte e distribuição ⁴⁵, a Ofgem considerou que o valor residual apenas deveria ser aplicado ao consumo final, isentando assim o consumo intermédio em instalações de armazenamento. Esta abordagem tem semelhanças com o regime do IVA, com o objetivo de não onerar o consumo final duplamente com o mesmo encargo.

Como tal, a Ofgem estabelece que instalações exclusivamente para geração ou para armazenamento devem estar isentas do valor residual, uma vez que não correspondem a consumo final. A mesma decisão aponta ainda para a necessidade de estabelecer um processo para determinar se uma instalação se enquadra nestas categorias ⁴⁶.

MOTIVAÇÃO/OBJETIVO

Em Portugal, atualmente, o Regulamento Tarifário do setor elétrico não prevê especificamente as instalações autónomas de armazenamento enquanto utilizador da rede. Na ausência de outro enquadramento, o consumo de energia por parte de uma **instalação autónoma de armazenamento** ⁴⁷ fica sujeito ao pagamento das tarifas de acesso às redes, como qualquer ponto de consumo. Contudo, a injeção de energia elétrica por parte de uma instalação autónoma de armazenamento não está sujeita ao pagamento das tarifas de uso das redes para injeção, uma vez que as tarifas apenas se aplicam aos

⁴⁴ «[Targeted Charging Review: Decision and Impact Assessment](#)», decisão publicada a 21 de novembro de 2019.

⁴⁵ A decisão (nota de rodapé 44) determina que o valor residual deve ser recuperado através de um termo fixo, e não através de termos de potência ou de energia.

⁴⁶ Parágrafo 3.57 da decisão na nota de rodapé 44: «*Generation and storage only sites will therefore be exempt from residual charges. An appropriate process must be established to assess and identify or, where a practical and proportionate approach cannot be identified, to robustly estimate final demand for the purposes of residual charging.*».

⁴⁷ Nos termos do n.º 11 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 76/2019, a atividade de armazenamento exercida de modo autónomo é sujeita a licença de armazenamento, nos termos a definir em legislação específica.

utilizadores reconhecidos regulamentarmente como produtores de energia elétrica, não sendo o caso das instalações autónomas de armazenamento.

Na recente reformulação do Regulamento do Autoconsumo ⁴⁸ prevê-se explicitamente aplicar a tarifa de Uso da Rede de Transporte para produtores à energia excedente do autoconsumo (energia partilhada para autoconsumo que não é consumida nem armazenada), vendida em mercado, que é injetada na RESP a partir do armazenamento ⁴⁹. Quando há carregamento do armazenamento (ou seja, injeção de energia da rede no armazenamento), essa energia pode ter origem na partilha de energia em autoconsumo ou provir de um contrato de fornecimento com um comercializador. No primeiro caso aplicam-se as tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, quando há utilização da RESP, e no, segundo caso, aplicam-se as tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo.

As centrais hidroelétricas com bombagem dispõem de um enquadramento específico, pagam a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores pela injeção de energia, no entanto, os produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção, estão isentos do pagamento das tarifas de acesso às redes, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem ⁵⁰. Esta isenção pode ser justificada pelo contributo positivo que a bombagem potencia na utilização do sistema elétrico, aumentando a flexibilidade do sistema. A ACER no seu relatório sobre as metodologias de tarifas de distribuição na Europa ⁵¹, considera que podem existir regimes de isenção, desde que devidamente justificados e recomenda que os mesmos sejam reavaliados no tempo.

Com o desenvolvimento de diversas tecnologias de armazenamento, e face ao previamente discutido, a ERSE propõe estabelecer as seguintes **linhas de orientação** para o tratamento tarifário aplicável a instalações autónomas que desempenhem funções de armazenamento:

⁴⁸ [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio.

⁴⁹ «A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao excedente total imputado à IPr [instalação de produção] ou à IA [instalação de armazenamento], estabelecida no RT [Regulamento Tarifário], é aplicada no referencial da IPr ou da IA, conforme aplicável.» [Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), art.º 46.º]. O excedente total imputado à instalação de armazenamento corresponde à parcela do excedente total do autoconsumo, vendido em mercado, que é atribuída a essa instalação [RAC, art.º 40.º, n.º 2, al. g)]. Note-se que «Para efeitos do relacionamento comercial com o ORT no âmbito do presente regulamento, os titulares de instalações que injetem excedentes na rede são equiparados a produtores» [RAC, art.º 19.º, n.º 3].

⁵⁰ Artigo 24.º n.º 2 do [Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações](#).

⁵¹ Parágrafo 53 do Documento [«CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition»](#).

- A ERSE realça que a definição de armazenamento é essencial para o tratamento tarifário a aplicar. A ERSE considera instalações autónomas de armazenamento as instalações licenciadas para o efeito, não obstante a necessidade de clarificação através de legislação específica;
- O armazenamento ligado autonomamente à RESP, deve pagar o custo que causa nas redes, nomeadamente as tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. Estas tarifas devem ser pagas por quem as utiliza e causa custos nas redes, não devendo existir discriminação positiva ou negativa no seu pagamento;
- Os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), incluídos nas tarifas de Acesso às Redes, merecem uma análise própria, uma vez que a maioria destes custos não varia com a utilização da rede, mas assume primordialmente um carácter *quasi-fiscal*, impondo-se a necessidade de avaliar se existe uma duplicação injustificada de encargos entre as fases de consumo intermédio, na instalação autónoma de armazenamento, e de consumo final;
- As tarifas de Acesso às Redes aplicadas ao consumo a partir da RESP por parte de uma instalação autónoma de armazenamento devem refletir o valor de armazenamento para a rede elétrica, podendo refletir os benefícios potenciais para a flexibilidade da utilização das redes, nomeadamente os custos evitados. Todavia, deve avaliar-se se estas instalações já estão a ser remuneradas através de mecanismos ou mercados de flexibilidade, evitando-se duplas contabilizações;
- Os benefícios que o armazenamento pode trazer ao sistema, devido à flexibilidade que providencia, deverão ser preferencialmente remunerados através de mecanismos ou de mercados de flexibilidade, remunerando o serviço efetivamente prestado ao sistema. Só assim se consegue garantir que apenas é atribuído um benefício à instalação quando o serviço é efetivamente prestado e que o valor atribuído é o adequado;
- A aplicação de qualquer regime de isenção requer uma definição adequada dos utilizadores que dela podem beneficiar, limitando a isenção apenas às utilizações que efetivamente correspondam a uma função de armazenamento com benefícios de flexibilidade para a rede;
- Qualquer isenção deve ser dada apenas à energia que volta a ser injetada na rede, no pressuposto que essa energia irá ficar sujeita ao pagamento tarifário aquando do consumo final pelos clientes do setor elétrico. Se o armazenamento estiver a ser utilizado apenas para fazer gestão de

consumos não deve estar isento do pagamento de tarifas, dado que a tarifa de acesso às redes aplicada já fornece os sinais adequados através da diferenciação horária de tarifas.

Relativamente à determinação de potenciais benefícios, importa sublinhar que a quantificação dos custos evitados por um determinado utilizador é uma análise complexa, como se conclui com um episódio ocorrido na Alemanha. Em 22 de julho de 2017 entrou em vigor a Lei para a Modernização da Estrutura das Tarifas de Rede (NEMoG, na sigla alemã)⁵², que veio estabelecer na Alemanha um limite aos valores pagos a produtores de geração distribuída na forma de custos evitados das redes⁵³. Com a informação de hoje, as autoridades alemãs concluíram que esses benefícios são menos elevados do que anteriormente assumidos, até porque muitas das vezes ocorrem fluxos invertidos de energia, sendo necessário reforçar a rede de transporte a montante para transportar o excesso de energia renovável de uma região para os pontos de consumo noutra parte do país.

PROPOSTA

Importa referir que a transposição para o quadro legal português da Diretiva 2019/944, relativa ao mercado interno da eletricidade, ainda se encontra em preparação. As alterações na legislação de bases do setor, incluindo o enquadramento para instalações autónomas de armazenamento, podem exigir à ERSE a introdução de alterações nas propostas efetuadas, resultando num aprofundamento da sua regulamentação.

A ERSE considera que, todas as formas de armazenamento de energia elétrica devem ter um tratamento equivalente em termos tarifários, independentemente da tecnologia de armazenamento subjacente. Todavia, face às condicionantes atuais, em que se aguarda o enquadramento legislativo para as instalações autónomas de armazenamento, a ERSE propõe:

- Manter a **isenção do pagamento de tarifa de Acesso às Redes** para as centrais hidroelétricas com bombagem, no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem. Tendo em conta que as centrais hidroelétricas se encontram em concorrência direta, no mercado grossista (MIBEL) com os produtores espanhóis, a ERSE considera que se deverá manter o tratamento regulatório dado

⁵² [Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur \(Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMoG\)](#), de 17 de julho de 2017.

⁵³ O sistema tarifário na Alemanha atribui estes benefícios na premissa de que a energia injetada na rede de distribuição não necessita de utilizar a rede de transporte, reduzindo assim a necessidade de investimento na rede de transporte.

às centrais hidroelétricas com bombagem que dele já beneficiam até ser clarificado o enquadramento legislativo do armazenamento.

- Aplicar às instalações autónomas de armazenamento as tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente, evitando-se desde já um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), contudo garantindo-se o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

No Quadro 2-13 apresenta-se o peso dos CIEG incluídos nos preços das tarifas de Acesso às Redes de todos os níveis de tensão, representando a isenção dada ao armazenamento no pagamento de tarifas de Acesso às Redes:

Quadro 2-13 - Peso dos CIEG nas tarifas de Acesso às Redes

	Potência em horas de ponta	Potência contratada	Energia ativa Horas de ponta	Energia ativa Horas cheias	Energia ativa Horas de vazio normal	Energia ativa Horas de super vazio	Energia reativa
MAT	0%	87%	86%	82%	71%	71%	0%
AT	0%	95%	86%	81%	67%	68%	0%
MT	0%	67%	86%	81%	57%	60%	0%
BTE	0%	50%	85%	80%	54%	61%	0%
BTN>	-	49%	43%	54%	56%		-
BTN<	-	49%	42%	60%	71%		-

Nota: Para BTN< foi utilizada a opção tri-horária

Verifica-se, que nos períodos de vazio normal e de super vazio, horas nas quais se pressupõe o consumo por parte das instalações de armazenamento, o preço da tarifa de Acesso às Redes após a dedução dos CIEG varia entre 29% a 46% do preço pago sem a referida dedução, dependendo do nível de tensão a que instalação autónoma de armazenamento esteja ligada.

No Quadro 2-14 apresentam-se as tarifas de acesso às redes deduzidas de CIEG ⁵⁴, para todos os níveis de tensão:

Quadro 2-14 - Preços das tarifas de acesso às redes deduzidas de CIEG

	PHP (€/kW.dia)	PC (€/kW.dia)	Horas de ponta (€/kWh)	Horas cheias (€/kWh)	Horas de vazio normal (€/kWh)	Horas de super vazio (€/kWh)	Energia reativa (€/kvarh)
MAT	0,0455	0,0033	0,004	0,0039	0,0038	0,0038	0,0231
AT	0,1036	0,0012	0,0052	0,0049	0,0046	0,0044	0,0231
MT	0,1791	0,0114	0,0079	0,0074	0,0061	0,0054	0,0252
BTE	0,4328	0,0231	0,014	0,0122	0,0098	0,0075	0,0318
BTN>	-	0,6411	0,1135	0,0333		0,0088	-
BTN<	-	0,0268	0,1158	0,0321		0,0096	-

Face ao exposto, após a publicação da legislação referente à transposição para o quadro legal português da Diretiva (UE) 2019/944, relativa ao mercado interno da eletricidade, e da publicação da legislação específica relativa à atividade de armazenamento, prevista no Decreto-Lei n.º 76/2019, deverão ser avaliadas possíveis alterações.

Nesse sentido, a ERSE propõe:

17. A criação de subsecção dedicada às tarifas de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento (capítulo III, secção IV, subsecção II, artigos 42.º-H e 42.º-J).

⁵⁴ CIEG repartidos de acordo com os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Eléctrico Nacional estabelecidos na [Portaria n.º 332/2012](#), de 22 de outubro.

A ERSE questiona sobre:

18. Concorda com a manutenção do tratamento tarifário aplicável às centrais hidroelétricas com bombagem no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem? Justifique.
19. Concorda com a proposta da ERSE relativamente ao tratamento tarifário a aplicar às instalações autónomas de armazenamento, através do pagamento das tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG?
20. Se discorda da opção anterior, na sua opinião julga que se deve aguardar pela publicação da legislação para ser proposto um tratamento tarifário para as instalações autónomas de armazenamento?

Adicionalmente, para aplicação a médio/longo prazo, importa refletir com os agentes outras orientações, tendo em conta os benefícios do armazenamento para o sistema elétrico. Estes deverão ser analisados de forma integrada, sendo que alguns deles podem ser complementares:

- Refletir, se no caso do armazenamento, a aplicação do princípio do utilizador-pagador deverá ser traduzida por uma tarifa que reflita apenas os custos incrementais das redes, evitando-se a aplicação de valores residuais ⁵⁵, já que estes não são custos diretamente causados pela utilização da rede ⁵⁶;
- Dependendo do modelo de ligações às redes que venha a ser considerado para o armazenamento, poderá também justificar-se a isenção do pagamento de potência contratada e de energia reativa, que são conceitos locais que visam recuperar os custos dos troços periféricos de redes, mais próximos do utilizador. Se as instalações autónomas de armazenamento efetuaram à priori o pagamento dos encargos de ligação às redes (artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 76/2019), poder-se-á considerar a isenção dos termos tarifários que refletem o reforço dos troços periféricos;

⁵⁵ Como mencionado anteriormente, este tipo de abordagem é seguido pela Ofgem, uma vez que isenta as instalações de armazenamento do pagamento do valor residual.

⁵⁶ No cálculo tarifário da ERSE o valor residual é dado pela diferença entre os preços das várias tarifas e os valores dos custos incrementais que lhes servem de base. O ajustamento multiplicativo dos custos incrementais para chegar aos preços das tarifas é apelidado frequentemente pela ERSE por «escalamento».

- O regime aplicável ao armazenamento pode ser estendido às instalações de conversão de energia (P2G, p.e.), que visem providenciar flexibilidade a um sistema integrado de energia, desde que estas desempenhem uma função efetiva de armazenamento;
- Explorar uma metodologia tarifária que passe a considerar um tratamento tarifário simétrico entre a injeção e o consumo, isto é, em que a utilização da rede em um dos sentidos (injeção ou consumo) implica um pagamento e a utilização em sentido contrário implica uma compensação de igual valor unitário ⁵⁷. Esta solução pode exigir uma maior granularidade e um maior dinamismo nos sinais de preço, em termos temporais e locais, para promover uma correta utilização da rede.

Nesse sentido, a ERSE questiona sobre:

21. Concorda, para aplicação a médio/longo prazo com os tópicos previamente mencionados?
22. Na sua opinião quais os tópicos mais relevantes?
23. Comente eventuais temas de discussão que considera que deveriam ser apresentados e que não estão englobados neste documento?

2.2.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

RESUMO DA PROPOSTA

Nas tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica os preços de potência contratada são convertidos em preços de energia. Propõe-se que esta conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

Por último, propõe-se que estas tarifas, estabelecidas atualmente no Regulamento da Mobilidade Elétrica, sejam incorporadas no RT.

⁵⁷ Por exemplo, na Grã-Bretanha a geração distribuída recebe um valor correspondente ao uso das redes pela injeção nas redes, no pressuposto de ser equivalente a consumo negativo do ponto de vista rede. A decisão sobre o recebimento de um valor ser atribuído à injeção ou ao consumo dependerá se uma determinada área de rede se caracteriza por um excesso ou um déficit de trânsito de energia.

ENQUADRAMENTO

A **mobilidade elétrica**, em sentido lato, corresponde à utilização de veículos elétricos para transporte, embora seja comumente associada apenas a automóveis elétricos. Em termos tecnológicos, os veículos elétricos que dependem de abastecimento de energia elétrica são os veículos elétricos a baterias - que utilizam baterias elétricas para alimentar o motor elétrico, ou os veículos elétricos híbrido *plug-in* - que, além de motor e baterias elétricos, têm também um motor de combustão interna, alimentado por um combustível ⁵⁸.

A **transição energética** perspectivada para o setor dos transportes baseia-se, quer na alteração dos padrões de mobilidade, quer na mudança das fontes de energia. Neste caso, o objetivo é que os veículos a motor de combustão interna, que recorrem a combustíveis fósseis, sejam substituídos por veículos movidos a eletricidade e que a produção dessa eletricidade seja assegurada por uma maior proporção de fontes de energias renováveis.

No âmbito do **«Pacto Ecológico Europeu»**, que redefine o compromisso da Comissão Europeia quanto aos desafios climáticos e ambientais ⁵⁹, a «Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético» entretanto publicada ⁶⁰, tem como um dos seus três pilares uma maior e direta eletrificação de setores de utilização final, de modo a aumentar a proporção de renováveis no balanço global de energia. Um dos vetores de ação corresponde ao transporte e à promoção dos veículos elétricos, com um objetivo de financiar uma rede de um milhão de pontos de carregamento até 2025, associada à expansão da eletricidade com origem solar e eólica.

Em termos nacionais, o **«Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030»** ([PNEC 2030](#)) assinala o veículo elétrico entre os principais desenvolvimentos para alcançar a quota de 47% de renováveis no consumo final de energia em 2030 ⁶¹. Uma das linhas de atuação do PNEC 2030 é dedicada a «promover e apoiar a

⁵⁸ Na terminologia em inglês: BEV («*battery electric vehicle*»), e PHEV («*plug-in hybrid electric vehicle*»), respetivamente.

⁵⁹ [COM/2019/640 final](#), *Pacto Ecológico Europeu*, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Bruxelas, 11.12.2019

⁶⁰ [COM\(2020\) 299 final](#), *Potenciar uma Economia com Impacto Neutro no Clima: Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético*, Comunicação da Comissão ao parlamento europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Bruxelas, 8.7.2020.

⁶¹ «Em particular, foram definidos os principais drivers para alcançar uma quota de 47 % de renováveis no consumo final de energia em 2030, com enfoque na eletrificação da economia e dos consumos, na evolução da capacidade instalada e na produção de eletricidade de base renovável, na forte penetração do veículo elétrico e outras soluções de mobilidade sustentável, na

mobilidade elétrica», através do incentivo à introdução de veículos elétricos e do reforço das infraestruturas de carregamento.

Setor da mobilidade elétrica em Portugal

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010, pelo Decreto-Lei n.º 39/2010, na redação vigente⁶². As matérias regulamentares da competência da ERSE encontram-se no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE⁶³.

A **rede de mobilidade elétrica** compreende o conjunto integrado de pontos de carregamento e demais infraestruturas, de acesso público e privativo, relacionadas com o carregamento de baterias de veículos elétricos, em que intervêm os agentes que desenvolvem as atividades previstas no regime jurídico da mobilidade elétrica, o qual se destina a permitir o acesso dos utilizadores de veículos elétricos à mobilidade elétrica [Decreto-Lei n.º 39/2010, art.º 2.º].

O regime em vigor estabelece uma série de relacionamentos entre as várias **entidades envolvidas**, conforme se esquematiza na figura seguinte, nomeadamente:

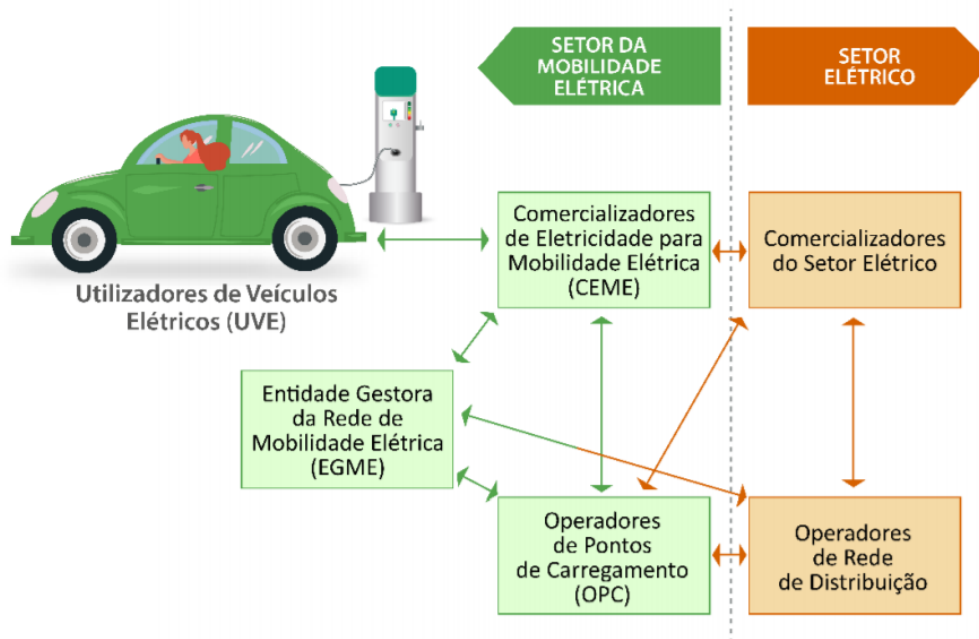
- os utilizadores de veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com comercializadores de energia para a mobilidade elétrica (CEME) para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de operadores de ponto de carregamento (OPC),
- a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos,
- a EGME e os operadores de redes de distribuição de eletricidade trocam informação, para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico.

introdução de gases renováveis, nas tecnologias de alta eficiência nos vários setores, e na investigação e inovação/maturação de tecnologias alternativas para redução de custos», [PNEC 2030](#), Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, Diário da República, 1.ª série, n.º 133, pág. 47.

⁶² Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho.

⁶³ Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro.

Figura 2-3 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica



Além destas entidades, o regime legal prevê a possibilidade de integração na rede de mobilidade elétrica de pontos de carregamento de acesso privativo, para uso exclusivo ou partilhado, a pedido dos próprios detentores do local de instalação do ponto de carregamento (detentores de pontos de carregamento, DPC).

De acordo com o modelo legal e regulamentar vigente para a mobilidade elétrica, os pontos de carregamento ligados à rede da mobilidade elétrica, embora entreguem energia elétrica, estão dissociados da rede pública de distribuição de energia elétrica e do modelo de agentes e de relacionamentos comerciais do setor elétrico.

O setor da mobilidade elétrica e o setor elétrico são, portanto, setores distintos, embora interligados, tanto em termos físicos, como de fluxos de informação e faturação.

Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

A energia elétrica que é entregue à rede de mobilidade elétrica provém das redes de distribuição de energia elétrica. Por esse motivo, aos consumos de energia elétrica efetuados a partir de pontos de carregamento de veículos elétricos aplicam-se tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica. Atualmente, as disposições relativas às tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica encontram-se no RME.

O regulamento estabelece que as **tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica** se aplicam às entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, tanto em Portugal continental como na RAA e na RAM [RME, art.º 39.º, n.º 2]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétrico que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [art.º 9.º, n.º 2].

O RME define ainda a estrutura destas tarifas [RME, art.º 45.º], assim como a metodologia de cálculo, baseado na conversão dos preços da tarifa de Acesso às Redes em BTN, definidos no RT [art.º 43.º, n.º 3].

Existem duas tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica ⁶⁴ ser em BT ou em MT [RME, art.º 45.º]. O cálculo subjacente a estas tarifas é então:

- tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN,
- tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT ⁶⁵.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia ativa por período tarifário [RME, art.º 45.º, n.º 2 e n.º 5].

⁶⁴ Corresponde ao nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica onde se encontra o ponto de carregamento. Cada ponto de carregamento da rede de mobilidade elétrica está integrado numa instalação de utilização, que pode incluir mais do que um ponto de carregamento. Além disso, essa instalação não tem que ser exclusivamente para pontos de carregamento, podendo haver outros consumos além dos da rede da mobilidade elétrica. O nível de tensão de ligação à RESP dessa instalação depende do número de pontos de carregamento da instalação e da potência máxima de cada um desses pontos de carregamento e, também, da tipologia da própria instalação.

⁶⁵ Na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

Como exemplo, o Quadro 2-15 apresenta as tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, para 2021.

Quadro 2-15 - Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, em 2021

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1793
	Horas cheias	0,0620
	Horas de vazio	0,0342
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0887
	Horas de vazio	0,0342

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2078
	Horas cheias	0,0896
	Horas de vazio	0,0412
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1165
	Horas de vazio	0,0412

Fonte: [Diretiva n.º 1/2021](#) da ERSE, de 8 de janeiro.

Importa referir que, atualmente, a estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (no caso, bi-horária e tri-horária), permitindo garantir a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica. Os períodos horários são definidos anualmente pela ERSE no processo de aprovação de tarifas e preços de energia elétrica [RME, art.º 48.º].

Conversão para preços de energia ativa

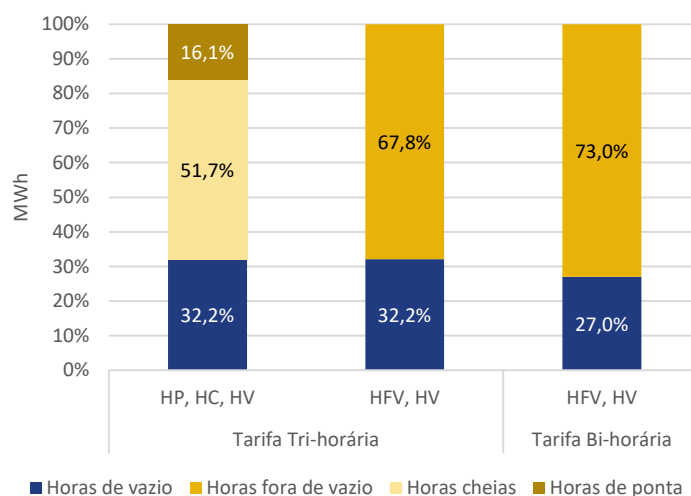
A opção por uma estrutura apenas com preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias correspondentes em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

A conversão entre preços tem sido realizada através do fator de utilização da potência contratada da tarifa de acesso às redes tri-horária, que resulta do quociente entre as quantidades previstas para a energia e as quantidades previstas para a potência contratada⁶⁶. Daqui resulta que o preço da potência contratada, convertido para preços de energia, ainda que por período horário, tem um valor idêntico em todos os períodos.

A potência contratada corresponde a um conceito de potência máxima registada em qualquer período temporal de 15 minutos dos últimos 12 meses e tem por objetivo recuperar os custos com os troços periféricos da rede de distribuição mais próximos dos clientes. Ora, o impacto nas redes da potência máxima registada numa qualquer instalação é tanto mais significativo quanto maior for a coincidência com as horas de maior utilização das redes (ou dito de outra forma, se o consumo se concentrar nas horas de maior consumo, tipicamente assinaladas como cheias ou de ponta).

Dos dados recebidos da Mobi.E, S.A., empresa que desempenha as funções de Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica, é possível determinar a proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário. A figura seguinte apresenta esses valores com base em informação estimada para 2020.

⁶⁶ O fator de utilização determinado para 2021 foi de 1968 h/mês, considerando as quantidades totais de energia (1 466 457 533 kWh) e de potência contratada (745 145 kW/mês) previstas para esse ano.

Figura 2-4 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2020 ⁶⁷

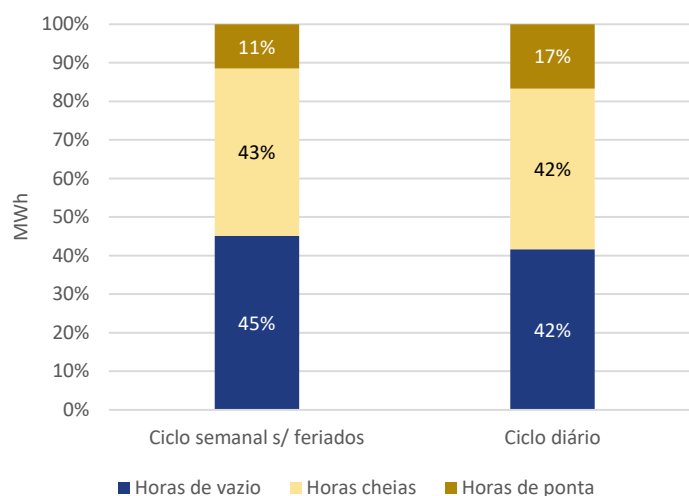
Fonte: Mobi.E, contas reguladas previsionais.

Da figura retira-se que, a proporção de consumo na rede em períodos de vazio é maior no caso da tarifa de acesso às redes aplicável ser tri-horária. De notar, no entanto, que o consumo na rede de mobilidade elétrica abrangido por tarifas tri-horárias é muito reduzido (cerca de 2% em 2020, de acordo com dados da Mobi.E).

Comparando com a distribuição de horas por período horário, no mesmo ano (Figura 2-5), conclui-se que há uma maior utilização da rede no período fora de vazio.

⁶⁷ Não se consideram os consumos nos pontos de carregamento ocorridos em fase piloto da rede de mobilidade elétrica (cujos custos foram suportados pela Mobi.E, S.A.), pois para estes não foi enviada à ERSE informação discriminada por período horário. Estes consumos representaram, em 2020, 19% do consumo na rede de mobilidade elétrica.

Figura 2-5 - Distribuição do número de horas por período horário, em 2020



A disseminação da utilização de veículos elétricos pode beneficiar o setor elétrico, todavia, há a possibilidade de, também, levar a um aumento de custos. Os potenciais impactes, negativos ou positivos, decorrem, em grande parte, da flexibilidade de utilização das redes elétricas que permitem. Se os UVE podem realizar os carregamentos dos seus veículos nos períodos de vazio, beneficiando de preços de energia mais reduzidos, ao mesmo tempo utilizam a rede em períodos de maior disponibilidade destas e, portanto, com impactes (custos) reduzidos. No entanto, se esses carregamentos são realizados em períodos fora de vazio, nomeadamente por os sinais preço, seja da energia, seja das redes, não serem suficientemente dissuasores, então a utilização das redes é feita em períodos de maior consumo podendo essa utilização, inclusive, levar a necessidades de investimento nas redes.

Dado que os investimentos em troços periféricos são essencialmente condicionados pela potência contratada e que há uma maior probabilidade do consumo nos períodos de ponta e de cheias condicionar essa potência contratada, a ERSE entende que deve alterar a conversão do preço de potência contratada, nomeadamente procedendo a uma imputação decrescente, entre horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. Deste modo, aperfeiçoa-se a alocação de custos, providenciando-se sinais mais adequados a uma utilização eficiente das redes.

PROPOSTA

Preços de potência contratada convertidos para preços de energia com discriminação por período horário

O veículo elétrico traz potenciais benefícios para o setor energético, nomeadamente em termos de descarbonização, por possibilitar a substituição do consumo de combustíveis fósseis nos transportes por eletricidade. A importância desses benefícios depende da proporção de fontes de energia renovável utilizadas na produção da eletricidade e da utilização mais eficiente das redes de energia elétrica.

Todavia, a flexibilidade que caracteriza os veículos elétricos e que se pode traduzir em contributos para a descarbonização do sistema energético, pode, por outro lado, acarretar maiores custos para a utilização das redes elétricas.

Os investimentos em troços periféricos são essencialmente condicionados pela potência contratada, sendo maior a probabilidade do consumo nos períodos de ponta e de cheias condicionar essa potência contratada. Assim, a proposta da ERSE consiste em alterar a conversão do preço de potência contratada, de modo a que a variabilização para preços em energia se concretize em preços diferenciados por período horário, de modo decrescente das horas de ponta, para as horas cheias e para as horas de vazio.

Disposições relativas às tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica no RT

Como referido, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas à rede da mobilidade elétrica estão atualmente no RME. Esta situação foi necessária e considerada adequada para ter todas as disposições relativas ao setor da mobilidade elétrica – que em termos regulatórios representou um setor novo – numa única peça regulamentar. No entanto, tratando-se estas tarifas de Acesso às Redes de tarifas do setor elétrico, e tendo em conta o tempo entretanto decorrido, a ERSE entende justificar-se a sua incorporação no RT do setor elétrico.

A proposta da ERSE consiste em colocar as disposições relativas às TAR aplicáveis à mobilidade elétrica no RT, dado que este deve incorporar todas as tarifas do setor elétrico. O RME continuará a fazer referência a estas tarifas, remetendo para o RT.

Face ao exposto a ERSE propõe:

24. Conversão do preço de potência contratada para preços de energia por período horário de modo a que esses preços de energia tenham discriminação por período horário, permitindo sinalizar, em preço, a utilização das redes. Esta alteração está incluída no Artigo 42.º-C, n.º 3.
25. Inclusão no RT das disposições relativas às tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica que constam atualmente do Regulamento da Mobilidade Elétrica. Inclusão de termos da mobilidade elétrica (CEME, UVE, Ponto de carregamento, Rede de mobilidade elétrica) no artigo 3.º (siglas e definições). Criação de subsecção dedicada às tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica (capítulo III, secção IV, subsecção II, artigos 42.º-B e 42.º-C)
26. Estas propostas têm impacto no Regulamento da Mobilidade Elétrica: eliminação do artigo 40.º, n.º 2, do artigo 45.º e do artigo 48.º; reformulação do n.º 1 do artigo 39.º e do número 3 do mesmo artigo, para remeter para o RT; alterações às referências nos artigo 9.º, n.º 2, artigo 39.º, n.º 3, e alterações de designação (de «tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica» para «tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica») no artigo 80.º, n.º 8, alínea a) e no artigo 94.º, n.º 3, alínea c).

2.3 REGIÕES AUTÓNOMAS

2.3.1 TARIFA DE ENERGIA PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

Introdução de uma tarifa de Energia para cada Região Autónoma, com preços diferentes da tarifa de Energia a aplicar em Portugal continental, mas que preserve a uniformidade tarifária em preço médio.

ENQUADRAMENTO

A tarifa de Energia do setor elétrico, que integra a tarifa de Venda a Clientes Finais ⁶⁸ aplicada pelos comercializadores de último recurso (CUR), apresenta uma estrutura de preço com diferenciação por período horário e por trimestre ⁶⁹, como se ilustra com a tarifa de Energia para o ano 2021 (Quadro 2-16).

Quadro 2-16 - Tarifa de Energia do Setor Elétrico para o ano 2021

ENERGIA			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0619
	Horas cheias		0,0579
	Horas de vazio normal		0,0466
	Horas de super vazio		0,0412
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0574
	Horas cheias		0,0541
	Horas de vazio normal		0,0445
	Horas de super vazio		0,0433

Fonte: [Diretiva n.º 1/2021](#) da ERSE, de 8 de janeiro.

Nos estudos que determinam a diferenciação por período horário e por trimestre, a ERSE recorre à informação de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), de forma a assegurar uma tarifa aderente à estrutura de custos na geração ⁷⁰. Os preços do MIBEL representam os sinais económicos de um mercado concorrencial, que junta os produtores em território continental de Portugal e Espanha.

Ora, as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não participam no MIBEL, não sendo por isso possível afirmar que os preços no MIBEL refletem a estrutura horária dos preços marginais de produção nesses dois arquipélagos.

Com a progressiva liberalização do setor elétrico, os fornecimentos pelos CUR em território continental tenderão a assumir um carácter residual ⁷¹, enquanto nas Regiões Autónomas se prevê a manutenção do

⁶⁸ Como em território continental o processo de liberalização pressupõe a extinção do mercado regulado, para esse território a tarifa designa-se por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais.

⁶⁹ A diferenciação trimestral dos preços corresponde aos quatro trimestres do ano (períodos I, II, III e IV).

⁷⁰ Ver análise na secção 3.2 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018](#)» da ERSE, de dezembro 2017.

⁷¹ Para o caso de situações em que determinado comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, os seus clientes passarão temporariamente para um comercializador de último recurso.

regime de mercado regulado, pela dificuldade de promover um mercado concorrencial em áreas insulares e de reduzida dimensão. As diferenças entre as Regiões Autónomas e o território continental não se limitam a matérias de organização. Em termos técnicos, os sistemas elétricos das Regiões Autónomas caracterizam-se pela falta de interligação com outros sistemas elétricos e pela maior dependência de unidades térmicas com custos marginais elevados ⁷².

Em resposta à [Consulta Pública da ERSE n.º 59](#), relativa aos projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas, a empresa concessionária do transporte e distribuição da RAA (EDA – Eletricidade dos Açores, S.A.) sublinhou que era particularmente relevante reduzir as «*variações do consumo durante as 24 horas do dia*», sendo por isso importante criar «*mecanismos de gestão do diagrama de carga para as pontas como para o vazio*» ⁷³. Em particular, era referida a existência de custos acrescidos de produção com as unidades térmicas, especialmente quando operadas de forma intermitente. Consequentemente, a EDA entendia que o incentivo ao cliente final para gerir as suas cargas devia ser dado não apenas através de um preço de ponta mais elevado, mas também com um preço em vazio mais reduzido ⁷⁴.

Atendendo ao exposto, de que a necessidade de uma maior amplitude de sinal de preço entre horas de ponta e horas de vazio deriva sobretudo das especificidades do parque electroprodutor de cada Região Autónoma, conjugado com a ausência de interligação com outras redes como existe em Portugal continental, a ERSE entende que o instrumento mais indicado para refletir estas especificidades é através da tarifa de Energia, e não na tarifa de Acesso às Redes.

PROPOSTA

De forma a melhor refletir a estrutura horária do preço de produção nas Regiões Autónomas, a ERSE propõe introduzir no quadro regulamentar uma tarifa de Energia específica a cada Região Autónoma, a

⁷² O diferencial nos custos de geração é um fator determinante para a existência do sobrecusto das Regiões Autónomas, cujo valor é repercutido através da tarifa de Uso Global do Sistema em todos os clientes do setor elétrico.

⁷³ Referências da [resposta da EDA](#) à Consulta Pública n.º 59.

⁷⁴ «Assim, como o consumo nas horas de ponta é praticamente o dobro do consumo nas horas de vazio, o aumento que deve ser feito nas de ponta deve ser compensado pelo menos com o dobro da redução da tarifa nas horas do vazio.» ([resposta da EDA](#)).

qual terá em conta os custos horários de produção nessas regiões. As novas tarifas de Energia nas Regiões Autónomas terão a mesma variável de faturação que a tarifa de Energia a aplicar em território continental.

Tendo em conta o princípio da uniformidade tarifária, em particular entre o território continental e as Regiões Autónomas, é importante garantir que essa estrutura horária de preços se traduz numa tarifa de Energia equivalente em termos médios. Em termos simplificados, se a nova tarifa de Energia de cada Região Autónoma apresentar um preço de ponta mais elevado do que a tarifa de Energia de Portugal continental, esse preço deve ser compensado por preços mais baixos em horas cheias ou em horas de vazio, de forma a preservar a uniformidade tarifária ⁷⁵.

Atendendo a que cada Região Autónoma é composta por várias ilhas, que não dispõem de interligação de redes entre si, do ponto de vista teórico seria possível idealizar uma tarifa de Energia por cada ilha de cada Região Autónoma. No entanto, por razões de prudência e de melhor controlo dos impactes tarifários, a ERSE considera que a introdução de uma tarifa de Energia específica de cada Região Autónoma, mas comum para todas as ilhas de cada Região Autónoma, é atualmente a opção mais adequada.

Conceptualmente, a alteração na construção das tarifas de venda a clientes finais é ilustrada na Figura 2-6. Constata-se que, a principal diferença entre Portugal continental e as Regiões Autónomas passará a ser a tarifa de Energia, que será adaptada à estrutura de preços de cada região, não obstante de se preservar a uniformidade tarifária em preço médio. Esta alteração não altera o sentido do artigo 143.º, que continuará a estabelecer o cálculo tarifário da tarifa de Energia em Portugal continental.

⁷⁵ O critério a usar para assegurar essa uniformidade tarifária deve assentar nos proveitos a recuperar.

Figura 2-6 - Construção das tarifas de venda a clientes finais, com a alteração proposta

Portugal continental	Região Autónoma dos Açores (RAA)	Região Autónoma da Madeira (RAM)
Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Tarifa de Venda a Clientes Finais	Tarifa de Venda a Clientes Finais
=	=	=
Tarifa de Acesso às Redes	Tarifa de Acesso às Redes	Tarifa de Acesso às Redes
+	+	+
Tarifa de Energia em Portugal continental	Tarifa de Energia na RAA	Tarifa de Energia na RAM
+	+	+
Tarifa de Comercialização	Tarifa de Comercialização	Tarifa de Comercialização

Nota: No caso de Portugal continental pode acrescer um fator de agravamento, através da tarifa de Energia, nas situações legalmente previstas. As tarifas de venda a clientes finais para cada caso podem divergir da soma direta preço-a-preço, caso sejam aplicados os mecanismos de convergência previstos nos artigos 156.º, 159.º e 162.º, que limitam as variações máximas preço-a-preço.

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

A introdução de uma tarifa de Energia específica em cada Região Autónoma tem impacte tarifário nas seguintes tarifas reguladas para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:

- Tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN,
- Tarifa social de Venda a Clientes Finais em BTN,
- Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica.

No caso específico dos clientes em BTN em tarifa simples (i.e., sem diferenciação horária nos preços de energia ativa), o impacte tarifário esperado será nulo, uma vez que as novas tarifas de Energia das Regiões Autónomas continuarão a preservar a uniformidade tarifária em preço médio.

Por isso, a nova estrutura de preços para os diferentes períodos horários (ponta, cheias e vazios) não deverá afetar estes clientes. De referir que do universo de clientes em BTN com potência contratada inferior ou

igual a 20,7 kVA, cerca de 76% e 93% encontram-se na opção de tarifa simples nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente ⁷⁶.

Nos restantes casos, a nova tarifa de Energia poderá ter um impacte tarifário, embora com alterações de preço em sentidos opostos para cada cliente. Dependendo do perfil de consumo, estas alterações poderão anular-se mutuamente ao nível dos clientes individuais. Importa relembrar que a existência dos mecanismos de convergência ⁷⁷ das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas permitirá sempre controlar as variações que decorram das novas estruturas de preço, adiando a repercussão integral da nova estrutura nos clientes. Em particular para os clientes em BTN é importante mitigar os impactes tarifários preço-a-preço, particularmente na situação pandémica em que Portugal ainda se encontra.

A proposta aqui apresentada deve ser lida em conjunto com as alterações a introduzir na secção 2.3.2.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

27. Introdução de uma tarifa de Energia para cada Região Autónoma, com preços diferentes da tarifa de Energia a aplicar em Portugal continental, preservando a uniformidade tarifária em preço médio.
28. Alteração dos artigos 32.º, 33.º, 158.º, 161.º, 181.º e 185.º, e aditado o artigo 67.º-A.

2.3.2 REVER MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

Reformulação dos mecanismos de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas, no sentido de definir como preços-alvo os preços da tarifa aditiva relevante. Harmonização de terminologias nas tarifas a aplicar em Portugal continental.

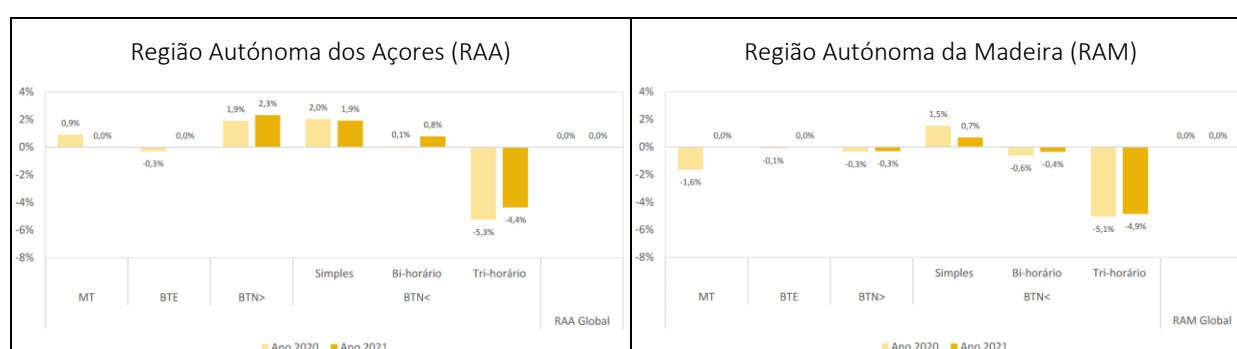
⁷⁶ Dados baseados na procura prevista pela ERSE para o ano 2021. Ver capítulos 9 e 10 do documento «[Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2021](#)», de dezembro de 2020.

⁷⁷ Mecanismos previstos nos artigos 159.º e 162.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

ENQUADRAMENTO

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT) prevê um mecanismo de convergência para cada Região Autónoma (RA) ⁷⁸, que controla a convergência preço-a-preço das tarifas de Venda a Clientes Finais nas RA para os preços de venda a clientes finais em Portugal continental. O resultado desse processo de convergência para as tarifas dos anos 2020 e 2021 é apresentado na Figura 2-7 ⁷⁹. Observa-se que no ano 2021, para além de se manter convergência tarifária de cada RA como um todo com o Continente, os níveis de MT e BTE isoladamente também atingiram a convergência tarifária ⁸⁰.

Figura 2-7 - Distância das tarifas de venda a clientes finais face nas RA face à tarifa aditiva



Fonte: Figuras 4-13 e 4-28 em «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021](#)» da ERSE, de dezembro 2020.

Na sua redação vigente, o RT pode beneficiar de uma clarificação sobre quais os preços-alvo a considerar nos mecanismos de convergência das RA, embora no entendimento da ERSE a única interpretação razoável seja a utilização dos preços da tarifa aditiva em Portugal continental ⁸¹. Aliás, esta tem sido a interpretação adotada na informação que a ERSE presta no processo de aprovação tarifária ⁸².

Acresce que a proposta apresentada na secção 2.3.1 requer necessariamente uma adaptação dos mecanismos de convergência anteriormente referidos, na medida que as tarifas de Venda a Clientes Finais de cada RA devem passar a convergir para a tarifa aditiva de cada RA. Não obstante esta alteração, o

⁷⁸ Mecanismos previstos nos artigos 159.º e 162.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

⁷⁹ Na figura são apresentadas as distâncias face à tarifa aditiva, a qual corresponde aos preços de venda a clientes finais em Portugal continental caso não fosse aplicado o mecanismo de limitação de acréscimos (artigo 156.º do RT).

⁸⁰ Consequentemente, também o nível de BTN atingiu esse marco, apesar de existirem diferenças por opção tarifária.

⁸¹ O artigo 34.º refere-se nos n.ºs 2 e 3 aos «preços das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental». Em contraponto, as epígrafes dos artigos 159.º e 161.º referem-se mais genericamente aos «preços de venda a clientes finais de Portugal continental», sem especificar se esses preços têm em conta o mecanismo de limitação de acréscimos do artigo 156.º.

⁸² Ver as secções 4.2 e 4.3 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021](#)» da ERSE, de dezembro 2020.

princípio da uniformidade tarifária manter-se-á assegurado, dado que as várias tarifas aditivas (RAA ou RAM) aplicadas às quantidades de cada RA asseguram o mesmo nível de receitas que a aplicação da tarifa aditiva de Portugal continental. Esta igualdade decorre da definição das tarifas de Energia específicas a cada região (ver secção 2.3.1).

PROPOSTA

Atendendo ao acima exposto, a ERSE propõe reformular os mecanismos de convergência das RA, previstos nos artigos 159.º e 162.º, de forma a que estes passem a assumir como preços-alvo os preços das tarifas aditivas de cada RA. A necessidade desta alteração decorre da proposta apresentada na secção 2.3.1, que introduz tarifas de Energia específicas para cada RA. Assim, as tarifas aditivas de cada região (Portugal continental, RAA e RAM) diferem entre elas pelas diferenças ao nível da tarifa de Energia. Esta alteração não tem impactes tarifários em termos médios, com exceção dos impactes tarifários já referidos na secção 2.3.1.

Complementarmente, e de forma a harmonizar a terminologia entre os três mecanismos de convergência previstos nos artigos 156.º, 159.º e 162.º do RT, propõe-se alterar a designação do mecanismo de convergência em Portugal continental, de «*Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditiva*» para «*Mecanismo de convergência para tarifas aditivas*». Esta alteração justifica-se pelas semelhanças entre os três mecanismos, os quais têm como objetivo limitar as variações máximas preço-a-preço que resultariam da adoção direta dos preços da tarifa aditiva. Para clarificar as diferenças entre o conceito de tarifa aditiva e de tarifa transitória em Portugal continental, foram igualmente adaptados os artigos 22.º e 23.º.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. Reformulação dos mecanismos de convergências das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas, no sentido de definir como preços-alvo os preços da tarifa aditiva relevante.
30. Alteração dos artigos 32.º, 33.º, 34.º, 159.º e 162.º.
31. Harmonização de terminologias nas tarifas a aplicar em Portugal continental.
32. Alteração dos artigos 22.º, 23.º e 156.º.

2.3.3 TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

RESUMO DA PROPOSTA

As tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são estabelecidas, atualmente, no Regulamento da Mobilidade Elétrica. Propõe-se a sua incorporação no RT.

ENQUADRAMENTO

A apresentação do tema da mobilidade elétrica encontra-se no ponto 2.2.5.

Especificamente no que se refere à mobilidade elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, importa considerar que o seu estabelecimento resulta do facto de que o aprovisionamento de energia dos CEME nas Regiões Autónomas dever ser assegurado pelas respetivas entidades concessionárias.

As tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM, aplicam-se aos fornecimentos de eletricidade a realizar, respetivamente, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [art.º 39.º do RME]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões⁸³.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RME, art.º 46.º e art.º 47.º]. Os preços resultam da soma dos preços das seguintes tarifas, aplicáveis a cada região autónoma:

- tarifa de Energia aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária,
- tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia ativa por período horário.

⁸³ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, na respetiva Região Autónoma.

Como exemplo, o quadro seguinte apresenta a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA, para 2021.

Quadro 2-17 - Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA, em 2021

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0775
	Horas cheias	0,0713
	Horas de vazio	0,0565
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0727
	Horas de vazio	0,0565

Fonte: [Diretiva n.º 1/2021](#) da ERSE, de 8 de janeiro.

PROPOSTA

As tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores estão atualmente no RME. Tal como referido para as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas à rede da mobilidade elétrica, esta situação foi necessária e considerada adequada para ter todas as disposições relativas ao (à altura, novo) setor da mobilidade elétrica numa única peça regulamentar. Do mesmo modo, tratando-se estas tarifas de Energia e Comercialização de tarifas do setor elétrico, e tendo em conta o tempo entretanto decorrido, a ERSE entende justificar-se a sua incorporação no RT.

A proposta da ERSE consiste em colocar as disposições relativas às tarifas de Energia e Comercialização para a mobilidade elétrica nas Regiões Autónomas no RT, dado que se tratam de tarifas do setor elétrico. O RME continuará a fazer referência a estas tarifas, remetendo para o RT.

As alterações ao RT, incorporam a proposta de tarifas de Energia nas regiões autónomas, referida no ponto 2.3.1.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

33. Inclusão no RT das disposições relativas às tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores que constam atualmente do Regulamento da Mobilidade Elétrica.
34. Criação de secção dedicada às tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores (capítulo III, secção XVII-A, artigos 88.º-A a 88.º-C)
35. Estas propostas têm impacto no Regulamento da Mobilidade Elétrica: eliminação do n.º 6 do artigo 39.º, dos artigos 46.º e 47.º, do n.º 3 do artigo 40.º; reformulação do n.º 1 do artigo 39.º e dos números 4 e 5 do mesmo artigo, para remeter para o RT; aditamento de n.º no artigo 25.º para explicitar a aplicação destas tarifas nas RA quando aprovisionamento é realizado através das concessionárias.

2.4 OUTRAS PROPOSTAS

2.4.1 ALTERAÇÃO DA UNIDADE DE REFERÊNCIA DE EUR/MÊS PARA EUR/DIA

MOTIVAÇÃO/OBJETIVO

Visando a harmonização de definições e conceitos no setor elétrico e no setor do gás, bem como a simplificação da informação publicada pela ERSE, no que respeita a tarifas e preços, propõe-se a alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário (EUR/mês para EUR/dia).

Importa salientar que esta alteração não visa a alteração da periodicidade de faturação, que se mantém mensal, sempre que aplicável, mas a simplificação da informação publicada pela ERSE no que respeita a tarifas e preços.

PROPOSTA

Com os objetivos de simplificar a informação publicada pela ERSE quanto a tarifas e preços e harmonizar com o setor do gás, propõe-se a alteração da unidade de faturação de referência do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário.

Desta forma, a ERSE propõe:

36. A alteração dos artigos 27.º, 36.º, 40.º, 41.º, 44.º, 47.º, 49.º, 52.º, 53.º, 56.º, 59.º, 60.º, 63.º, 69.º, 72.º, 76.º, 80.º e 88.º.

2.4.2 HARMONIZAÇÃO DAS MATÉRIAS REGULAMENTARES COM A RESTRUTURAÇÃO DO RRC

RESUMO DA PROPOSTA

Assegurar a coerência regulamentar entre o RRC dos setores elétrico e de gás com o RT.

ENQUADRAMENTO

Em dezembro de 2019, a ERSE lançou uma consulta pública com a proposta de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás. Esta revisão regulamentar teve como objetivo a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, de modo a torná-lo mais próximo dos seus destinatários finais, através da reorganização dos temas e da integração de disposições num mesmo perímetro de texto regulamentar.

No âmbito da revisão, foi identificado um conjunto de disposições⁸⁴, integrantes do anterior Regulamento de Relações Comerciais (RRC) que pela sua natureza deveriam passar a constar do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Os temas identificados referem-se à tarifa de entrada nas redes de transporte e de distribuição aplicáveis aos produtores, à faturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT e à compra e venda do acesso à rede de transporte. O Regulamento Tarifário passa ainda a integrar a definição das variáveis de faturação relativas à potência contratada, potência em horas de ponta e o regime de faturação da energia reativa.

⁸⁴ Em concreto, no artigo 2.º do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás.

No que respeita à tarifa de entrada nas redes de transporte e distribuição, considerando a proposta de eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores ⁸⁵ do RT, não se propõe a integração no RT das matérias a que as alíneas a), b), c), j) e k) ⁸⁶ do artigo 2.º do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás fazem referência. Acresce que, face à proposta de eliminação da tarifa de entrada nas redes de transporte e distribuição, é necessário proceder à revogação de artigos previstos no RRC vigente que fazem menção à aplicação desta tarifa, para se assegurar um quadro coerente. Neste contexto, propõe-se a revogação dos artigos 327.º e 334.º do RRC dos setores elétrico e gás.

No que respeita à faturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, o RT passa a integrar a regra de faturação, conforme previsto na alínea e) do artigo 2.º do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás ⁸⁷. A redação do artigo 25.º A do RT incorpora também o conteúdo do n.º 2, 3 e 4 do artigo 64.º do RRC do setor elétrico, que apesar de não estarem expressamente previstos no artigo 2.º do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás, são indispensáveis para a compreensão das parcelas que são objeto de faturação. A redação proposta no RT é totalmente coincidente com a anterior redação do RRC do setor elétrico.

Os números 2 e 3 do artigo 63.º, n.º 1 e n.º 2 do artigo 126.º do RRC do setor elétrico ⁸⁸, relativos à Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e à faturação dos encargos de potência contratada em BTN pelos comercializadores de último recurso, respetivamente, também não são integrados no RT. O seu conteúdo já integra o articulado do RT, conforme detalhado no Anexo 5.

O Regulamento Tarifário passa a integrar também a definição das variáveis de faturação das tarifas aplicáveis às diferentes atividades. Esta alteração permite integrar a definição das variáveis de faturação no Regulamento em que estão as tarifas, permitindo através da consulta de um único Regulamento perceber de forma mais clara a que variável se aplicam os preços da tarifa. Tal como sucedeu na revisão do setor do gás, as matérias relacionadas com a medição permanecem no RRC. Assim, foi introduzida uma nova secção com a epígrafe “Variáveis de Faturação” (Capítulo, III-A, Secção III-A, artigos 38.º A a 38.º -H). Em consequência desta alteração, as remissões para o RRC no n.º 6 do artigo 40.º, n.º 7 do artigo 41.º, n.º 7 do artigo 47.º, n.º 5 do artigo 52.º, n.º 7 do artigo 53.º, n.º 5 do artigo 59.º, n.º 7 do artigo 60.º e artigos

⁸⁵ Ver ponto 2.1.1 deste documento.

⁸⁶ Que correspondem aos seguintes artigos (do RRC do setor elétrico): n.º 2 do artigo 40.º, n.º 2 do artigo 49.º, n.º 2 do artigo 53.º, artigos 251.º e 252.º.

⁸⁷ Corresponde às alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 64.º do RRC do setor elétrico.

⁸⁸ Corresponde às alíneas d) e g) do artigo 2.º, do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás.

74.º, 78.º, 86.º do RT, são eliminadas e substituídas pela referência à nova secção do capítulo III deste regulamento.

No que respeita ao regime da energia reativa é aproveitada a oportunidade para integrar no RT o conjunto de regras de faturação vigentes, previsto no Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril. Prevê-se igualmente a publicação dos fatores multiplicativos dos preços de energia reativa, previstos no Despacho n.º 12605/2010, de 4 de agosto, a publicar anualmente com a decisão de tarifas e preços para o setor elétrico. Esta alteração permite a revogação dos referidos Despachos, concentrando no RT e na decisão tarifária todas as normas relativas à energia reativa aplicáveis. As normas incluídas no RT não têm alterações materiais, face à sua redação prevista no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, nem nos Despachos dos preços de energia reativa. As regras de faturação de energia reativa integram a secção com as variáveis de faturação, correspondendo aos artigos 38.º-E a 38.ºH.

O n.º 6 do artigo 81.º, e os artigos 279.º, 315.º a 318.º do RRC ⁸⁹ do setor elétrico também não foram incluídos no RT dado serem matérias que deixaram de ter previsão no RT (ex: recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT), quer por o seu conteúdo já decorrer de artigos existentes no RT, cuja identificação está detalhada no Anexo 5.

Decorrente da eliminação das matérias relativas à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007, as expressões correspondentes previstas no n.º 2 do artigo 147.º foram também eliminadas.

Adicionalmente, são realizadas pequenas melhorias na redação regulamentar visando a sua simplificação e clareza. Neste contexto, foi introduzido um quadro com os períodos horários do ciclo semanal aplicável nas RAA, eliminada a referência ao termo tarifário fixo da tarifa de acesso às redes tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE, harmonizadas as designações de “período tarifário” e “período horário” e adotada a terminologia do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo de Energia, em concordância com o recentemente publicado Regulamento do PPEC.

PROPOSTA

A introdução no RT das matérias relativas à aplicação tarifária, incluindo as variáveis de faturação, visando assegurar a coerência entre os diferentes Regulamentos.

⁸⁹ Correspondem às alíneas f), l) a p) do artigo 2.º, do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

37. A não integração no RT do n.º 2 do artigo 40.º, n.º 2 do artigo 49.º, n.º 2 do artigo 53.º e os artigos 251.º e 252 do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, considerando a proposta de extinção da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.
38. A revogação dos artigos 327.º e 334.º do RRC dos setores elétrico e gás, aprovado pelo Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, considerando que os mesmos dispõem sobre a aplicação da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.
39. Introdução no artigo 25.º do RT das matérias relativas à faturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, que correspondiam às matérias ao artigo 64.º do RRC do setor elétrico, incluindo as referidas na alínea e) do artigo 2.º do Anexo II do RRC dos setores elétrico e gás.
40. Introdução de uma nova secção (secção III-A, do capítulo III), com as variáveis de faturação para efeitos tarifários.
41. Integração no RT das regras de faturação de energia reativa previstas no Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril e a previsão da publicação dos fatores multiplicativos dos preços de energia reativa, nos termos no Despacho n.º 12605/2010, de 4 de agosto, na decisão anual de tarifas e preços do setor elétrico.

2.4.3 EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS EM AT

RESUMO DA PROPOSTA

Eliminação das referências à tarifa regulada de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em AT.

ENQUADRAMENTO

Desde a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, com efeitos partir de 1 de janeiro de 2011, que as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE passaram a ter uma natureza transitória. Ou seja, nos termos do referido diploma, o governo decide por Portaria a data

até à qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

A primeira data para extinção das tarifas reguladas para consumos em AT, MT e BTE foi fixada em 31 de dezembro de 2014 ⁹⁰, prorrogada para 31 de dezembro de 2017 ⁹¹ e novamente para 31 de dezembro de 2020 ⁹².

Posteriormente, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, fixou a data de 31 de dezembro de 2021 para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MT, e a data de 31 de dezembro de 2022 para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em BTE.

A tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT e em AT deixaram de ser aplicadas em 2014 e 2021, respetivamente.

O regime da extinção tem por consequência que a venda de energia a estes clientes fica submetida ao regime de preços livres e que os novos clientes deixam de poder ser fornecidos pelo comercializador de último recurso. A lei prevê situações de exceção em que estes consumidores continuam a poder ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, nomeadamente (i) quando não tenham ofertas dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado e, (ii) quando o seu comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade. Nas situações referidas aplicam-se as tarifas transitórias e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de venda a clientes finais, nos termos da legislação aplicável [RT, art.º 23.º].

O regime da extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN é estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março (na sua redação atual). A data para a extinção das tarifas reguladas para consumos em BTN foi fixada em 31 de dezembro de 2025 ⁹³.

Face ao exposto, estão extintas as tarifas de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, relativas aos fornecimentos em MAT e AT. O RT ainda apresenta referências às tarifas reguladas de venda

⁹⁰ Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro.

⁹¹ Portaria n.º 97/2015 de 30 de março.

⁹² Portaria n.º 364-A/2017 de 4 de dezembro.

⁹³ Pela já referida Portaria n.º 83/2020 e Lei n.º 2/2020, de 31 de março.

a clientes finais e de comercialização em AT, pelo que se procede à sua eliminação, assegurando-se a criação de um quadro regulamentar coerente e harmonizado com os normativos legais.

PROPOSTA

Eliminar as referências no RT às tarifas reguladas de venda a clientes finais e à tarifa de comercialização em AT, considerando que as mesmas se encontram extintas desde 31 de dezembro de 2020, nos termos conjugados do Decreto-Lei n.º 104/2010, na sua redação atual, e da Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro.

Neste contexto, a ERSE propõe:

42. Eliminar as referências no RT às tarifas reguladas de venda a clientes finais e à tarifa de comercialização em AT.
43. A proposta tem impacto nos artigos 20.º, 22.º, 28.º, 88.º, 97.º, 109.º, 110.º, 143.º 152.º no RT.

2.5 PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR

2.5.1 OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS

RESUMO DA PROPOSTA

Prever a disponibilização de ofertas de preços dinâmicos apenas por parte dos comercializadores do mercado liberalizado (ML), não prevendo a disponibilização destas ofertas pelo comercializador de último recurso. O direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos, a estabelecer com a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, deve ficar limitado aos comercializadores do ML.

ENQUADRAMENTO EUROPEU

A Diretiva (UE) 2019/944, que ainda carece de transposição para a legislação nacional, introduz o conceito de **contrato de eletricidade a preços dinâmicos**, o qual corresponde a «*um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final, que reflete a variação de preços nos mercados à*

vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado»⁹⁴. No caso português esta definição obrigaria a um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL.

O objetivo da diretiva europeia é habilitar os clientes com contador inteligente a ter uma participação ativa no mercado, podendo assim contribuir para a resposta da procura no sistema elétrico e com isso beneficiar de preços de energia mais vantajosos.

O artigo 11.º da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece o **direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos**. No número 1 desse artigo, para além de se exigir que o Estados-Membros assegurem o quadro regulamentar nacional que permita aos comercializadores oferecerem contratos de eletricidade a preços dinâmicos, estabelece-se especificamente o direito aos clientes finais, que tenham um contador inteligente instalado, de celebrar contratos de eletricidade a preços dinâmicos, com pelo menos um comercializador e com todos os comercializadores que tenham mais de 200 mil clientes finais. Os dados de fevereiro de 2021⁹⁵ indicam a existência em Portugal de quatro comercializadores de eletricidade no mercado liberalizado com mais de 200 mil clientes finais no segmento residencial.

Para mais informação sobre ofertas a preços dinâmicos recomendam-se duas leituras. Por um lado, o [relatório da BEUC](#)⁹⁶, a associação europeia de proteção dos consumidores, identifica boas e más práticas para quatro ofertas a preços dinâmicos⁹⁷. Por outro lado, o [relatório do CEER](#)⁹⁸, o Conselho Europeu de Reguladores da Energia, apresentou um conjunto de recomendações a ter em conta na implementação de contratos de eletricidade a preços dinâmicos.

TARIFA REGULADA A PREÇOS DINÂMICOS EM ESPANHA

Espanha introduziu em abril de 2014 uma tarifa regulada a preços dinâmicos, a aplicar pelos comercializadores de último recurso. Designada por *'Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor'*

⁹⁴ N.º 15 do artigo 2.º da Diretiva (UE) 2019/944.

⁹⁵ «[Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade - fevereiro de 2021](#)», da ERSE.

⁹⁶ «[Fit for the consumer? Do's and don'ts of flexible electricity contracts](#)» de BEUC, de abril de 2019.

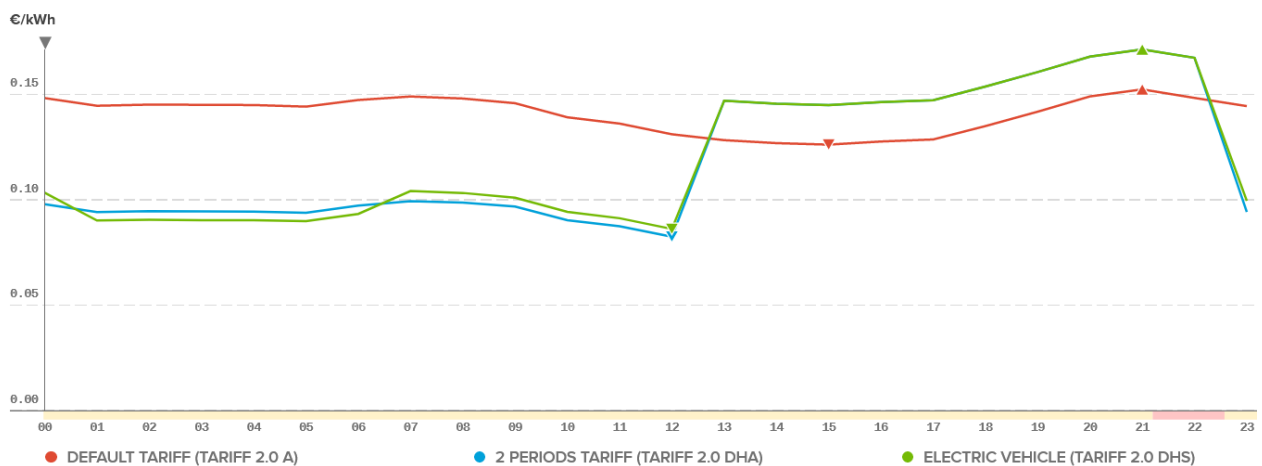
⁹⁷ O relatório também avalia três ofertas de agregação, nas quais a empresa que oferece o serviço (agregador) tem a possibilidade de diretamente controlar o nível de consumo do cliente final.

⁹⁸ «[Recommendations on Dynamic Price Implementation](#)» do CEER, de 3 de março de 2020.

(PVPC), a tarifa aplicou-se nessa altura por defeito a 14 milhões de consumidores com potência contratada até 10 kW ⁹⁹. Com dados de final de 2019, um total de 11 milhões de consumidores encontrava-se ainda abrangido pela tarifa PVPC ¹⁰⁰.

A Figura 2-8 ilustra os preços de energia da tarifa PVPC, em base horária, para o dia 6 de maio de 2021. Observa-se que existem um total de 3 opções tarifárias, designadamente uma tarifa por defeito (Tariff 2.0 A), uma tarifa bi-horária (Tariff 2.0 DHA) e uma tarifa dedicada a veículos elétricos (Tariff 2.0 DHS). A tarifa por defeito caracteriza-se pelo facto de as tarifas de rede incluídas na tarifa PVPC não terem diferenciação horária, o que justifica o seu comportamento maioritariamente plano. As outras duas opções tarifárias apresentam um comportamento em escada devido à estrutura bi-horária da tarifa de rede. De resto, as curvas apresentadas não são perfeitamente planas devido à diferenciação dos preços no MIBEL, o que justifica a diferenciação horária das curvas.

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



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

O exemplo espanhol deixa claro que uma tarifa regulada com preços dinâmicos origina custos adicionais de implementação, nomeadamente em plataformas para transmitir informação aos clientes finais. Para

⁹⁹ Para um resumo em inglês sobre a tarifa PVPC recomenda-se a secção 3.1 do documento «[Implementing Technology that Benefits Consumers in the Clean Energy for All Europeans Package - Selected Case Studies](#)», do CEER (22 julho 2019).

¹⁰⁰ Página 12 de «[Electricity Retail Market Monitoring Report – Year 2019](#)», da CNMC.

este efeito são disponibilizadas em Espanha duas plataformas eletrónicas, uma pelo operador da rede de transporte ¹⁰¹ e outra pelo regulador ¹⁰².

OFERTAS A PREÇOS DINÂMICOS EM PORTUGAL

Portugal ainda não transpôs a diretiva europeia que consagra o direito a ofertas a preços dinâmicos. Até à presente data, a ERSE não tem conhecimento da existência de contratos de eletricidade a preços dinâmicos, segundo a definição da Diretiva (EU) 2019/944. Ou seja, contratos com preços sujeitos a variação horária.

No entanto, tem-se assistido ao aparecimento de ofertas com preços indexados à evolução mensal dos preços no MIBEL. A ERSE disponibiliza a informação destas ofertas no seu [simulador de preços de energia](#), designando-as por ofertas indexadas. Estas não se encaixam na definição de ofertas a preços dinâmicos uma vez que não apresentam a mesma granularidade temporal que os preços do MIBEL.

PROPOSTA

Embora ainda se aguarde a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, a ERSE pretende manifestar, através desta revisão regulamentar, que entende que o direito a contratos de eletricidade a preços dinâmicos não deveria ser estendido ao mercado regulado.

A referida diretiva europeia estabelece a obrigação de disponibilizar estas ofertas a todos os comercializadores com mais de 200 mil clientes finais. Os dados de fevereiro de 2021 indicam que o comercializador de último recurso em Portugal continental apresentava mais de 954 mil clientes. Apesar de, atualmente, o CUR em Portugal continental ultrapassar aquela fasquia de 200 mil clientes, a ERSE entende que o mesmo não deve ficar abrangido pela obrigação de disponibilizar contratos a preços dinâmicos.

Em primeiro lugar, entende-se que a implementação dessa obrigação por parte do CUR iria resultar em custos administrativos adicionais em plataformas digitais, como observadas no caso espanhol, e em processos operacionais. Refira-se que no caso espanhol o investimento necessário foi mais fácil de justificar

¹⁰¹ Página <https://www.esios.ree.es/en/pvpc> , para visualizar os preços de energia em base horária da tarifa PVPC, incluindo informação para o dia seguinte.

¹⁰² Página <https://factualuz2.cnmc.es/> , para os clientes simularem a faturação, p.e. em base mensal, da tarifa PVPC.

pois foi de imediato aplicado a 14 milhões de clientes finais, diluindo o efeito dos custos associados. No caso português os custos seriam incorridos sem haver garantias de adesão por parte dos clientes, no pressuposto que a adesão seria voluntária, para além de haver a expectativa de se atingir a médio prazo um valor inferior a 200 mil clientes finais no CUR em Portugal continental, dados os prazos de obrigação de fornecimento pelo CUR estabelecidos na Portaria n.º 83/2020, dispensando assim a obrigação legal.

Em segundo lugar, com a estrutura atual de mercado, ficará logo assegurado que qualquer cliente com um contador inteligente teria o direito de requisitar um contrato a preços dinâmicos a um total de quatro comercializadores diferentes, tendo em conta o limiar dos 200 mil clientes finais. Essa circunstância já garantiria uma diversidade adequada de escolha.

Em terceiro lugar, a disponibilização de contratos a preços dinâmicos pelo CUR, pode ser vista como contrária ao papel atribuído ao mercado regulado no enquadramento europeu, nomeadamente face à Diretiva (UE) 2019/944. Nos termos do n.º 4 do artigo 5.º da referida diretiva, os preços regulados não devem «*ir além do necessário para atingir [o] interesse económico geral*» [alínea a)], «*[d]evem ser limitadas no tempo e proporcionadas no que respeita aos seus beneficiários*» [alínea d)] e «*[n]ão podem acarretar custos adicionais para os participantes no mercado de forma discriminatória*» [alínea e)]. Acresce que o n.º 3 do mesmo artigo, prevê que os preços regulados devem ficar circunscritos aos clientes vulneráveis ou em situação de carência energética, embora se preveja igualmente a possibilidade de um regime transitório para a extinção dos preços regulados no n.º 6. A conjugação destes critérios sugere não ser imperativo que haja ofertas a preços dinâmicos no CUR.

Em quarto lugar, as referências aos contratos a preços dinâmicos na Diretiva (UE) 2019/944 apenas acontecem de forma explícita em relação aos comercializadores do mercado liberalizado (ou concorrencial)¹⁰³. Por isso, entende-se que a transposição da referida diretiva europeia pode de forma legítima prever o direito a contratos a preços dinâmicos para os clientes em mercado liberalizado.

Em conclusão, a ERSE entende que o seu papel para a concretização dos contratos a preços dinâmicos em Portugal não deve passar pela criação de uma tarifa regulada de venda a clientes finais dinâmica, dado o

¹⁰³ Por exemplo, no recital (23): «*[...] Os Estados-Membros deverão assegurar que todos os beneficiários da fixação dos preços estejam em condições de beneficiar plenamente das ofertas disponíveis no mercado concorrencial quando escolham fazê-lo. Para o efeito, esses beneficiários [...] deverão ser informados direta e regularmente das ofertas e das poupanças disponíveis no mercado concorrencial, em especial as relativas aos contratos de eletricidade a preços dinâmicos [...]*»

caráter transitório das tarifas reguladas de venda a clientes finais. O seu papel deve passar pela **definição de regras de transparência**, designadamente nas fichas contratuais padronizadas, nos contratos de fornecimento e nos demais canais de comunicação com os clientes, bem como pela **monitorização destas ofertas no mercado liberalizado**, de forma a garantir a proteção do consumidor ¹⁰⁴, e pela definição de **tarifas de Acesso às Redes** que fomentem o aparecimento deste tipo de ofertas (ver ponto 2.5.2).

Refira-se que, no âmbito da monitorização de preços no mercado liberalizado, a ERSE já disponibiliza atualmente informação sobre as ofertas de mercado, através do simulador de preços de energia e dos boletins de ofertas comerciais ¹⁰⁵. Em função das respostas a esta consulta pública, a ERSE irá sensibilizar o legislador nacional para a abordagem a seguir nesta matéria no processo de transposição da Diretiva (UE) 2019/944.

Nesse sentido a ERSE questiona sobre:

44. Concorda que o direito a contratos de eletricidade a preços dinâmicos deverá ser estabelecido apenas para o mercado liberalizado?

2.5.2 PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT

RESUMO DA PROPOSTA

Promover um projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT, a realizar preferencialmente no ano de 2023.

¹⁰⁴ O n.º 4 do artigo 11.º da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece: «Por um período mínimo de dez anos a contar da disponibilização de contratos de eletricidade a preços dinâmicos, os Estados-Membros ou as suas entidades reguladoras devem monitorizar e publicar relatórios anuais, sobre os principais desenvolvimentos dos contratos, incluindo as ofertas de mercado e o impacto nas faturas dos consumidores e, especificamente, no nível de volatilidade dos preços.».

¹⁰⁵ [Simulador de preços de energia](#), da ERSE, e «[Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade – 1.º Trimestre de 2021](#)», da ERSE.

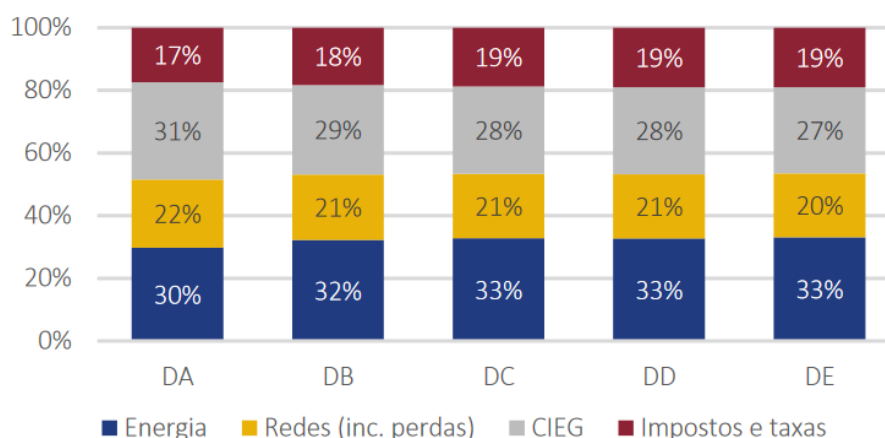
ENQUADRAMENTO

O Pacote de Energia Limpa, o enquadramento legal europeu para a eletricidade, veio estabelecer um papel mais relevante para a flexibilidade da procura, criando as figuras dos clientes ativos, das comunidades de cidadãos para a energia e dos agregadores, entre outras ¹⁰⁶. A importância da flexibilidade da procura também está presente no direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos ¹⁰⁷.

Como referido na secção 2.5.1, um contrato a preços dinâmicos deve refletir a variação de preços nos mercados à vista, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado, o que no caso do MIBEL corresponde uma diferenciação em base horária. Esta diferenciação dinâmica do preço estará em princípio limitada à componente de energia, não incluindo a componente regulada das redes ou a relativa a taxas e impostos.

A decomposição de preços de eletricidade referente ao 2.º semestre de 2020, na Figura 2-9, indica que a componente de energia para os consumidores domésticos em Portugal apresenta um peso médio entre 30% e 33%. Em comparação, as tarifas de Acesso às Redes, que na figura correspondem aproximadamente à soma das componentes de redes com perdas e dos CIEG, apresenta pesos médios entre 47% e 53%.

Figura 2-9 - Decomposição de preços de eletricidade por banda de consumo nos consumidores domésticos



Fonte: Figura 8 do «[Boletim Comparação Preços Eurostat - Eletricidade - 2.º semestre 2020](#)» da ERSE.

¹⁰⁶ Ver artigos 15.º, 16.º e 17.º da Diretiva (UE) 2019/944, respetivamente.

¹⁰⁷ Artigo 11.º da Diretiva (UE) 2019/944.

Nos clientes não-domésticos o peso da componente da energia é superior, entre 42% e 59% nas diferentes bandas de consumo, no 2.º semestre de 2020¹⁰⁸. Isto sugere que, contratos que apenas apresentem preços dinâmicos na componente de energia poderão não ser suficientes para promover a flexibilidade da procura no caso particular do segmento residencial, uma vez que a maioria da fatura de eletricidade não seria abrangida pelos preços dinâmicos.

O Conselho Europeu de Reguladores da Energia (CEER) tem defendido a necessidade de uma **regulação dinâmica** no contexto da transição energética, sendo a regulação dinâmica um dos três pilares da estratégia 3D, válida para o triénio 2019-2021¹⁰⁹. Neste âmbito, o CEER publicou recentemente a sua abordagem para atingir uma regulação mais dinâmica, destacando o papel dos projetos-piloto e das «caixas de areia regulatórias»¹¹⁰.

Os projetos-piloto promovidos pela ERSE na área da estrutura tarifária e do mercado de reserva de regulação estão alinhados com esta perspetiva do CEER.

Em 2011 o RT do setor elétrico passou a prever a adoção voluntária de preços dinâmicos nas tarifas de Acesso às Redes¹¹¹. Na sequência, a ERSE aprovou em 2018 as regras para dois projetos-piloto, para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental¹¹². De referir que, pelo número insuficiente de candidatos, o projeto-piloto para a introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes não se concretizou. Tendo em conta alguns dos comentários recebidos aquando das sessões de divulgação dos dois projetos-piloto, a insuficiência de candidaturas para o piloto das tarifas dinâmicas poderá ter sido um reflexo do risco percecionado pelos comercializadores, que passariam a ter que garantir o aprovisionamento dos seus clientes num contexto de maior incerteza, ficando sujeitos às penalidades aplicadas aos desvios entre as compras e os consumos efetivos, em particular nas horas de ponta.

¹⁰⁸ Figura 17 do «[Boletim Comparação Preços Eurostat - Eletricidade - 2.º semestre 2020](#)» da ERSE.

¹⁰⁹ Ver «[CEER's 3D Strategy \(2019-2021\)](#)» do CEER, de 9 de janeiro de 2019.

¹¹⁰ As «caixas de areia regulatórias» (*regulatory sandboxes*), no inglês) consistem na dispensa temporária de certas regras regulatórias de forma a incentivar a inovação nas empresas. Ver caixa 1 do relatório «[The role of sandboxes in promoting flexibility and innovation in the digital age](#)» da OCDE, de 23 de outubro de 2019.

¹¹¹ [Regulamento n.º 496/2011 da ERSE](#), de 19 de agosto.

¹¹² [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro.

Tendo-se concluído o projeto-piloto para aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT ¹¹³, a ERSE considera que a realização de um projeto-piloto para a introdução de preços dinâmicos na tarifa de Acesso às Redes em BT pode ser oportuna por dois motivos. Primeiro, o interesse em contratos de eletricidade a preços dinâmicos, nos termos da Diretiva (UE) 2019/944 ¹¹⁴, poderia ser amplificado para clientes em BT se a própria tarifa de Acesso às Redes adotasse um comportamento mais dinâmico, tendo em conta o seu peso na fatura final. Segundo, o risco percecionado pelos comercializadores para participar poderá ser menor no caso de clientes em BT, uma vez que cada cliente individual terá um peso reduzido na carteira de clientes, o que não se observa necessariamente nos clientes acima de BT.

Ao referido acima acresce que a progressiva instalação dos contadores inteligentes em BTN também habilita que estes tipos de soluções possam chegar ao cliente residencial em Portugal.

PROPOSTA

Atendendo ao exposto acima, sobre a dificuldade de estimular a flexibilidade da procura no segmento residencial e da necessidade de uma regulação mais dinâmica na transição energética, a ERSE propõe a realização de um projeto-piloto para a tarifa de acesso às redes (TAR) em BT. Antes de iniciar os trabalhos para desenhar as regras do projeto-piloto, a ERSE gostaria de colocar a discussão duas alternativas.

A primeira alternativa, designada aqui por tarifa de Acesso às Redes indexada (TAR indexada), poderia adotar uma estrutura de «*Critical Peak Pricing*» ¹¹⁵ e consistiria na definição dos períodos críticos de forma indexada a partir da informação do MIBEL. A premissa é que, um período crítico no MIBEL, tem uma probabilidade significativa de ser também um dia crítico no sistema elétrico português. Como exemplo, veja-se a tempestade Filomena, que provocou na primeira quinzena de janeiro de 2021 preços bastante elevados no MIBEL e consumos históricos no setor elétrico português ¹¹⁶. A Figura 2-10 apresenta uma primeira análise da ERSE, em que se mostra a existência de uma correlação relevante entre o consumo de eletricidade em Portugal e a evolução do MIBEL.

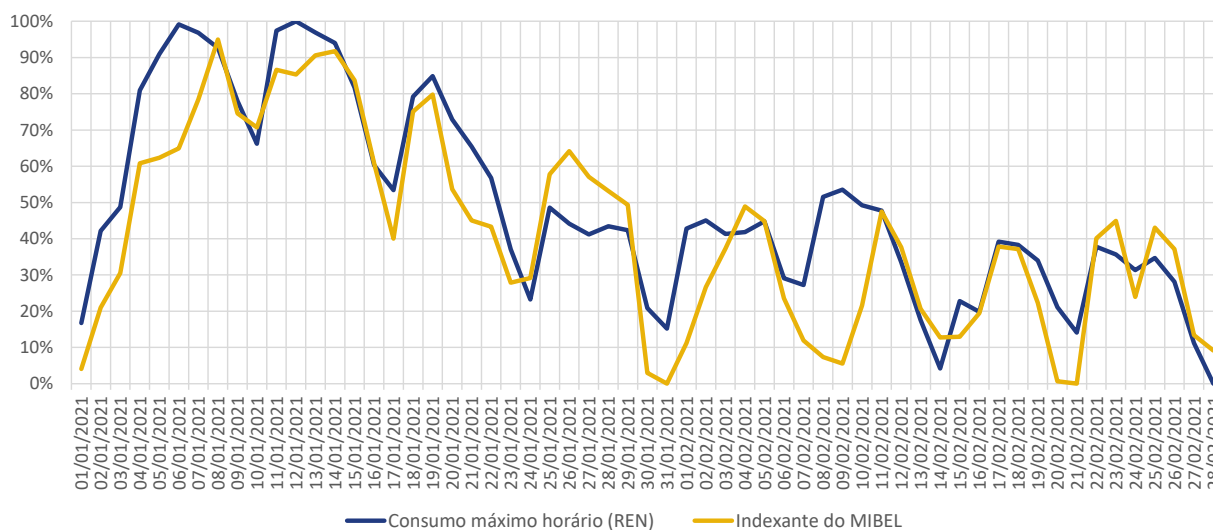
¹¹³ Ver discussão da secção 2.2.1.

¹¹⁴ O recital (38) da Diretiva (UE) 2019/944 refere: «A fim de maximizar os benefícios e a eficácia de preços dinâmicos na eletricidade, os Estados-Membros deverão avaliar o potencial para tornar mais dinâmica ou reduzir as componentes fixas nas faturas de eletricidade e, se esse potencial existir, tomar as medidas apropriadas.».

¹¹⁵ Num preço do tipo «*Critical Peak Pricing*» são identificados períodos críticos aos quais se aplicam preços agravados, que normalmente são acompanhados por preços desagravados nos restantes períodos. A identificação dos períodos críticos pode acontecer antes do evento, com uma antecedência reduzida, ou depois da sua ocorrência.

¹¹⁶ Ver comunicado «[Vaga de frio empurra consumo de gás natural e eletricidade para máximos históricos sucessivos](#)», REN, 16 de janeiro de 2021.

Figura 2-10 - Consumo de eletricidade em Portugal e evolução do MIBEL (janeiro e fevereiro de 2021)



Nota: Dados de janeiro e fevereiro de 2021, com cálculos da ERSE. O consumo máximo horário utiliza informação do [Sistema de Informação de Mercados de Energia](#) da REN. O «Indexante do MIBEL» foi construído pela ERSE a partir da informação de [consumos e de preços no MIBEL](#). Ambas as séries foram transformadas de forma multiplicativa, para o respetivo máximo e mínimo, no período, corresponder aos valores de 100% e 0%, respetivamente.

A segunda alternativa, designada aqui por tarifa de Acesso às Redes sazonal (TAR sazonal), seria um projeto-piloto em linha com a proposta de nova opção de tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, descrito na secção 2.2.1. Isto é, passaria por se desenhar uma opção tarifária no Acesso às Redes em BTE e BTN, com uma maior diferenciação sazonal, tanto em termos temporais como também locais. Esta alternativa de TAR sazonal seria uma extensão do modelo introduzido em MAT, AT e MT, sendo necessário fazer adaptações no caso da BTN ¹¹⁷. Sendo uma extensão, a introduzir como opção tarifária, pode-se colocar a questão se um projeto-piloto se justifica nesta situação.

Em comparação, a alternativa da TAR indexada representaria uma solução mais inovadora, recuperando a ideia de tarifas de Acesso às Redes dinâmicas. A ERSE ponderou também a possibilidade de propor um modelo mais inovador, no qual os operadores das redes em BT seriam as entidades responsáveis por ativar os períodos críticos com uma antecedência curta, comunicando aos comercializadores essa decisão, a transmitir posteriormente aos clientes. A alternativa da TAR indexada, que indexa diretamente a ativação ao comportamento em mercado, encurta este canal de comunicação em duração e em número de plataformas necessárias. Acresce que os processos em curso para a atribuição das concessões da

¹¹⁷ A nova opção tarifária na TAR em MAT, AT e MT diferencia o preço de potência em horas de ponta por três épocas. Como em BTN não existe essa variável, a diferenciação teria que ser feita no preço de energia ativa em horas de ponta.

distribuição elétrica em BT também pesaram na decisão da ERSE em preferir um modelo com indexação automática ao MIBEL.

No caso da TAR indexada é prematuro apresentar já um desenho concreto para o projeto-piloto, mas uma opção poderia passar por aumentar o rácio de preços entre a energia ativa em horas de ponta e a energia ativa nas outras horas do dia, dando assim um sinal forte para deslocar consumo dentro de dias classificados como críticos.

Em termos de calendarização, a ERSE vê como desejável a apresentação de estudos complementares no âmbito da proposta tarifária para o ano de 2022, podendo posteriormente aprovar as regras do projeto-piloto durante o ano de 2022. Isto permitiria iniciar o projeto-piloto no início de 2023.

No caso desta proposta merecer uma opinião favorável por parte dos interessados será necessário incluir no RT um artigo equivalente ao atual artigo 42.º, de forma a habilitar a ERSE a aprovar as regras para a implementação do projeto-piloto e para aprovar alterações às tarifas de Acesso às Redes em BT.

Nesse sentido a ERSE questiona sobre:

- 45. Considera que a ERSE deve prosseguir com um projeto-piloto de aperfeiçoamento da TAR em BT?
- 46. Entre as duas alternativas apresentadas (TAR indexada, TAR sazonal), qual das duas deve ser testada em ambiente de projeto-piloto?
- 47. Criação do artigo 42.º-A.

2.5.3 REVER FORMULAÇÃO DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

RESUMO DA PROPOSTA

Iniciar uma avaliação aprofundada para reformular a potência em horas de ponta, nomeadamente para dar sinais para retangularizar o consumo nas horas de ponta. Prever a constituição de grupos de trabalho com os operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores.

ENQUADRAMENTO

Conforme descrito na secção 2.1.2, a potência em horas de ponta é um dos dois conceitos de potência adotados como indutores de custos para a utilização das redes de transporte e distribuição. Em particular, a potência em horas de ponta sinaliza o custo incremental de investir em troços comuns da rede, que correspondem aos ativos mais afastados dos clientes individuais e, por isso, são condicionados fundamentalmente pelos períodos de ponta da procura agregada.

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

O número de horas de ponta, em ciclo semanal, é de três ou cinco horas diárias nos dias úteis, consoante vigore a hora legal de inverno ou de verão, respetivamente. Em ciclo diário, essa duração é de quatro horas diárias, em todos os dias do ano.

O projeto-piloto, de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT (referido na secção 2.2.1), testou a alteração da variável potência em horas de ponta. No piloto definiram-se duas novas variáveis, que iriam substituir a variável da potência em horas de ponta, designadas por «potência em horas de super ponta»¹¹⁸ e «potência em horas de ponta normal»¹¹⁹. Com esta separação, era possível transmitir um sinal económico mais forte no novo período de super ponta¹²⁰, através de um preço agravado.

No piloto, a variável passou a ser calculada para um horizonte de 12 meses e, desse modo, passou a estar mais alinhada com a definição da potência contratada. A alteração visava traduzir a noção de que o indutor de custo da potência tem um horizonte que ultrapassa o curto prazo, e que, por isso, o respetivo pagamento devia seguir essa noção. Além disso, o conceito de potência em Espanha também segue um modelo de contratação prévia e uma janela de 12 meses.

¹¹⁸ Potência ativa média, que corresponde ao quociente de energia ativa no ponto de medição em horas de super ponta pelo número de horas de super ponta, aplicado à globalidade dos doze meses do projeto-piloto.

¹¹⁹ Potência ativa média, que corresponde ao quociente de energia ativa no ponto de medição em horas de ponta normal pelo número de horas de ponta normal, aplicado à globalidade dos doze meses do projeto-piloto.

¹²⁰ O período de super ponta correspondeu no projeto-piloto às horas de ponta dos três meses identificados como sendo de maior utilização em determinada área de rede (estes três meses foram classificados como Época 1). A super ponta correspondia aproximadamente a 300 horas por ano.

Todavia, na análise da ERSE aos resultados do projeto-piloto ¹²¹ não se identificaram benefícios pela adoção da definição testada em projeto-piloto, com exceção da diferenciação sazonal ao longo do ano. Por outro lado, a faturação dos novos conceitos durante o piloto revelou-se desafiante, especialmente nos meses iniciais.

Por esse motivo, a proposta apresentada na secção 2.1.2, de uma nova opção tarifária, de carácter voluntário, mantém a definição vigente para o preço de potência em horas de ponta, propondo alternativamente uma diferenciação do preço por época.

PROPOSTA

A ERSE considera que deve continuar a desenvolver estudos no sentido de melhorar o conceito de potência em horas de ponta. Com a definição atual da variável potência em horas de ponta, fica evidente que esta não transmite sinais económicos aos utilizadores da rede para estes retangularizarem os seus consumos durante as horas de ponta.

A ERSE gostaria, por isso, de convidar todos os intervenientes e interessados do setor para um processo de reflexão e análise sobre como melhorar esta variável de faturação. Este tipo de iniciativa foi, por exemplo, seguida pelo regulador britânico, Ofgem, que iniciou em 2018 um processo de consulta alargada no sentido de aperfeiçoar o regime de acesso à rede, incluindo a definição das variáveis de faturação nas tarifas de uso das redes ¹²². O envolvimento dos vários intervenientes e interessados do setor resultou na constituição de uma plataforma online (<http://www.chargingfutures.com>), para divulgar publicamente o trabalho realizado.

Além disso, um processo de alteração nas variáveis de faturação tem um forte potencial para causar impactes tarifários significativos, razão pela qual precisa de ser bem ponderado. A informação recolhida com o projeto-piloto inclui os diagramas individuais de carga dos participantes e pode constituir uma boa base de trabalho para estudar os impactos de alterações que venham a ser consideradas.

¹²¹ Sugere-se a consulta dos documentos relativos ao projeto-piloto, em anexo.

¹²² A Ofgem lançou em dezembro de 2018 um processo de revisão regulamentar («*Significant Code Review*»), designado por reforma do acesso às redes e das tarifas prospetivas («*Reform of network access and forward-looking charges*»). Consulte [aqui](#).

Nesse sentido a ERSE questiona sobre:

48. Considera que a ERSE deve aprofundar estudos no sentido de reformular o conceito de potência em horas de ponta?
49. Concorda com a constituição de grupos de trabalho com outras entidades no sentido de partilhar conhecimento e desenvolver propostas?

3 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

Em linha com as orientações estratégicas da ERSE, as principais propostas de alteração das metodologias de regulação e de cálculo dos proveitos permitidos apresentadas nesta consulta assentam na promoção de uma regulação cada vez mais eficiente dos monopólios naturais, atento ao atual contexto de descentralização e inovação no setor elétrico.

Assinalam-se, nesta linha, as propostas de introdução de uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais das atividades de transporte e distribuição em AT e MT, que pretendem transmitir estabilidade e confiança aos operadores na aplicação dos proveitos permitidos que lhes são proporcionados pelas tarifas reguladas. Adicionalmente, uma metodologia de regulação com base em custos totais aumentará a flexibilidade das estruturas de custos destas atividades, o que pode contribuir para a minimização dos seus custos totais, e promoverá decisões de investimento mais eficientes, pelo facto de ser neutra em termos tecnológicos, o que permitirá ganhos no médio e longo prazo para as empresas e para os consumidores.

Deste modo, esta proposta deverá contribuir para uma resposta mais eficaz destas atividades de rede ao processo de transição energética, que coloca desafios tecnológicos e organizacionais a todos os agentes do setor elétrico.

Em complemento, propõe-se que para as atividades em que é aplicada uma regulação por incentivos nos custos totais, seja aprofundado o princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores, com a introdução de um mecanismo específico para este efeito, que será também aplicado na distribuição em BT. Esta proposta visa reduzir os riscos de perdas ou ganhos excessivos, que eventualmente podem ser percecionados pelas empresas e consumidores com a aplicação de metodologias de incentivo baseadas nos custos totais, bem como contribuir para a estabilidade tarifária e previsibilidade regulatória.

Nesta perspetiva, outra proposta levada a consulta pública é o aumento da duração do período de regulação para 4 anos, tendo presente a maturidade atingida pelas atividades reguladas do setor elétrico. Esta proposta, é consentânea com a alteração já efetuada no setor do gás, bem como com as práticas e recomendações a nível europeu.

No caso particular das atividades reguladas por incentivos, em particular nas que se propõe a transição para metodologias de regulação focadas nos custos totais, a maior longevidade do período de regulação

permitirá uma melhor adaptação às metodologias regulatórias e a definição de estratégias com prazos mais alargados para atingir as exigências regulatórias.

São, ainda, apresentadas diversas propostas que visam aumentar a eficácia da regulação, das quais se destacam:

- a introdução de um mecanismo para o tratamento diferenciado da remuneração de ativos, semelhante ao já existente no setor do gás, cujo início de exploração não esteja fundamentado na perspetiva regulatória,
- 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,
- a atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que promovam a otimização de os custos de aquisição de energia elétrica proveniente de nova capacidade de produção.

Na vertente da sustentabilidade económica e financeira dos setores regulados nesta revisão regulamentar é proposta a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor elétrico, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira, que tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

Paralelamente, propõe-se um conjunto de medidas com vista a tornar o quadro regulatório mais perceptível e adaptado à prática atual. Neste sentido, destacam-se as seguintes propostas:

- a extinção do incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado às atividades de distribuição de energia elétrica no Continente e Regiões Autónomas, face à ausência de candidaturas por parte dos operadores de rede, mantendo a possibilidade dos custos com projetos-piloto serem aceites como custos não sujeitos a metas de eficiência,
- a remoção das parcelas de custos com Planos de Promoção do Desempenho Ambiental da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, por estes se encontrarem suspensos há vários anos.

De seguida apresentam-se os temas que se colocam em consulta pública nesta revisão regulamentar no âmbito das metodologias de regulação e de cálculo dos proveitos permitidos, incluindo a fundamentação para as propostas efetuadas.

3.1 APROFUNDAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

3.1.1 ALTERAÇÃO DA DURAÇÃO DO PERÍODO DE REGULAÇÃO PARA 4 ANOS

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se aumentar a duração do período de regulação para 4 anos.

ENQUADRAMENTO

A adaptação do quadro regulatório pode ser efetuada pela ERSE recorrendo às revisões das metodologias regulatórias definidas no RT ou, no quadro das metodologias existentes, através da revisão dos parâmetros regulatórios, tais como as taxas de remuneração, os indutores de custos ou ainda as metas de eficiência.

A revisão das metodologias regulatórias constitui um instrumento de adaptação do quadro regulatório mais disruptivo, que se justifica quando as metodologias existentes são insuficientes para responder aos objetivos pretendidos pelo regulador ou quando ocorrem alterações do quadro técnico, legal ou económico. A revisão dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento mais flexível, cujo objetivo principal é adaptar as metodologias existentes ao desempenho das empresas.

Assim, os processos de revisão regulamentar, materializados na revisão das metodologias regulatórias, e de definição dos parâmetros regulatórios não têm forçosamente de coincidir.

Nas duas décadas que decorreram desde o início da regulação do setor elétrico em Portugal, a duração dos períodos de regulação foi de três anos (com exceção do ano de 2005, em que o período de regulação teve a duração de um ano), o que permitiu uma monitorização regular da evolução do contexto regulatório e, conseqüentemente, a adaptação da atuação da ERSE às condicionantes externas e ao desempenho das empresas face às metas anteriormente definidas.

Atualmente, as metodologias e princípios regulatórios encontram-se consolidados na generalidade das atividades reguladas, tendo-se atingido um elevado nível de maturidade do setor, patente também numa estabilização das relações entre os diferentes agentes, pese embora os desafios futuros associados à transição energética em curso na Europa.

Neste contexto, entende-se que o aumento da duração do período de regulação, introduz uma maior estabilidade e previsibilidade do contexto regulatório, o que contribuirá para uma melhor adaptação dos agentes do setor às metodologias regulatórias, permitindo em particular às empresas reguladas a definição de estratégias com prazos mais alargados para atingir as exigências regulatórias.

A estabilidade e previsibilidade do contexto regulatório também está associada à definição dos parâmetros, os quais deverão idealmente ter a mesma vigência do período de regulação. Contudo, uma maior duração do período de regulação aumenta a incerteza na parametrização das metodologias regulatórias, que em caso de ocorrência de eventos excecionais poderá levar inclusivamente à necessidade de revisão das metodologias ou à sua reparametrização, situação já prevista no RT em vigor.

PROPOSTA

A ERSE renova a sua proposta no sentido do aumento da duração do período de regulação do setor elétrico para 4 anos, que se considera adequada à maturidade atingida pelas atividades reguladas do setor. Esta alteração também é consistente com alteração efetuada na última revisão regulamentar do setor do gás, bem como com a duração do período de regulação do setor elétrico que está a terminar, que por força do contexto excepcional da crise pandémica da COVID-19 foi alargado de 3 para 4 anos.

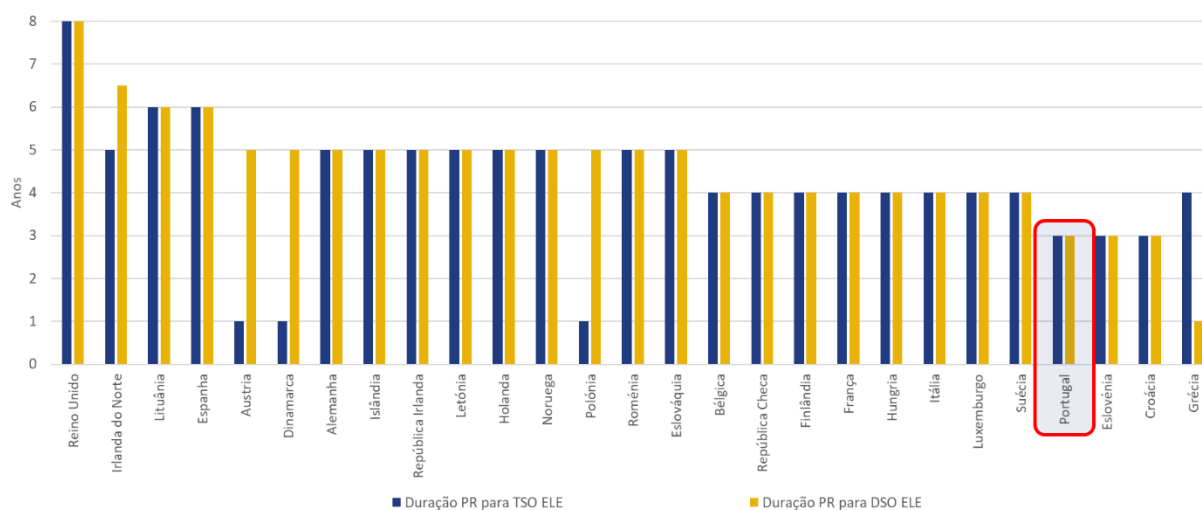
Esta proposta da ERSE para aumentar a duração do período de regulação, também se encontra em linha com uma recomendação recente do ACER sobre metodologias tarifárias para as redes de distribuição¹²³, que aponta para a necessidade destas se manterem estáveis por um período mínimo de 4 anos.

Recorde-se que, de acordo com o artigo 165.º do RT, em Portugal as metodologias e estruturas tarifárias têm aplicação num período coincidente com o período de regulação.

¹²³ [“ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe”](#)

Adicionalmente, esta alteração é consentânea com a prática seguida na maioria dos países europeus, cuja duração do período de regulação para as atividades de Transporte e Distribuição de energia elétrica é atualmente igual ou superior a 4 anos, como se ilustra na figura seguinte.

Figura 3-1 - Duração do período de regulação em países europeus



Fonte: ERSE, CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020

Face ao exposto, a ERSE propõe:

50. Alterar a duração do período de regulação para 4 anos.
51. Esta proposta implica a alteração do artigo 165.º do Regulamento Tarifário.
52. Eliminar o artigo 217.ºA dada a sua aplicação específica ao período de regulação anterior.

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

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a adoção de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT no Continente, que será complementada com o aprofundamento do princípio de

partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, princípio este que se propõe aplicar igualmente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT.

FUNDAMENTOS BÁSICOS DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

As metodologias de regulação do tipo *cost of service* ou *rate of return* asseguram, numa perspectiva teórica, que os consumidores pagam o preço adequado pelo serviço prestado, uma vez que os proveitos permitidos são iguais aos custos históricos da atividade.

Simultaneamente, nesta metodologia os acionistas das empresas reguladas não deverão ficar sub-compensados pelo capital investido, uma vez que a remuneração dos ativos deverá ser definida de forma transparente e justa pelo regulador.

No entanto, esta metodologia de regulação, ao garantir a recuperação integral dos custos e a remuneração dos investimentos realizados, também não garante a dinâmica necessária para que os custos sejam o mais eficientes possível, havendo um conjunto de fatores que podem determinar perdas de eficiência nos custos totais repercutidos nas tarifas suportadas pelos consumidores.

Entre estes fatores destacam-se¹²⁴: (i) a assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador, com o risco de reporte de informação ao regulador que não reflete o verdadeiro nível de custos da empresa, (ii) a falta de incentivos para que a administração das empresas reguladas leve a cabo um esforço de minimização de custos, designadamente escolhendo as soluções tecnológicas mais adequadas para o efeito uma vez que os proveitos permitidos serão sempre ajustados em consonância com o nível de custos¹²⁵.

Por outro lado, as metodologias de regulação por incentivos, quer sejam baseadas em *price-cap* ou *revenue-cap*, têm como ideia central premiar as empresas sempre que sejam capazes de aumentar a eficiência dos custos ou, pelo contrário, penaliza-las se essa eficiência piorar. Nestas metodologias os desvios ocorridos entre custos e proveitos permitidos não são corrigidos ou apenas o são parcialmente,

¹²⁴ "Incentive regulation and its application to Electricity Networks", Joskow (2008)

¹²⁵ Como acontece no caso do efeito de Averch-Johnson, que corresponde à preferência das empresas pelas soluções que tendencialmente aumentam a sua base de ativos regulada, mesmo que não sejam as soluções mais vantajosas em termos tecnológicos ou de eficiência dos custos totais a suportar pelas tarifas.

permitindo que as empresas retenham uma parte desses desvios, o que as incentivará a reduzir os custos no sentido desse desvio ser a seu favor¹²⁶. Dito de outro modo, o incentivo a reter pela empresa dependerá das diferenças entre a trajetória projetada para os proveitos permitidos repercutidos nas tarifas e a trajetória dos custos reais efetivamente verificados na empresa, levando a que esta se esforce no sentido de minimizar os seus custos, para maximizar a retenção de ganhos comparativamente com os proveitos permitidos.

Constata-se, portanto, que nas metodologias de regulação por incentivos os proveitos permitidos repercutidos nas tarifas não têm correspondência exata com os custos da atividade regulada em cada momento, devendo a parametrização proporcionar ganhos para ambas as partes, consumidores e empresas, no médio e longo prazo.

Apesar destas vantagens, as metodologias de regulação por incentivos também envolvem alguns riscos, associados em particular às incertezas na projeção dos proveitos permitidos e ao comportamento das empresas para maximizarem os ganhos, que podem afetar, por exemplo, a qualidade de serviço. Para mitigar estes riscos, a regulação por incentivos baseada em *price-cap* ou *revenue-cap*, deve ser complementada com mecanismos que promovam o cumprimento de outros objetivos distintos da redução de custos, como sejam a qualidade de serviço, a redução de perdas ou outros aspetos funcionais relevantes no desempenho técnico das redes. Por outro lado, os objetivos de eficiência definidos pelo regulador deverão ser calibrados de modo a que as empresas os possam atingir, para que se evitem perdas excessivas, e, no limite, se coloque em causa o seu equilíbrio económico e financeiro.

Estas diferentes metodologias de regulação têm, portanto, diferentes vantagens e desvantagens, sendo a sua aplicação muito dependente dos objetivos a atingir e da maturidade do setor e da atividade regulada. Por exemplo, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost of service*, ou *rate of return*, não incentivará a empresa a otimizar as decisões de investimento do ponto de vista do sistema como um todo, mas será adequada para uma rede em franco desenvolvimento ou que apresente elevada obsolescência. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX¹²⁷ tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e

¹²⁶ "Regulation of the Power Sector"(Capítulo 4), Ignacio Perez-Arriaga et al. (2013)

¹²⁷ *Total expenditure*, que é composto inclui as parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*)

organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, podendo, contudo, desincentivar o investimento se for apenas focada no controlo dos custos¹²⁸

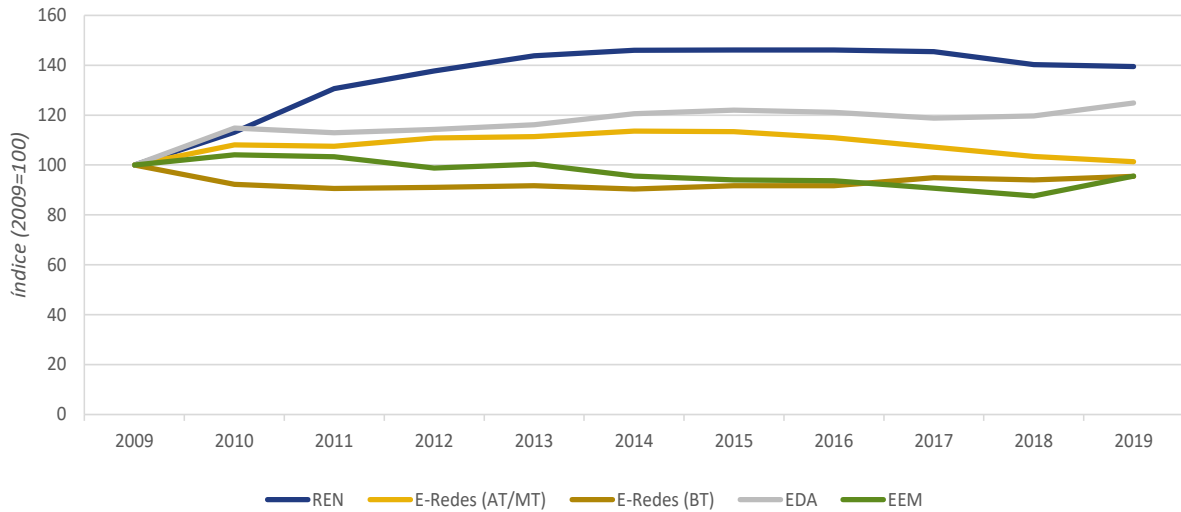
Como referido no ponto 3.1.2 e abaixo se verá em maior detalhe com algumas figuras, o Sistema Elétrico Nacional atingiu um elevado nível de maturidade, que é particularmente notório nas atividades de operação das redes. Quer a atividade de TEE, quer a atividade de DEE em AT/MT atingiram, em várias vertentes, um patamar de estabilidade nos últimos anos, em particular nos dois últimos períodos de regulação, destacando-se a solidez do quadro legal e contratual em que exercem as suas atividades, a reduzida volatilidade dos proveitos permitidos que auferem e a suficiência de capacidade instalada e de atualização tecnológica das redes que operam para responder com segurança às solicitações dos diferentes utilizadores dessas redes.

CARACTERIZAÇÃO DAS DIFERENTES ATIVIDADES DE REDE

Na Figura 3-2 abaixo pode-se observar a evolução do ativo líquido remunerado das atividades do setor elétrico associadas à distribuição (E-Redes AT/MT e BT, EDA e EEM) e ao transporte de energia elétrica (REN).

¹²⁸Ver, por exemplo: i) [“Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes”](#), Florence School of Regulation, Jean-Michel Glachant et al. (2013); ii) [“Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators”](#), Economic Consulting Associates – ACER (2018); iii) [“Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation - A CEER Conclusions Paper”](#), CEER (2018).

Figura 3-2 - Ativo líquido DEE (E-Redes AT/MT e BT, EDA e EEM) e TEE (REN) (índice 2009=100, preços correntes)



Fonte: ERSE, REN, E-Redes, EDA, EEM

Tendo por base o ano de 2009, a REN é a empresa cujo ativo líquido observou o maior crescimento, sobretudo nos primeiros anos da análise, tendo-se mantido relativamente estável desde 2014, e até com um ligeiro decréscimo nos anos mais recentes. No sentido oposto, o ativo líquido da E-Redes para o nível de BT registou o decréscimo mais acentuado desde 2009 até 2014, tendo recuperado gradualmente desde então.

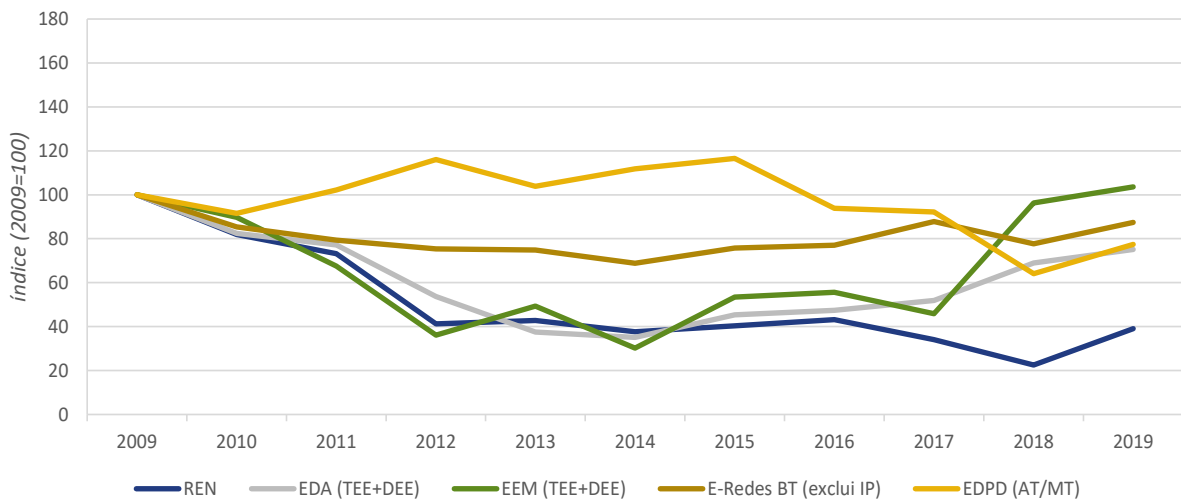
É de salientar que, embora o ativo líquido da E-Redes ao nível de AT/MT tenha registado um crescimento, designadamente a partir de 2011, coincidindo com a alteração da metodologia regulatória¹²⁹, tem-se vindo a reduzir gradualmente nos últimos anos. Conclui-se que o ativo líquido da generalidade das atividades de redes, com exceção das atividades desenvolvidas pela REN, tem seguido uma trajetória relativamente estável nos últimos anos, mesmo perante metodologias regulatórias diferentes.

A evolução do imobilizado reflete a política de investimentos de cada empresa, que pode ser observado na Figura 3-3. Embora a evolução do investimento impacte a evolução do ativo líquido, esse efeito ocorre em momentos posteriores, com a entrada em exploração do investimento. A magnitude deste impacto depende do efeito combinado das amortizações de ativo já existente relativamente ao novo investimento

¹²⁹ Até 2011 a atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT foi regulada por uma metodologia de *price cap* aplicado aos custos totais (TOTEX). A partir de 2012 e até hoje, passou a ser regulada por um *price-cap* aplicado ao OPEX e *rate of return* ao nível do CAPEX.

transferido para exploração. No transporte de energia elétrica e na distribuição em AT e MT os investimentos realizados justificam-se, entre outros motivos, pela ligação de centros electroprodutores, a renovação de ativos, o aumento de resiliência ou a automatização das redes. Na avaliação da evolução esperada do investimento deve considerar-se o fator “maturidade”, isto é, o grau de consolidação das redes face às necessidades atuais e perspetivadas para o médio prazo.

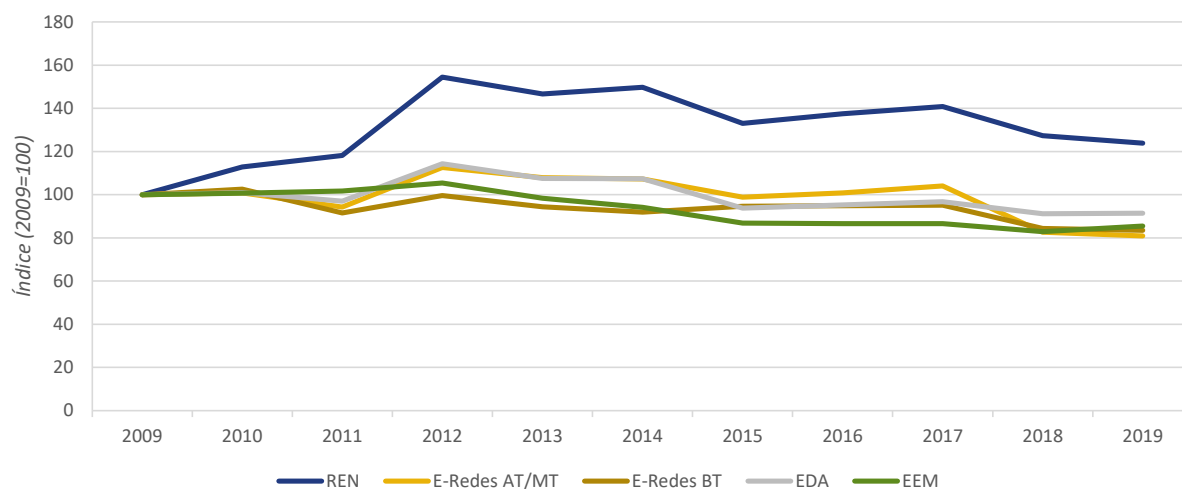
Figura 3-3 - Investimento (índice 2009=100, preços correntes)



Fonte: ERSE, REN, E-Redes, EDA, EEM

A relativa estabilidade do ativo líquido reflete-se na evolução do TOTEX¹³⁰, como se evidencia na figura seguinte. Observa-se que, com a exceção da REN até 2014, as atividades de redes têm vindo a registar uma diminuição ou estagnação dos seus proveitos, em resultado também das metas de eficiência aplicadas ao OPEX e da redução das taxas de remuneração verificada nos últimos anos.

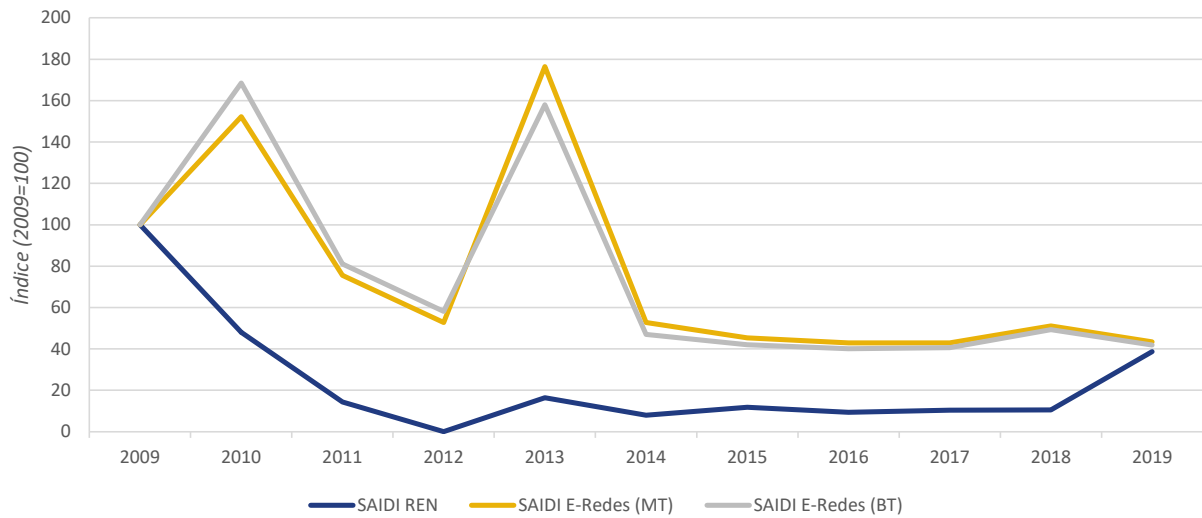
¹³⁰ Inclui as parcelas de proveitos permitidos referentes ao OPEX (*operational expenditure*) controlável e ao CAPEX (*capital expenditure*)

Figura 3-4 - Componente TOTEX¹³¹ dos Proveitos Permitidos (índice 2009=100, preços correntes)

Fonte: ERSE, REN, E-Redes, EDA, EEM

A estabilização do investimento nos últimos anos, conjugada com o controlo dos custos, têm ocorrido em paralelo com uma estabilização da qualidade de serviço, quer ao nível da atividade de distribuição, quer ao nível da atividade de transporte, como se pode observar na figura seguinte.

¹³¹ Inclui as componentes de CAPEX e de OPEX (base de custos de exploração sujeita a metas de eficiência). Para a REN, considera ainda o IREI, a limpeza de florestas e o MEEFVU). Não considera outros custos não sujeitos a metas de eficiência.

Figura 3-5 - SAIDI¹³² (índice 2009=100)

Fonte: ERSE, REN, E-Redes

Conclui-se assim que as atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT/MT demonstram um nível de maturidade, quer em termos de evolução dos investimentos e de custos totais, quer em termos de qualidade de serviço.

ESTABILIDADE PARA ENFRENTAR OS DESAFIOS FUTUROS

Face aos desafios para o futuro, em particular os que decorrem do processo de transição energética em curso na Europa, impulsionado pelo Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus¹³³, importa que as atividades de TEE e DEE disponham dos recursos necessários para não pôr em causa o seu contributo imprescindível no percurso que o país realizará para atingir os objetivos de descarbonização da economia. Assim, as metodologias de regulação a aplicar a estas atividades devem ser definidas e implementadas de forma a que consigam responder aos atuais desafios e objetivos do setor energético.

Acresce o atual contexto de alguma incerteza que os operadores enfrentam, desde logo sobre o ritmo da recuperação das economias europeia e portuguesa no período pós-pandemia, mas também a nível interno, em que o atual processo de aprovação dos planos de desenvolvimento e investimento nas redes, apesar de consolidado em termos legislativos, é extenso e com inúmeros intervenientes, o que poderá condicionar

¹³² Não inclui eventos excecionais

¹³³ [Clean energy for all Europeans package](#)

a implementação atempada dos investimentos e gerar incerteza sobre a repercussão tarifária dos respetivos custos.

Neste quadro, importa que as metodologias e parâmetros regulatórios das atividades de TEE e DEE em AT/MT transmitam sinais de estabilidade aos operadores para que possam definir as suas estratégias de atuação em horizontes mais alargados e com um risco controlado, assegurando que o fluxo de proveitos permitidos seja adequado para desenvolverem as suas atividades em condições de gestão continuamente otimizadas, ao mesmo tempo que garantem a segurança das infraestruturas, um nível de qualidade de serviço apropriado e concretizam os investimentos nas redes que se revelem necessários.

Atualmente as metodologias de regulação em vigor nas atividades de operação das redes em Portugal Continental são¹³⁴:

- DEE em BT: *price-cap* aplicada ao TOTEX,
- DEE em AT/MT: *price-cap* aplicada ao OPEX e *rate of return* ao nível do CAPEX,
- TEE: *price-cap* com mecanismo de custos incrementais aplicada ao OPEX e uma combinação de *rate of return* com um mecanismo de custos de referência para os investimentos ao nível do CAPEX.

Numa perspetiva de futuro, entende-se que a existência de metodologias de regulação similares nas atividades de rede que são mais capital intensivas, designadamente nas atividades de TEE e DEE AT/MT, poderá reforçar a cooperação entre os respetivos operadores, promovendo uma redução dos custos globais das redes no médio e longo prazo. Adicionalmente, alguns desafios comuns do operador da RNT e do operador da RND no processo de transição energética em curso na Europa, como por exemplo a integração de produção renovável ou da gestão da flexibilidade da procura, sugere a necessidade de uma maior aproximação nas estratégias dos dois operadores, o que pode ser desde logo sinalizado com metodologias de regulação que transmitam os mesmos sinais económicos.

Num contexto com novos desafios tecnológicos e organizacionais que enfrentarão as atividades de rede, impulsionado pelo processo de transição energética em curso na Europa decorrente do Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus, as metodologias regulatórias flexíveis tenderão a ser mais ajustadas, por

¹³⁴ Ver pontos 3.1.2.1 e 3.1.2.2 para maior detalhe da evolução das metodologias de regulação da TEE e da DEE.

não privilegiarem a distinção entre CAPEX e OPEX e permitirem às empresas escolherem as opções tecnológicas mais eficientes.

Nesta situação, encontra-se a regulação por incentivos que incide no TOTEX, por não tratar de forma diferente os custos das empresas, em termos de metas e de aceitação, consoante a sua natureza, designadamente consoante sejam OPEX ou CAPEX. Esta metodologia não garante igualmente a recuperação integral dos custos, mas permite a retenção dos ganhos (em parte ou no seu conjunto) pela empresa face às metas definidas pelo regulador. A situação é próxima de uma situação de um ambiente de mercado, com a diferença substancial de que, ao tratar-se de empresas reguladas, os reguladores, nos termos dos seus estatutos, garantem que o equilíbrio económico-financeiro nunca seja posto em causa.

Tal como referido anteriormente, os inconvenientes desta metodologia estão associados aos da regulação por incentivos em geral, podendo ser facilmente mitigados e anulados. Para tal contribui a aplicação, em complemento, de incentivos ao desempenho funcional das empresas enquanto prestadoras de serviço, isto é, metodologias do tipo *output-based*, a monitorização contínua de indicadores económicos e funcionais relevantes para cada um dos operadores e, finalmente, o acompanhamento do nível de investimento realizado face ao nível de investimento previsto na definição das bases de custos totais.

Neste aspeto, a existência de planos de desenvolvimento e investimentos das redes de transporte e de distribuição em AT e MT, sujeitos a parecer e monitorização por parte da ERSE, permitirá dar consistência às previsões usadas na definição das bases de custos totais sujeitas a metas de eficiência I. Assim, é pouco provável que as previsões de investimento apresentadas pelas empresas no início do período de regulação enviesem a trajetória dos proveitos permitidos verificada.

Em suma, a aplicação da regulação por TOTEX tem como principal objetivo garantir que a empresa que desempenha a atividade regulada faça as escolhas economicamente mais eficientes na gestão dos seus recursos para responder aos novos desafios que o setor elétrico enfrentará.

Face ao anteriormente exposto, a ERSE propõe a introdução de metodologias de regulação por incentivos aos custos totais controláveis das atividades de TEE e DEE em AT/MT. De modo a assegurar uma efetiva aplicação desta metodologia e ultrapassar eventuais inconvenientes, já anteriormente referidos, a ERSE propõe para estas atividades um aprofundamento e concretização *ex ante* do princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores, já consagrado no Regulamento Tarifário, como descrito no ponto 3.1.2. Atualmente a metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais

é utilizada para o transporte de energia elétrica na Alemanha, Holanda e Reino Unido, enquanto para a distribuição de energia elétrica é usada, por exemplo, no Reino Unido, Holanda e Noruega¹³⁵.

Conjuntamente com o alargamento da duração do período de regulação para 4 anos, esta proposta pretende transmitir confiança e responsabilidade às empresas na aplicação dos fluxos de proveitos permitidos, os quais terão uma trajetória estável no horizonte do período de regulação, visando obter ganhos tanto no curto como no médio e longo prazo para ambas as partes, consumidores e empresas. Mesmo considerando o aumento da duração do período de regulação para 4 anos, proposto nesta revisão regulamentar, a sua duração relativamente curta minimizará o aparecimento de ganhos ou perdas excessivas decorrentes de sub ou sobre-investimento nas redes.

Como já anteriormente referido, a existência de metodologias de regulação compatíveis nas atividades de rede deverá reforçar a cooperação entre os operadores. As metodologias de regulação por incentivos aplicadas ao TOTEX das atividades de rede são particularmente eficazes para este fim e deverão reforçar a abordagem regulatória focada no sistema elétrico como um todo¹³⁶, que desejavelmente irá promover a redução dos custos totais das redes e o aumento dos benefícios globais para os consumidores. Em geral, há algum um consenso entre a comunidade de profissionais e académicos na área da regulação económica de que a introdução de metodologias de incentivo baseadas em TOTEX é uma forma eficaz de garantir a eficiência dos custos global dos custos dos sistemas elétricos¹³⁷.

Importa ainda sublinhar que a proposta da ERSE para aplicação desta metodologia com metas de eficiência nos custos totais, não afetará obrigações passadas, designadamente referentes ao CAPEX dos ativos em exploração antes de 2022, o que será concretizado na definição dos parâmetros para o próximo período de regulação.

¹³⁵ [“Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020”](#), CEER (2021)

¹³⁶ [“Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation - A CEER Conclusions Paper”](#), CEER (2018)

¹³⁷ [“EU Clean Energy Package - Online course”](#), Florence School of Regulation - Athir Nouicer, Leonardo Meeus (2019)

A METODOLOGIA PROPOSTA PROMOVE A INOVAÇÃO

Como já referido, considera-se que a metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais é a mais adequada para permitir a inovação e o desenvolvimento das redes, de modo a prepará-las para os desafios tecnológicos decorrentes desta fase de descarbonização, digitalização e descentralização no setor energético¹³⁸.

Contudo, ao alargar os incentivos à eficiência de custos tanto ao OPEX como ao CAPEX, esta metodologia poderá não se adequar a todas as fases de investimento e desenvolvimento de determinados projetos inovadores. Embora promova a implementação de projetos mais maduros, em larga escala, com benefícios claros, poderá limitar o investimento em projetos piloto que integram tecnologias ainda embrionárias, com resultados muito incertos.

Assim, como complemento à metodologia proposta e considerando que, nesta revisão regulamentar, a ERSE propõe também eliminar o incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicável aos operadores de redes de distribuição¹³⁹, nas atividades sujeitas a regulação por TOTEX propõe-se reconhecer fora da base de custos totais as despesas com projetos piloto, de pequena dimensão e limitados no tempo, através da sua repercussão na rubrica de custos não sujeitos a metas de eficiência (parcela Z). Esse reconhecimento dependerá de uma análise casuística por parte da ERSE, que considerará, entre outros fatores, a dimensão do projeto e a natureza dos custos associados.

EVENTOS EXCECIONAIS E EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DAS ATIVIDADES COM REGULAÇÃO POR TOTEX

Um eventual inconveniente da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais, quando comparada com uma metodologia de *cost-of-service* aplicada ao CAPEX, consiste no risco de desvios entre os pressupostos considerados na definição da base de custos totais definida no início do período de regulação e os custos totais efetivamente incorridos pela empresa.

Por um lado, este risco pode traduzir-se na obtenção de ganhos excessivos, decorrentes da execução sistemática de investimentos inferiores ao previsto, quer porque a empresa não está a cumprir com os

¹³⁸ [“Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation - A CEER Conclusions Paper”](#), CEER (2018) e [“The “Smart Paradox”: Stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments”](#), Marques et al. (2014)

¹³⁹ Proposta detalhada no ponto 3.3.4.

investimentos previstos regulamentarmente, quer porque se deteta que as previsões de investimento submetidas pela empresa extravasam os investimentos efetivamente planeados.

Por outro lado, esta metodologia pode implicar a remuneração insuficiente de investimentos não antecipáveis, significativos e imprescindíveis, como os decorrentes de uma catástrofe ou de imposições legislativas ou de política energética, que poderá comprometer o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas no curto prazo.

Este risco é, de um modo geral, anulado com o mecanismo de partilha de ganhos e perdas aplicado às atividades com regulação por TOTEX, que integra a presente proposta de revisão regulamentar. Contudo, em casos excecionais, as diferenças face à base de custos inicial podem ser de uma magnitude tal que justifique a revisão extraordinária das bases de custos e dos parâmetros durante o período de regulação.

A ERSE considera que, nestas situações, após uma análise detalhada da natureza e magnitude dos desvios, o mecanismo de revisão excepcional de parâmetros no decorrer do período de regulação, já previsto no Regulamento Tarifário em vigor, constitui uma ferramenta adicional de mitigação dos riscos desta metodologia.

3.1.2.1 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE TOTEX À ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX. Na definição da metodologia de regulação do CAPEX da atividade de TEE em 2009, e tendo como objetivo ultrapassar eventuais distorções nas decisões de investimento, decorrentes da remuneração garantida dos mesmos, foi criado o mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência, estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e revisto através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

Para o período de regulação 2018-2020, as metodologias de regulação com incidência no CAPEX e no OPEX foram em geral mantidas, com exceção do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil que foi substituído pelo incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT, denominado I_{REI} . Este incentivo, permitiu melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa na otimização do nível de investimento, dando margem para a adequação do *mix* de ativos novos e ativos existentes e, portanto, para a flexibilização da estrutura de custos da atividade, de uma forma

aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos e sem com prometer as condições de segurança e de qualidade de serviço da rede.

Relativamente a este último aspeto, o I_{REI} incluiu alguns aspetos de metodologias de regulação do tipo *output based*, ao tornar o incentivo dependente do desempenho funcional da RNT, medido através de um indicador técnico que engloba a qualidade de serviço, a disponibilidade dos equipamentos da RNT e a maximização da capacidade de interligação para trocas comerciais.

MOTIVAÇÃO/OBJETIVOS

Num contexto de uma estabilização dos níveis de investimento e de maturidade da atividade, como no caso da atividade de TEE em Portugal, a aplicação de uma metodologia do tipo TOTEX e apontada como a mais adequada para aumentar a eficiência global dos operadores e alinhar os interesses das empresas e dos consumidores. Pelo facto de serem indiferentes quanto à natureza dos custos, estas metodologias são neutras em termos tecnológicos, promovendo decisões de investimento eficientes e reduzindo os custos totais no futuro¹⁴⁰.

No caso específico da metodologia de regulação aplicada ao CAPEX da atividade de TEE, existem atualmente mecanismos regulatórios já desajustados, quer porque os seus fundamentos estão ultrapassados podendo não transmitir os sinais adequados, como seja o mecanismo de custos de referência, quer porque há uma volatilidade implícita nos mecanismos devido a alterações de contexto, como no caso do I_{REI}.

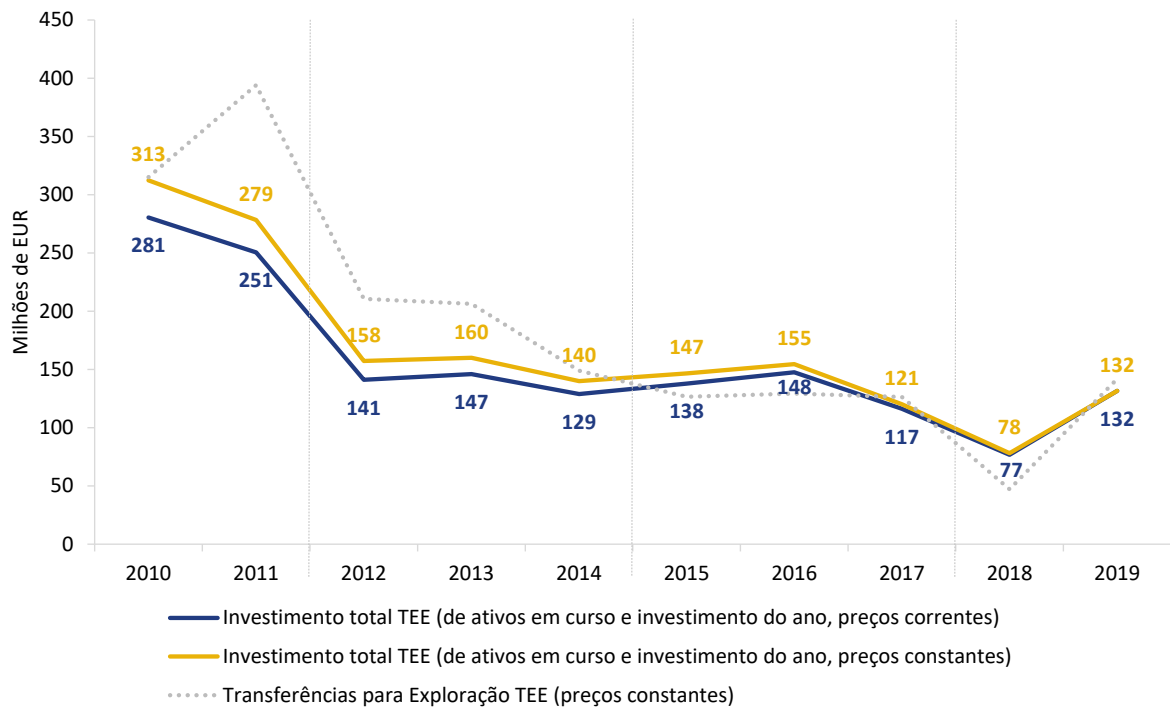
Desta forma, a continuação do atual modelo de regulação da atividade de TEE não se afigura como viável por: i) obrigar à definição de novos custos de referência num setor que se encontra em rápida transformação, tornando os mesmos rapidamente desatualizados; ii) o processo de atualização dos custos de referência está dependente da informação e do conhecimento da empresa, havendo uma clara assimetria de informação entre regulador e regulado; iii) o I_{REI} é um *proxy* do TOTEX com a desvantagem de ser bastante mais volátil, pelo que se justificaria a sua substituição por um mecanismo mais estável que, para ser eficaz (sendo menos variável) teria de ser mais amplo.

¹⁴⁰ [“Smarter incentives for transmission system operators - Volumes 1 and 2”](#), Oxera, 2018

A aplicação de uma metodologia de TOTEX tem igualmente a vantagem de ter em consideração as questões anteriormente mencionadas, nomeadamente a questão da assimetria de informação.

Na Figura 3-6 pode-se observar os investimentos da atividade de TEE. Desde 2012 que o nível de investimento e de transferências para exploração se encontra em níveis relativamente estáveis. Entre 2012 e 2019 que se registou um valor médio, a preços correntes, de 129 milhões de euros de investimentos e de 137 milhões de euros a preços constantes. Se se considerar as médias móveis de 4 anos, os valores variam entre um mínimo de 121 milhões de euros e um máximo de 138 milhões de euros, a preços constantes.

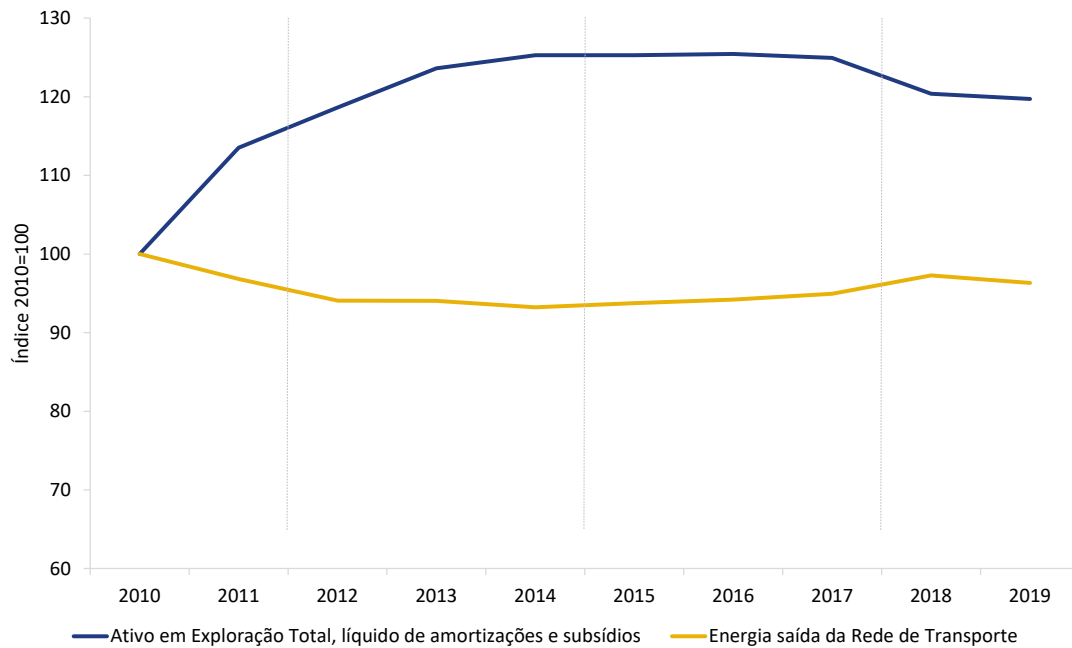
Figura 3-6 - Investimentos da atividade de transporte de energia elétrica



Fonte: ERSE, REN

Na Figura 3-7 pode-se observar a evolução do ativo líquido da atividade de TEE e da energia saída da rede de transporte. É de salientar o desacoplamento entre estas duas variáveis. Em particular, observa-se um significativo aumento do ativo líquido entre 2007 e 2014, mantendo-se relativamente estável entre 2014 e 2017. Em 2018 e 2019 registou-se uma ligeira diminuição do ativo líquido, para um valor ligeiramente acima do de 2012, coincidente com o início da aplicação do I_{REI}. Em sentido oposto, a energia saída da rede de transporte observou neste período uma certa estagnação ou diminuição, sendo que o valor registado em 2019 é ligeiramente abaixo do de 2011.

Figura 3-7 - Ativo líquido da atividade de TEE e energia saída da rede de transporte (Índice 2010=100)

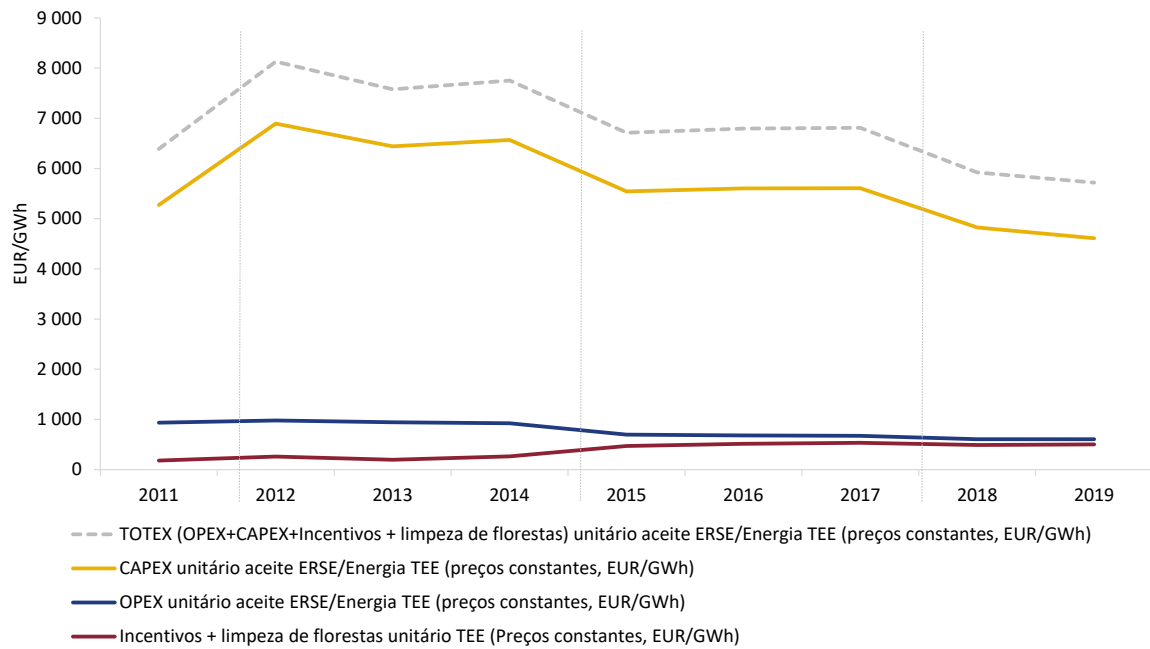


Fonte: ERSE, REN

Na implementação desta metodologia será dado um peso maior a uma parte fixa da metodologia, que se pretende que seja, pelo menos nesta primeira fase de transição, uma metodologia essencialmente do tipo *revenue cap*, apesar de se considerar igualmente uma componente variável, dependente da avaliação das necessidades de investimentos no período de regulação, tendo em conta, entre outros fatores, o parecer da ERSE aos PDIRT-E e a sua calendarização. Adicionalmente, a ERSE terá igualmente em conta a estabilidade regulatória.

Neste sentido e nesta fase de implementação inicial da metodologia a opção será de criar alguma continuidade do nível de proveitos, tendo em conta, entre outros fatores, que o planeamento e implementação de novas estratégias de investimento por parte da empresa serão de médio e longo prazo e que a adaptação a uma nova metodologia de regulação demorará vários anos.

Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de transporte de energia elétrica, por energia transportada



Fonte: ERSE, REN

Assim, na definição da base de custos aceites por aplicação de uma metodologia de TOTEX à atividade de TEE, numa primeira fase de calibração dessa base de custos, serão considerados os valores dos ativos sem prémio a custos reais e os valores dos ativos com prémio a custos de referência, remunerados às respetivas taxas e também as respetivas amortizações, replicando uma simulação do CAPEX que seria tido em conta caso não houvesse alteração da metodologia. A partir desta base inicial, será depois calibrada a evolução do TOTEX para os outros anos do período de regulação, tendo em consideração as diferentes previsões de investimentos, enquadráveis pela legislação, nomeadamente os enquadráveis no âmbito dos PDIRT-E.

É de realçar que, atualmente, esta metodologia é aplicada na regulação de operadores da rede de transporte em alguns países europeus, como sendo a Alemanha, a Holanda e o Reino Unido, com cada regulador a desenhar os mecanismos regulatórios com diferentes particularidades, adaptadas às realidades e maturidades de cada país.

Desta forma, a ERSE pretende, na definição desta metodologia, a mais eficiente e adequada implementação, tendo em consideração as particularidades de evolução regulatória e de maturidade da atividade de TEE em Portugal.

PROPOSTA

Na presente revisão regulamentar, a ERSE propõe a aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos no TOTEX da atividade de TEE, que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. É de realçar, no entanto que alguns custos, tais como os custos considerados não controláveis pelas empresas, não fazem parte da base de custos. Por forma a garantir a desejável estabilidade regulatória importa igualmente referir que os valores dos ativos enquadrados no mecanismo de valorização dos investimentos da RNT a custos de referência manterão durante a fase de transição os valores de referência correspondentes. Esta base de custos corresponderá aos proveitos permitidos da atividade de TEE a recuperar anualmente pela respetiva tarifa e que evoluirá consoante as metas de eficiência impostas. Esta base de custos poderá evoluir, igualmente, com parâmetros que sejam facilmente monitorizáveis

No que respeita ao atual I_{REI} , constata-se que os sinais regulatórios transmitidos pelo incentivo em vigor, conjuntamente com o cálculo individualizado do CAPEX, têm paralelo com o que acontece numa metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, designadamente por em ambos os casos existir flexibilidade para adequar a estrutura de custos entre CAPEX e OPEX no sentido de minimizar os custos totais da atividade, sem que o nível de proveitos permitidos da atividade seja significativamente afetado. Por este motivo, propõe-se que o montante, base, do I_{REI} seja incorporado na definição da base de custos do TOTEX, sujeita a metas de eficiência, extinguindo-se o atual incentivo.

Contudo, para que seja mantido um equilíbrio entre os esforços de eficiência nos custos totais e o nível de desempenho técnico da RNT, propõe-se que a metodologia de regulação por incentivos aplicada à atividade de TEE inclua um mecanismo para promover a manutenção ou melhoria do desempenho técnico da RNT, em termos similares ao que existe no atual I_{REI} , embora individualizado num novo incentivo descrito no ponto 3.1.3.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

53. Aplicar uma metodologia de regulação por incentivos aos custos totais, TOTEX, à atividade de transporte de energia elétrica no Continente.
54. Esta proposta implica alteração dos artigos 95.º e eliminação da seção XV do capítulo IV do Regulamento Tarifário.

3.1.2.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE TOTEX À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM AT E MT

ENQUADRAMENTO

A metodologia de regulação aplicada à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) no Continente foi, no início da regulação, uma regulação por *price-cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação, complementada, no primeiro período de regulação, por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No entanto, a partir do período de regulação 2012-2014, a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas aos custos de exploração (OPEX¹⁴¹), garantindo a diminuição do OPEX, sem prejudicar o necessário investimento, sendo os custos com capital (CAPEX¹⁴²) analisados separadamente, sujeito a uma metodologia de regulação do tipo *cost-of-service*, ou *rate-of-return*. No novo período de regulação que se iniciou em 2018, foi introduzida uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, justificada, entre outros fatores específicos a essa atividade, pelo grau de maturidade atingido, mantendo-se a metodologia em vigor no anterior período de regulação na AT/MT.

A forma de regulação atualmente aplicada à atividade de distribuição em AT/MT tem como vantagem a garantia de pagamento do investimento às empresas, com a respetiva estabilidade financeira.

No entanto, como já referido anteriormente, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost-of-service*, ou *rate-of-return*, aplicada ao CAPEX, combinada com uma regulação por incentivos aplicada ao OPEX, ao tratar de modo diferente as duas naturezas de custos, 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. Assim, com esta combinação metodológica será mais difícil à atividade de distribuição de energia elétrica responder aos novos desafios do setor, designadamente a 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

¹⁴¹ Operational Expenditures

¹⁴² Capital Expenditures

MOTIVAÇÃO/OBJETIVOS

A regulação por incentivos aplicada aos custos totais promove a gestão integrada da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT e procura garantir que as opções estratégicas do operador não sejam influenciadas por um ambiente regulatório com graus de exigência diferentes consoante os custos sejam de exploração ou de investimento. Esta proposta contribui para os objetivos consagrados na legislação europeia atual, designadamente no Pacote de Energia Limpa e permitirá um melhor alinhamento entre as metodologias regulatórias das atividades de redes aplicadas pela ERSE e, sobretudo entre os vários níveis de tensão da atividade de distribuição de energia elétrica. Recorde-se que, desde 2018, o nível de tensão BT já é regulado por uma metodologia de TOTEX, pelo que, tendo em conta a articulação próxima entre os vários níveis de tensão desta atividade, justifica-se a harmonização dos sinais regulatórios.

Em particular, a metodologia TOTEX ao nível da atividade de distribuição, ao não privilegiar as opções por investimento físico, incentiva 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, quando essa opção se revela eficaz e mais eficiente. Em diversos estudos¹⁴³ e fóruns de discussão a nível europeu, designadamente no âmbito do CEER, esta metodologia tem sido referida como uma componente importante de uma regulação orientada para os objetivos de descentralização, digitalização e descarbonização do setor.

No início do período de regulação, o nível de proveitos definido será parametrizado para incorporar as melhores previsões para esta atividade, tanto de custos de exploração como de investimento, mas se ao longo do período de regulação surgirem oportunidades mais eficientes de conjugação entre estas duas naturezas de custos (OPEX e CAPEX), resultantes, designadamente, de inovações tecnológicas, ou de despesas de manutenção para prolongar a vida útil dos ativos, a empresa não depende da concretização dos investimentos para garantir um determinado nível de proveitos.

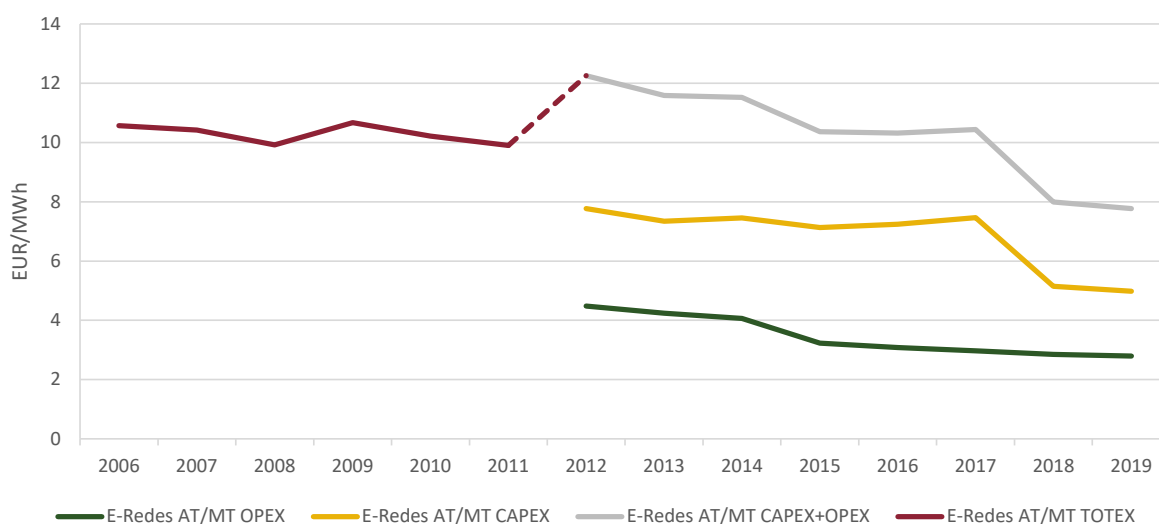
Contudo, para ser eficaz, esta metodologia pressupõe um contexto legal e regulatório estável e um elevado grau de maturidade das atividades a que se aplica. Como detalhado na introdução do ponto 3.1.2, onde se analisam as principais características das atividades de rede, observa-se que a atividade de distribuição em AT/MT atingiu já um nível elevado de maturidade, com a estabilização dos investimentos e do ativo líquido,

¹⁴³ Como sejam: i) [“CEER Consultation on Dynamic Regulation to Enable Digitalisation of the Energy System - Conclusions Paper”](#), outubro 2019; ii) [“Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation - A CEER Conclusions Paper”](#), fevereiro 2018; iii) [“Utility of the Future report”](#), MIT Energy Initiative em colaboração com o IIT Comillas, dezembro 2016; iv) Estudo Integrid sobre [“Regulatory barriers in target countries and recommendations to overcome them”](#), julho 2020.

mesmo perante metodologias regulatórias distintas, bem como com a reduzida variabilidade dos proveitos permitidos.

As figuras seguintes reforçam esta conclusão. Na Figura 3-9 observa-se a evolução dos proveitos permitidos ao longo do tempo, tanto quando a metodologia se baseava na regulação por incentivos aplicada ao TOTEX (até 2011), como quando se diferenciou entre regulação por incentivos aplicada apenas ao OPEX e *cost-of-service* ao CAPEX. Embora na transição entre as duas metodologias se tenha verificado um aumento de proveitos, estes estabilizaram posteriormente, tendo até registado mais recentemente uma redução, pelo efeito conjugado das metas de eficiência impostas pelo regulador no OPEX e da queda das taxas de remuneração dos ativos que refletem o atual contexto financeiro.

Figura 3-9 - Evolução das componentes OPEX, CAPEX e TOTEX¹⁴⁴ dos proveitos permitidos da atividade de distribuição em AT/MT, por energia distribuída (preços constantes de 2019)

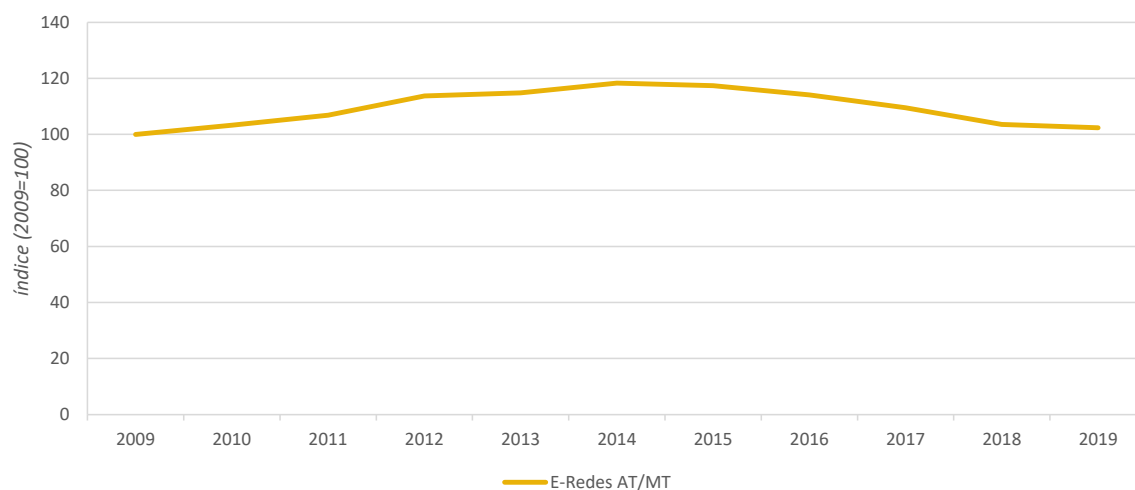


Fonte: ERSE

¹⁴⁴ Considera a componente TOTEX (base de custos totais) até 2011, e a partir daí a componente CAPEX adicionada da componente OPEX (base de custos de exploração sujeita a metas de eficiência), pelo que não considera a componente de custos não sujeitos a metas de eficiência.

Na figura seguinte detalha-se a evolução do ativo líquido por energia distribuída.

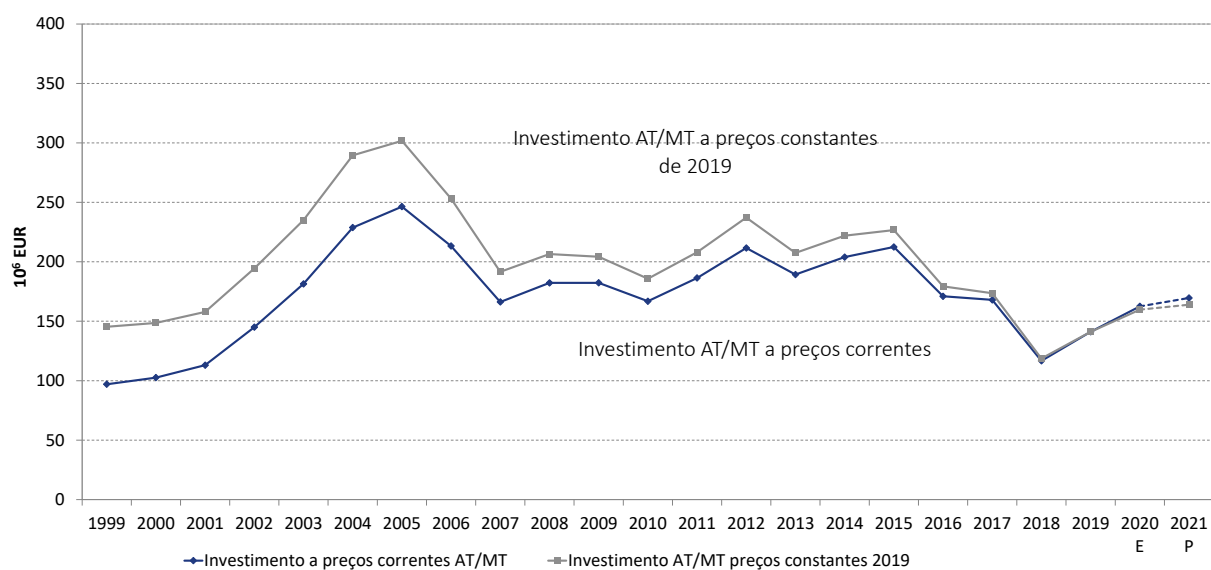
Figura 3-10 - Ativo líquido por energia distribuída (índice 2009=100, preços correntes)



Fonte: ERSE, E-Redes

Quanto ao investimento, após um período de forte desenvolvimento da rede de distribuição no início deste século, este tem-se vindo a estabilizar. Considerando o Parecer da ERSE ao mais recente PDIRD-E, não se antecipa que os níveis de investimento previstos para próximos anos venham alterar essa tendência de estabilidade.

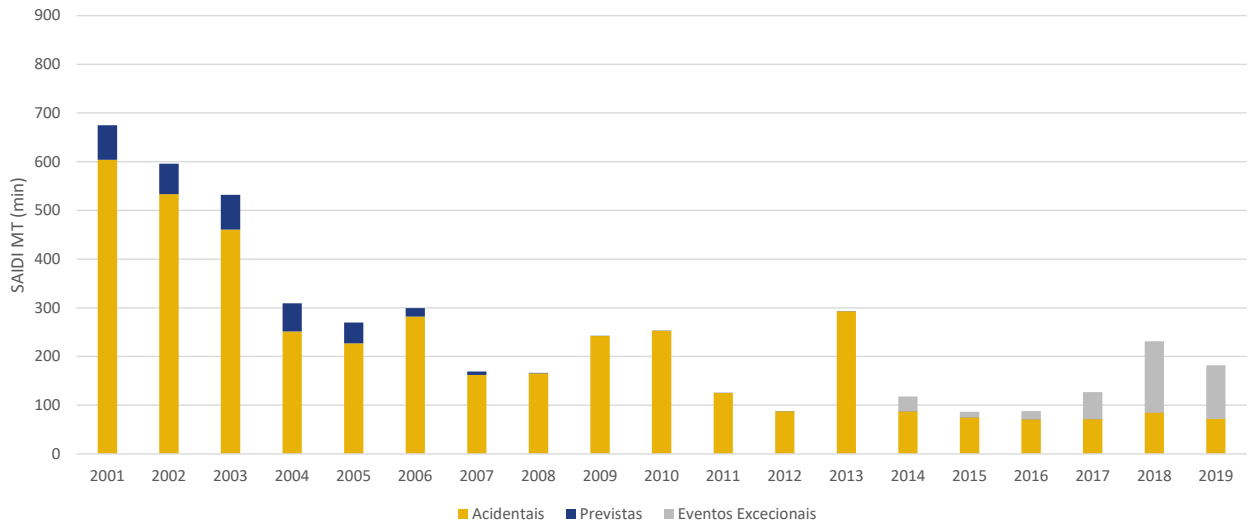
Figura 3-11 - Evolução do investimento da atividade de distribuição em AT/MT



Fonte: ERSE, E-Redes

Sublinhe-se que esta estabilização dos proveitos, do ativo líquido e do investimento ocorreu em paralelo com uma estabilização da qualidade de serviço, como observado anteriormente e na figura seguinte.

Figura 3-12 - E-Redes: Evolução de SAIDI em MT



Fonte: ERSE, E-Redes

PROPOSTA

Na presente revisão regulamentar, a ERSE propõe a aplicação de uma metodologia de regulação baseada em custos totais (TOTEX) na atividade de DEE em AT/MT, mantendo-se os atuais incentivos à melhoria da continuidade de serviço e à redução de perdas¹⁴⁵ e eliminando-se o incentivo ao investimento em redes inteligentes¹⁴⁶. Como referido anteriormente, atualmente a metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais é utilizada para a distribuição de energia elétrica em países como o Reino Unido, a Holanda e a Noruega.

A aplicação desta metodologia será suportada na definição de uma base de custos totais, que integrará quer custos de exploração controláveis, quer custos de capital, associados ao ativo existente e aos investimentos previstos. Esta base de custos evoluirá consoante os indutores selecionados e as metas de

¹⁴⁵ Com as devidas alterações propostas na presente revisão regulamentar, detalhadas no ponto 3.3.1.

¹⁴⁶ Proposta detalhada no ponto 3.3.4.

eficiência impostas, salvaguardando-se, contudo, a não retroatividade destas metas relativamente a investimentos passados.

Realce-se, no entanto, que alguns custos, tais como os custos considerados não controláveis pela empresa, continuarão a ser reconhecidos fora da base de custos totais. Tal como mencionado anteriormente, será também ponderado o reconhecimento pontual de custos com projetos piloto fora da base de custos totais, mediante uma avaliação casuística por parte da ERSE.

Sublinhe-se que, na parametrização da base de custos e dos indutores, pretende-se atribuir à empresa todos os meios para realizar a sua atividade, desde que gerida de forma eficiente. Com esta proposta procurar-se-á principalmente alinhar os incentivos à eficiência sem privilegiar uma natureza de custos (CAPEX) em detrimento de outra (OPEX). Assim, na definição da base de custos serão consideradas, entre outras variáveis a avaliar, as previsões de investimento da empresa, desde que se demonstre a sua coerência com os pareceres emitidos pela ERSE relativamente aos PDIRD-E cujos investimentos integram o horizonte temporal do novo período de regulação. Numa primeira fase de implementação desta metodologia será dado um peso maior a uma componente fixa dos proveitos, pretendendo-se aplicar, nesta fase de transição, uma metodologia essencialmente do tipo *revenue cap*.

Os principais inconvenientes desta metodologia dizem, principalmente, respeito a um possível abaixamento da qualidade de serviço ou ao aparecimento de ganhos excessivos, isto é, rentabilidades acima do desejado, decorrentes de uma diminuição do nível de investimento face ao antecipado inicialmente. Para fazer face a estes riscos, esta proposta implica o reforço da monitorização do desempenho funcional da rede de AT/MT (indicadores técnicos), alguns dos quais estão já vertidos nos incentivos à melhoria da qualidade de serviço e de redução de perdas atualmente existentes, bem como da monitorização dos investimentos previstos e realizados. Será igualmente reforçada a monitorização do desempenho da empresa e do seu equilíbrio económico e financeiro, com base em metas e objetivos claros. Recorde-se que esta metodologia será complementada pelo aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e de perdas contemplado no Regulamento Tarifário em vigor, constante da presente proposta de revisão regulamentar, que permitirá mitigar os principais riscos do TOTEX, atenuando as diferenças entre os proveitos reais e os proveitos permitidos definidos pela ERSE no âmbito da desta metodologia.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

55. Aplicar uma metodologia de regulação por incentivos aos custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no Continente, ao nível da AT/MT.

56. Esta proposta implica a alteração do artigo 102.º do Regulamento Tarifário.

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

ENQUADRAMENTO

Tendo em consideração os desafios e os riscos inerentes à proposta de implementação da metodologia de TOTEX às atividades anteriormente referidas, em particular nas atividades em que esta metodologia se irá aplicar pela primeira vez, a ERSE entende que deverá ser considerado como complemento um mecanismo de monitorização e de partilha de ganhos e perdas de diferenciais entre os recursos alocados às empresas no período de regulação, nomeadamente com base nas previsões de realização de investimentos, e os custos reais correspondentes.

Este mecanismo de partilha de ganhos e perdas 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. A mitigação de erros de previsões é relevante no atual contexto de transição energética a nível europeu, com o surgimento de novos desafios associados a um elevado grau de evolução tecnológica e penetração de energias renováveis.

Assim, propõe-se um mecanismo que, definido *ex ante*, será de aplicação após o final do período de regulação, por monitorização dos diferenciais entre os valores dos recursos alocados na metodologia de TOTEX e os reais, comparáveis, de valores de custos de exploração, de investimento e remuneração do ativo. O mecanismo pretende avaliar o valor agregado dos diferenciais de todo o período de regulação, pelo que a sua avaliação com dados reais apenas se poderá realizar no ano seguinte ao último ano do período de regulação. Desta forma a sua repercussão tarifária apenas poderá ocorrer dois anos após o término de cada período de regulação, aquando dos ajustamentos definitivos desse último ano.

PROPOSTA

A proposta da ERSE para a implementação deste mecanismo é no sentido de avaliar para cada ano do período de regulação a diferença entre a remuneração do ativo médio regulatório real (RAB médio do ano) à taxa de remuneração dos ativos fixos definida pela ERSE para aquele ano e o resultado operacional regulatório, calculado considerando as naturezas de custos utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos. O valor dos diferenciais obtidos desta forma, serão capitalizados para o último ano do período de regulação, 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 fator de partilha.

O valor deste mecanismo é calculado num único ano, quando estiverem disponíveis os valores reais para todos os anos do período de regulação a que respeita sua aplicação, sendo repercutido nos ajustamentos definitivos da atividade.

$$DIF_{URT} = \sum_{k=1}^N \left[(ROR_{TOTEX,URT,k} - Act_{URT,k} \times r_{URT,k}) \times \prod_{a=k, \text{ para } k < N}^{N-1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \times \alpha_{TOTEX}$$

em que:

DIF_{URT}	Diferencial a partilhar, para a atividade de Transporte de Energia Elétrica, calculado num único ano para a totalidade do período de regulação, aquando da disponibilização dos dados reais de todos os anos do período de regulação ao qual diz respeito o diferencial
k	Ano do período de regulação a avaliar
N	Número de anos do período de regulação a que o mecanismo é aplicado
$ROR_{TOTEX,URT,k}$	Resultado operacional regulatório da atividade de Transporte de Energia Elétrica, para o ano k
$Act_{URT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano k

$r_{URT,k}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos, da atividade de Transporte de Energia Elétrica, para o ano k, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a do período de regulação
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a do período de regulação
α_{TOTEX}	Fator de partilha dos ganhos e perdas, aplicado às atividades reguladas por aplicação de metodologias de custos totais

Para as atividades de DEE em AT/MT e de DEE em BT, a formulação é similar com as devidas adaptações nas variáveis.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

57. Introduzir nas atividades de TEE, DEE em AT/MT e DEE em BT um mecanismo partilha das perdas e ganhos resultantes da aplicação das metodologias de incentivo baseadas em custos totais.
58. Esta proposta implica alteração dos artigos 95.º, 102.º e 103.º.

3.1.3 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Introduzir um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT em complemento à adoção de uma metodologia de regulação por incentivos aos custos totais da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

ENQUADRAMENTO

Como referido no ponto 3.1.2, a adoção de uma regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, num contexto de transição energética com crescentes desafios, apresenta algumas vantagens e possibilita à empresa escolher quais as opções tecnológica e, num prisma

mais amplo, qual a estrutura de custos mais adequada, para responder a esses desafios da forma mais eficiente.

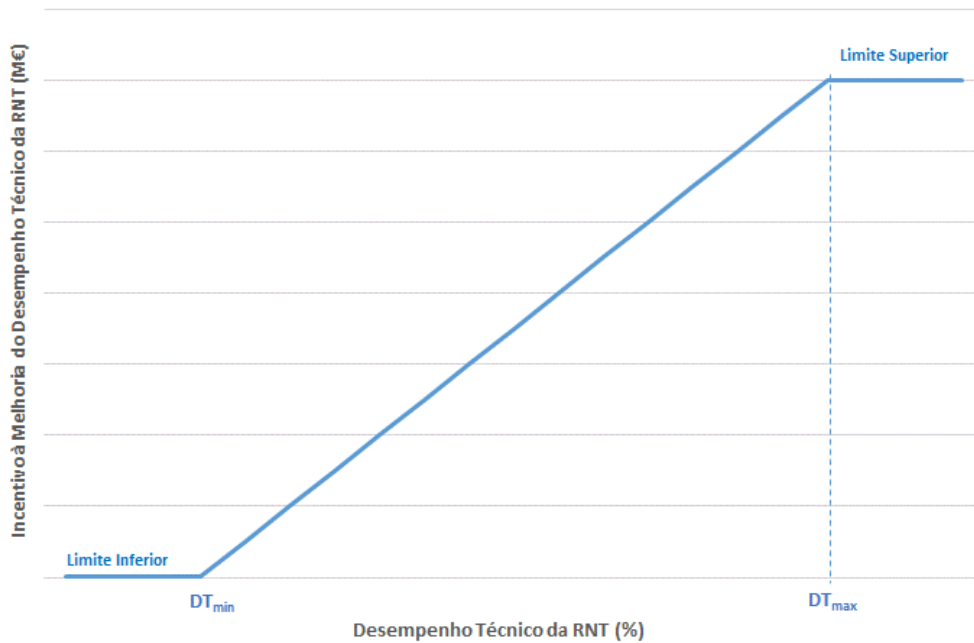
Decorrente do comportamento dos operadores para maximizarem os ganhos quando são aplicadas metodologias de regulação por incentivos baseadas em custos totais, importa, contudo, minimizar o risco de degradação do desempenho técnico da RNT, que pode advir de decisões do operador que conduzam a uma diminuição do nível de investimento abaixo do necessário para manter o desempenho ou melhorá-lo nas situações em que ele seja deficiente. É, por isso, fundamental monitorizar, sistematicamente, tanto a evolução do investimento, como a evolução de diversos indicadores que reflitam o desempenho técnico da RNT.

PROPOSTA

Nesse sentido, propõe-se a introdução de um novo “Incentivo de Melhoria do Desempenho Técnico da RNT” visando incentivar o operador da RNT a manter ou melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando para tal a capacidade da RNT em dar resposta às necessidades identificadas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético, capacidade essa refletida em diversos fatores, nomeadamente quanto à disponibilidade do equipamento da RNT, aos níveis de qualidade de serviço, à capacidade de interligação internacional disponibilizada ao mercado e às perdas elétricas.

A modulação do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos deste incentivo será definida em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2022-2026. De igual modo, os parâmetros do incentivo também serão definidos aquando da preparação do período regulatório 2022-2026.

Figura 3-13 - Proposta de incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT



Face ao exposto, a ERSE propõe:

59. Criação da nova secção secção XVII-A, bem como os artigos 142.º-A e 142.º-B introduzindo o novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

3.2 MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA

3.2.1 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor elétrico, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira. Este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

ENQUADRAMENTO

De acordo com os seus Estatutos, a ERSE, no desempenho das suas funções, procura assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente. A otimização deste objetivo está dependente das opções seguidas na gestão das finanças corporativas. Nomeadamente, os princípios e as condutas que foram seguidas pelas empresas nas suas decisões de financiamento, estruturação dos capitais, decisões de investimento e planeamento financeiro de curto e longo prazo. Neste processo decisório também cabe às empresas reguladas adotar práticas que assegurem a sua capacidade de gerar valor e o seu equilíbrio financeiro.

A importância económica e estratégica das infraestruturas do setor elétrico no contexto de prestação de um serviço público e o maior período de vida útil inerente à sua natureza requerem que a entidade responsável pela operação destas infraestruturas apresente garantias de longevidade e capacidade de desenvolvimento da sua atividade de forma financeiramente sustentável.

Neste sentido, a ERSE tem incentivado as empresas reguladas a seguirem políticas eficientes de financiamento, tal como já está atualmente explicitado no Artigo 14.º do RT em vigor. Estas preocupações têm vindo a ser plasmadas nos próprios contratos de concessão. Por exemplo, os contratos das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT e MT apontam princípios e requisitos a observar pelos concessionários com vista a assegurar a sustentabilidade económica e financeira.

No caso da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT, o contrato de concessão refere que a atividade deve ser exercida pelos princípios da racionalidade, da eficiência e da sustentabilidade económica. No caso do contrato de concessão de transporte de energia elétrica é referido que o concessionário deve promover o financiamento adequado ao desenvolvimento do objeto da concessão impondo uma autonomia financeira superior a 20%.

Decorrente da formulação das orientações supra indicadas despontou a necessidade de monitorizar o seu cumprimento pelo exame da posição financeira e do desempenho, incluindo as suas dinâmicas. No entanto, a complexificação das relações entre os vários agentes que desenvolvem a sua atividade ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, conjugada com o possível aparecimento de novas empresas reguladas, que se perspectiva possa acontecer num quadro de reorganização deste setor, justificam que a ERSE reforce a sua monitorização.

Neste sentido, a ERSE pretende reforçar a monitorização das políticas financeiras das entidades reguladas que determinam a sua situação económico-financeira, em particular, as suas decisões de financiamento que determinam a sua estrutura de capitais e a sua fiabilidade financeira.

Recorde-se que a posição financeira de uma entidade é determinada pelos recursos económicos que ela controla, pela sua estrutura financeira, pela sua liquidez e solvência. A informação acerca dos recursos económicos controlados pela entidade é útil para a predição da capacidade da entidade para gerar fluxos. A informação acerca da estrutura financeira é útil na predição de futuras necessidades de empréstimos, da alocação dos fluxos a gerar, bem como, para predizer o sucesso futuro da entidade em obter fundos adicionais. A informação acerca da liquidez e solvência é útil na predição da capacidade da entidade para satisfazer os seus compromissos financeiros à medida que se vencem a curto e longo prazo, respetivamente.

PROPOSTA

Para o cumprimento do objetivo acima mencionado, a ERSE propõe incorporar no Regulamento Tarifário o princípio de sustentabilidade da estrutura financeira, assente na monitorização e divulgação de indicadores de caracterização da situação económico-financeira das entidades reguladas. Em particular, a caracterização do nível de endividamento e da sua capacidade económico-financeira para responder aos compromissos originados pela respetiva estrutura financeira.

O objetivo do reforço da monitorização das políticas financeiras das entidades reguladas é poder despoletar ações, que, numa perspetiva de médio e longo prazo, antecipem situações em que as entidades reguladas possam vir a apresentar elevado risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados, isto é, não estejam dotadas de uma estrutura de dívida sustentável que lhes permita financiar os investimentos necessários e assegurar a operação e manutenção das infraestruturas relativas a concessões de serviço público ou outras atividades reguladas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

60. Introduzir no quadro regulamentar do setor elétrico o princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas e reforçar a monitorização da sua situação económico-financeira.
61. Introduzir o artigo 13.º-A no Regulamento Tarifário.

3.2.2 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS DE ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se 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.

ENQUADRAMENTO

Os custos totais de investimento incluem uma componente de custos de estrutura e gestão e uma componente de custos financeiros. Os custos de estrutura e gestão correspondem à imputação ao investimento de custos internos da empresa, designadamente os custos com trabalhadores que colaboram no planeamento, contratação e execução dos investimentos, bem como, os serviços subcontratados para estes fins. Após a transferência para exploração, os custos totais de investimento (custos diretos, custos de estrutura e gestão e custos financeiros) aceites para efeitos regulatórios são incorporados na base de ativos regulada, a qual é remunerada em algumas atividades reguladas. Estes encargos podem representar de 10% a 35% do valor dos investimentos a custos totais no grupo das empresas reguladas assumindo, desta forma, uma componente materialmente relevante do valor dos ativos das atividades reguladas.

Ao contrário dos custos primários dos ativos, normalmente facilmente determináveis por, recorrentemente, serem suportados numa operação de aquisição de recursos a uma entidade externa, a definição dos custos de estrutura e gestão apresenta uma maior discricionariedade por depender de critérios definidos por cada uma das empresas em resultado das suas políticas específicas de capitalização destes custos. Sem prejuízo da especificidade das diferentes atividades e do disposto das normas contabilísticas, poderão coexistir diferentes práticas e critérios entre as atividades reguladas criando dissonâncias no setor sobre as diferentes naturezas de custos capitalizados.

O normativo contabilístico determina os procedimentos comuns a todas as empresas para o reconhecimento, mensuração e divulgação do valor do ativo, apontando a necessidade de bom senso e racionalidade neste processo.

De acordo com este normativo, os elementos do custo dos ativos são: i) O seu preço de compra, incluindo os direitos de importação e os impostos de compra não reembolsáveis, após dedução dos descontos e abatimentos; ii) quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo na localização, condições necessárias e preparação para o mesmo ser capaz de funcionar ou ser usado da forma pretendida; e iii) a estimativa inicial dos custos de desmantelamento e remoção do item (quando aplicável).

A complexidade surge no entendimento da natureza dos custos que podem ser englobados no segundo elemento como quaisquer custos diretamente atribuíveis para permitir o ativo funcionar ou ser usado.

O próprio normativo contabilístico exemplifica alguma natureza de custos que podem ser capitalizados: i) custos de benefícios dos empregados; decorrentes diretamente da construção, aquisição ou colocação do ativo em condições funcionamento; ii) custos de preparação do local; iii) custos iniciais de entrega e de manuseamento; iv) custos de instalação e montagem; vi) honorários.

O normativo exemplifica, igualmente, a natureza de custos que não podem ser capitalizados: i) custos de abertura de novas instalações; ii) custos de introdução de um novo produto ou serviço (incluindo custos de publicidade ou atividades promocionais); iii) custos de condução do negócio numa nova localização ou com uma nova classe de clientes (incluindo custos de formação de pessoal); e iv) custos de administração e outros custos gerais. No caso da construção do ativo, o normativo determina que devem ser usados os mesmos princípios que os aplicados à sua aquisição. Nomeadamente, a exclusão de quaisquer lucros internos, bem como, a exclusão de custos de quantias anormais de materiais, de mão de obra ou de outros recursos.

O normativo contabilístico também estabelece critérios para o reconhecimento do juro como componente da quantia escriturada de um item do ativo, isto é, a capitalização dos encargos financeiros de empréstimos obtidos que sejam diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo. O próprio contabilístico determina o exercício de bom senso sempre que seja difícil a determinação da quantia dos custos de empréstimos obtidos que sejam diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo.

Do exposto, depreende-se facilmente que permanece uma elevada discricionariedade das empresas para a definição de critérios de capitalização das diferentes naturezas de custos nos valores dos ativos, em particular, associada à especificidade de cada atividade económica e políticas de cada empresa relativas aos valores a reconhecer como custo operacional, financeiros ou capitalizáveis. No caso particular das atividades do setor elétrico, observa-se particularidades distintas e não replicáveis nos demais setores, bem

como, uma elevada materialidade dos montantes incluídos nos valores dos ativos como encargos financeiros, estrutura e gestão.

Pelo referido:

- importará aprofundar o conhecimento dos custos de estrutura e gestão reportados pelas empresas,
- definir as naturezas de custo que são passíveis de capitalização, tendo presente as disposições do normativo contabilístico, com as adaptações necessárias para aplicação no contexto da regulação.

Entre outras vantagens decorrentes da avaliação e, eventual redefinição, da natureza dos custos reportados como custos de estrutura e gestão, destaca-se o facto de desincentivar o reporte de custos de operação e manutenção sujeitos a metas de eficiência, como custos considerados no valor dos ativos regulados que, salvo nas metodologias do tipo TOTEX, não são de um modo geral sujeitos a metas de eficiência.

Deste modo, o impacto mais relevante desta proposta deverá verificar-se na transferência de custos entre a base de ativos remunerados e a base de custos de exploração sujeitos a metas de eficiência, quando aplicável.

A reponderação da natureza destes custos procurará não comprometer a estabilidade regulatória e tarifária, pelo que poderá ser necessário um período de transição para a implementação de medidas decorrentes das avaliações efetuadas.

PROPOSTA

Propõe-se introduzir um princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão associados ao investimento no total dos custos diretos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custos que poderão ser sujeitos a capitalização por via regulatória. Através deste princípio, pretende-se garantir que todos os custos, cuja natureza seja de exploração e não de investimento, sejam sujeitos a metas de eficiência.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

62. Introduzir no quadro regulamentar do setor elétrico o princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado.
63. Introduzir o artigo 14.º-A no Regulamento Tarifário.

3.2.3 INTRODUÇÃO DE PARCELA DE DEDUÇÃO DE CAPEX PARA ATIVOS QUE NÃO TÊM FUNDAMENTO PARA A ENTRADA EM EXPLORAÇÃO DO PONTO DE VISTA REGULATÓRIO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a introdução de um mecanismo para o tratamento diferenciado da remuneração de ativos quando não existem fundamentos para o início da sua exploração na perspetiva regulatória. Este mecanismo cria uma perda na remuneração dos ativos enquanto se encontrarem nesta situação, que não poderá ser recuperada ao longo da sua vida útil, embora em todas as circunstâncias sejam cobertos os custos de investimento diretamente ocorridos.

ENQUADRAMENTO

Aquando da alteração regulamentar do setor do gás em 2019, a ERSE implementou a possibilidade de tratamento diferenciado de ativos que tenham entrado em exploração, mas que não respondam ainda a todas as exigências em termos regulatórios. Esta metodologia em vigor no setor do gás prevê o cálculo de uma parcela a deduzir ao CAPEX, que corresponderá à remuneração do capital próprio, garantindo a recuperação dos custos de investimento, custos de financiamento e amortizações dos ativos não aceites para efeitos de regulação.

Assim, a ERSE propõe a concretização nesta revisão regulamentar de uma metodologia similar para o tratamento do CAPEX nas atividades do setor elétrico¹⁴⁷, harmonizando este aspeto entre os dois setores. É de realçar, que esta proposta no setor elétrico tem já correspondência na norma plasmada no artigo 26.º no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARII) do setor elétrico, em que “A ERSE estabelece

¹⁴⁷ Excluindo aquelas em que sejam aplicadas metodologias de regulação por incentivos baseadas nos custos totais.

quais os ativos entrados em exploração que não são aceites para efeitos de cálculo da retribuição anual dos operadores das redes, nos termos do Regulamento Tarifário” mediante uma apreciação da conformidade entre projetos de investimento implementados, reconhecidos pela empresa como ativo em exploração, e os planos de investimento em que os mesmos foram incluídos.

A implementação e eficácia desse processo está dependente da consideração no cálculo dos proveitos permitidos dos resultados do acompanhamento que a ERSE faz, no âmbito das competências que lhe são atribuídas, de acompanhamento dos planos de investimentos.

Face às atribuições estatutárias da ERSE, de promoção da eficiência e da racionalidade económica das atividades reguladas, não é por isso expectável que um projeto seja avaliado para efeitos de definição dos proveitos permitidos e, conseqüentemente, para cálculo das tarifas, se não cumprir com os motivos que justificaram a sua inclusão no respetivo Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes (PDIR) aprovado pelo concedente ou, no caso da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, no respetivo documento único relativo aos projetos de investimentos que pretendem realizar nos próximos 3 anos, previsto no n.º 14 do artigo 25.º do RARI, validados pela ERSE, independentemente de tais ativos terem sido transferidos para exploração na perspetiva contabilística, ou seja, tendo-se iniciado a sua amortização.

PROPOSTA

Assim, propõe-se a introdução de um mecanismo que permita:

- desincentivar as empresas a realizar investimentos e transferir para exploração os correspondentes ativos que não cumprem com os objetivos definidos nos respetivos planos de investimentos, criando-lhes uma perda pela opção tomada que não poderá ser recuperada ao longo da vida útil dos ativos em causa,
- promover o tratamento diferenciado dos ativos em termos de remuneração, quando não existem fundamentos para o regulador considerar que entraram em exploração sem cumprir com os objetivos para os quais foram incluídos nos seus respetivos planos de investimento,

- assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas desde que geridas de forma eficiente, permitindo que a remuneração cubra os custos de investimento diretamente ocorridos¹⁴⁸, enquanto os ativos não se encontrarem plenamente disponíveis para cumprir com os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados¹⁴⁹.

Importa sublinhar que, a efetiva concretização desta disposição poderá ser complementada com a recolha de informação, designadamente *in loco*, através da realização de ações de fiscalização pontuais ou de auditorias de âmbito mais generalizado.

A metodologia proposta permite que seja calculada, à parte, uma parcela a deduzir aos proveitos, que corresponde a uma parcela de remuneração do capital próprio, garantindo a recuperação do valor de investimento, dos custos de financiamento e das amortizações.

Desta forma, será calculada uma parcela em função do CAPEX, associada à penalização atribuída pelo regulador aos ativos sujeitos a este tratamento diferenciado. A evolução anual da taxa de remuneração do capital próprio dependerá da evolução da taxa de remuneração base da atividade à qual o ativo está afeto, que estará sujeita ao mecanismo de indexação definido pela ERSE.

A evolução da taxa de remuneração base (o WACC - *Weighted Average Cost of Capital*) definida para o período de regulação tem subjacente uma evolução da taxa de remuneração do capital alheio e uma evolução da taxa de remuneração do capital próprio. Na formulação de evolução destas taxas de remuneração assume-se uma simetria de evolução.

A ERSE entende que, por uma questão de simplicidade e facilidade de recalculo por parte dos *stakeholders*, e não havendo uma diferença substancial em optar por formulações não simétricas, tal como referido e avaliado aquando da alteração regulamentar para o setor do gás¹⁵⁰, a variação (em pontos percentuais) da taxa de remuneração dos capitais próprios é igual à variação da taxa de remuneração dos ativos, sujeita ao mecanismo de indexação definido, que permitirá determinar a taxa de remuneração do capital próprio a usar em cada ano neste mecanismo.

¹⁴⁸ Considera-se como tal os custos de financiamento e as amortizações.

¹⁴⁹ A partir do momento em que cumprirem com esses objetivos passarão a ser remunerados por inteiro.

¹⁵⁰ Documento “[Enquadramento da revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação](#)” da abertura da Consulta Pública n.º 71 da ERSE

A ERSE faz notar, adicionalmente, que este mecanismo não põe em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas, uma vez que a devolução do capital investido e dos custos de financiamento será considerada no cálculo tarifário, originando apenas uma perda parcial de rentabilidade do ativo.

Finalmente, registe-se que esta metodologia não é aplicável em metodologias de regulação baseadas em custos totais (TOTEX) e que não pressupõe a aceitação de todos os investimentos, mesmo se parcial, inclusive, dos que não tenham qualquer justificação regulatória, designadamente por não terem sido aprovados nos respetivos PDIR ou não se justifiquem face à atividade desempenhada pela empresa. Neste último caso, os investimentos não serão, naturalmente, de todo considerados para efeitos tarifários.

A aplicação deste mecanismo terá aplicação nos artigos das seguintes atividades:

- proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema,
- proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA,
- proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

64. Introdução da parcela a deduzir ao CAPEX nos artigos 92.º, 114.º e 121.º, para as respetivas atividades.

3.2.4 REVISÃO DOS PRINCÍPIOS DE ACEITAÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

RESUMO DA PROPOSTA

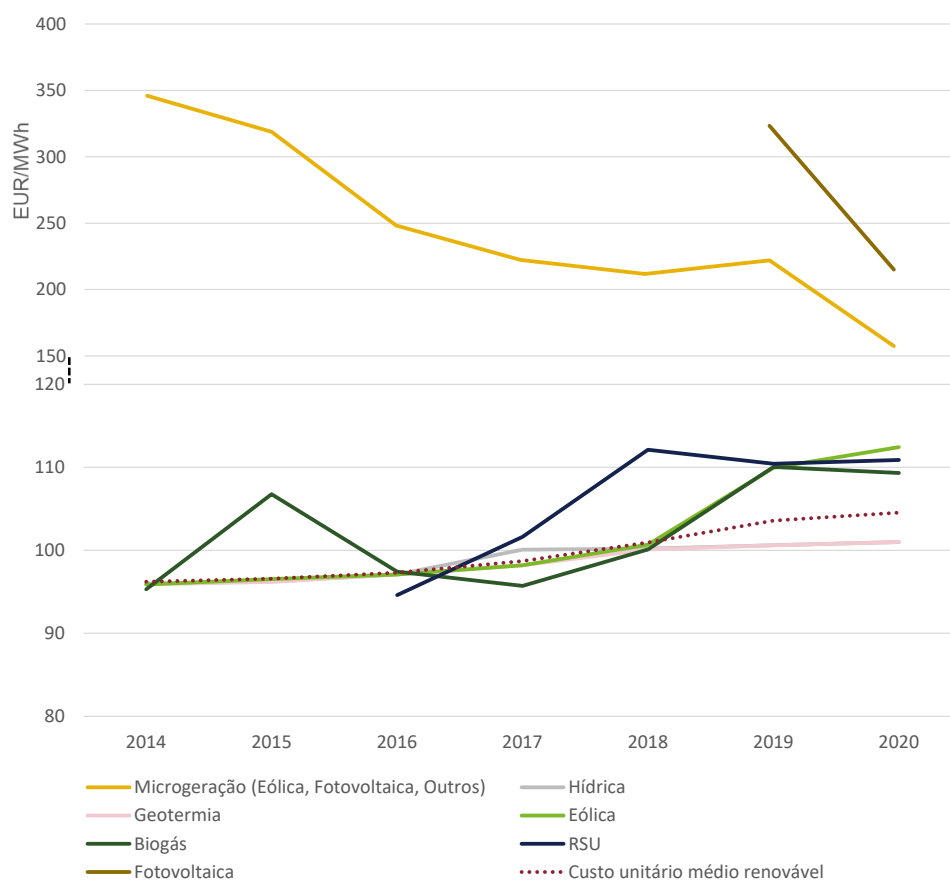
Face ao atual processo de convergência tarifária, propõe-se uma atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de modo a que a aquisição da produção proveniente de nova capacidade não origine um aumento do custo unitário médio de produção nos sistemas elétricos insulares. Para este efeito propõe-se que a atribuição de nova capacidade de injeção nas redes elétricas dos Açores e da Madeira seja realizada através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que estabeleçam valores máximos para os preços de aquisição.

ENQUADRAMENTO

As disposições regulamentares destinadas ao controlo dos custos de aquisição de energia elétrica aos centros produtores na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM) existem desde que a ERSE iniciou a regulação das entidades concessionárias do transporte e distribuição de eletricidade destas regiões, designadamente por via da fixação anual pela ERSE de preços limite, que refletissem os custos eficientes de produção por tecnologia.

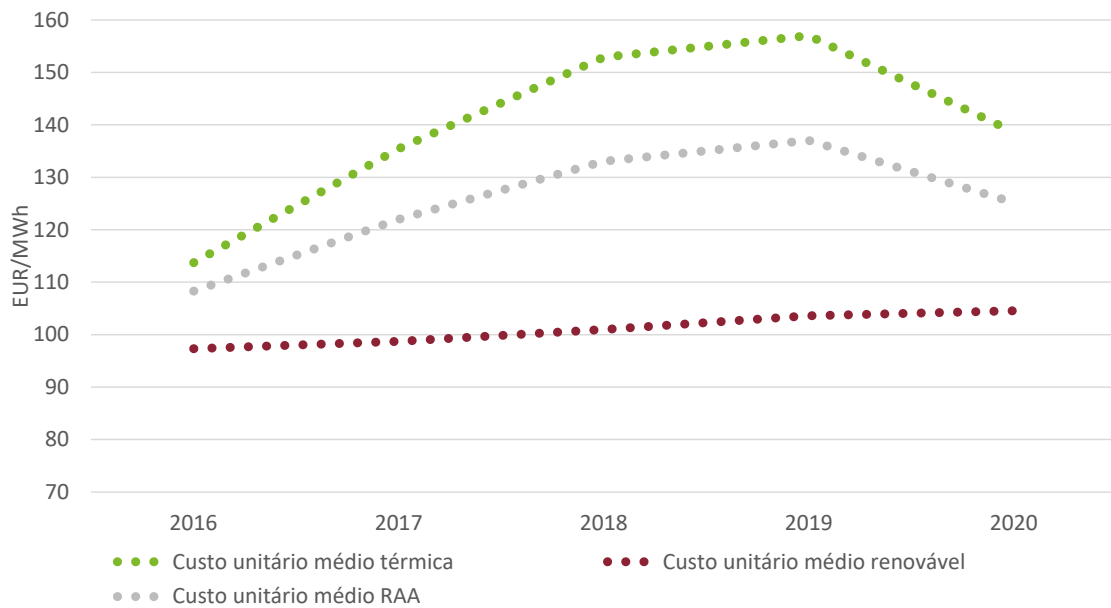
Na prática, estes preços-limite nunca foram fixados formalmente pela ERSE, uma vez que os preços de aquisição de energia a produtores não vinculados praticados nas Regiões Autónomas, nomeadamente a proveniente de fontes renováveis, excluindo a microgeração e a fotovoltaica, foram, em geral, vantajosos comparativamente com o custo da produção convencional de base térmica, em particular na RAA, como se pode observar nas figuras seguintes.

Figura 3-14 - Evolução dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável por tecnologia na Região Autónoma dos Açores



Fonte: ERSE, EDA

Figura 3-15 - Comparação dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável e térmica na Região Autónoma dos Açores



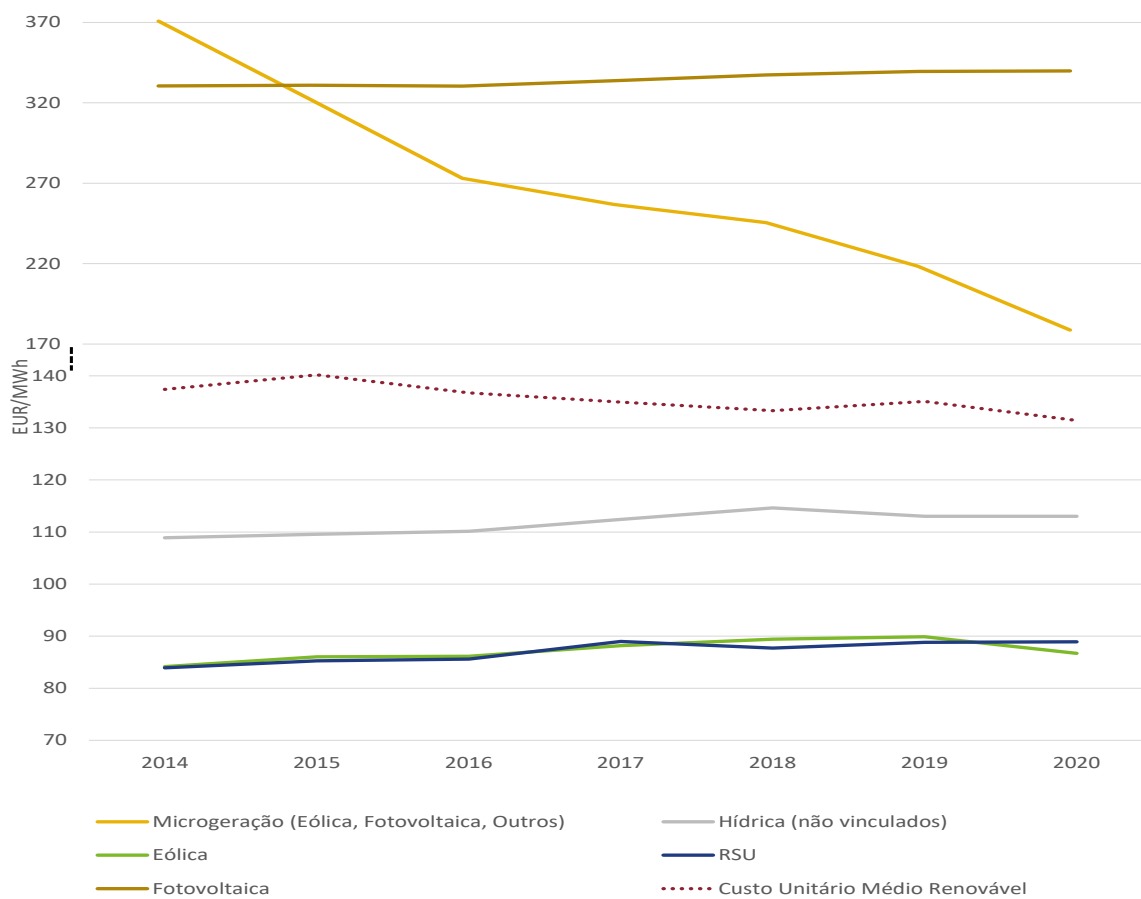
Nota: O custo unitário da energia térmica inclui o CAPEX afeto à central e custos com licenças de CO₂

Fonte: ERSE, EDA

No caso da RAA, observa-se que as tecnologias renováveis com maior peso (geotermia, hídrica, eólica e RSU) apresentam valores com custos unitários de aquisição ligeiramente acima dos 100 EUR/MWh, significativamente inferiores aos custos unitários da produção energia térmica. Além disso, as compras realizadas a produtores renováveis revelam uma maior estabilidade dos preços face aos custos da produção térmica, consequência, principalmente, da variação dos custos com combustíveis (fuelóleo e gasóleo).

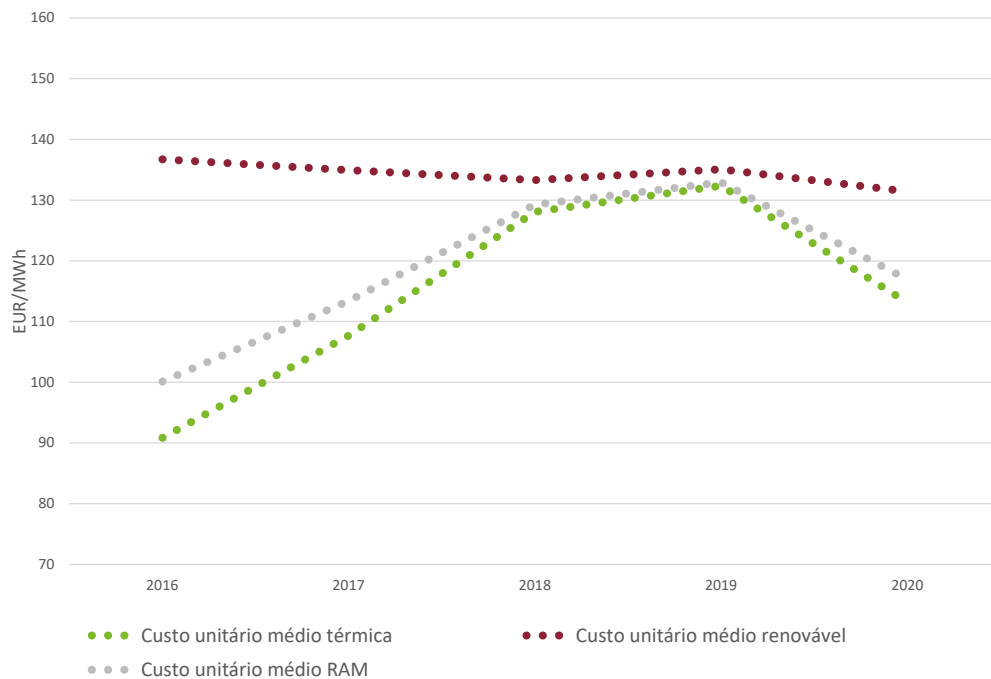
Seguidamente, apresenta-se análise similar para a RAM.

Figura 3-16 - Evolução dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável por tecnologia na Região Autónoma da Madeira



Fonte: ERSE, EEM

Figura 3-17 - Comparação dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável e térmica na Região Autónoma da Madeira



Nota: O custo unitário da energia térmica inclui o CAPEX afeto à central e custos com licenças de CO2

Fonte: ERSE, EEM

Relativamente à RAM, verifica-se que a aquisição de energia de origem hídrica, eólica e RSU, apresenta custos médios unitários inferiores, de 2016 a 2020, ao custo médio unitário da térmica. A elevada produção fotovoltaica, a um custo ligeiramente acima dos 300 EUR/MWh, recorrendo a tecnologia em exploração há mais tempo do que a fotovoltaica da RAA (e com potências instaladas superiores), tem um impacto significativo na formação do custo unitário de produção renovável da RAM.

Entretanto, na revisão regulamentar do setor elétrico ocorrida em 2014, a ERSE optou por introduzir um princípio que permitiu um maior escrutínio dos custos de aquisição de energia elétrica aos produtores nas Regiões Autónomas, tornando possível a não aceitação para efeitos de convergência tarifária de custos de novas tecnologias ou nova capacidade de produção de origem renovável, caso estes provoquem um agravamento do custo unitário médio de produção do respetivo sistema electroprodutor.

Apesar de ser omissa na redação do Regulamento Tarifário, a aplicação deste princípio baseia-se na comparação do custo unitário de aquisição previsto para nova capacidade de produção não vinculada com o custo unitário médio da produção de energia elétrica na ilha onde essa nova capacidade se ligará, tendo presente o isolamento dos sistemas electroprodutores de cada ilha. Na redação do RT resultante da revisão

de 2017, procurou-se clarificar este aspeto, indicando que a disposição se aplica ao sistema electroprodutor, ou seja na ilha, onde a nova capacidade de produção se liga.

A respeito deste princípio, salienta-se que não compete à ERSE interferir em aspetos de política energética das Regiões Autónomas, nem em matérias de licenciamento nos termos definidos nos artigos 15.º, 18.º e 66.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e nos artigos 3.º, n.º 3, e 4.º do Decreto-Lei no 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

Contudo, por um lado, a regulação abrange todo o território nacional, sem prejuízo da sua adequação às especificidades das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, e por outro é de salientar que a ERSE tem competências para a aceitação de custos com a aquisição desta produção pela entidade concessionária na RAM e pela entidade concessionária na RAA e a sua reflexão tarifária¹⁵¹.

Finalmente, registe-se que está em curso um processo de convergência tarifária, que implica uma subsidiação dos consumidores do Continente aos sistemas elétricos insulares. Uma vez que, de acordo com os estatutos da ERSE, a regulação abrange todo o território nacional, sem prejuízo da sua adequação às especificidades das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, entende-se que deverá existir coordenação entre as decisões de política energética das autoridades regionais e as decisões regulatórias. Deste modo, será possível promover o controlo e minimização dos custos de produção nas Regiões Autónomas e assegurar a continuidade do processo de convergência tarifária.

Não obstante a introdução desta disposição regulamentar, que vigorou nos dois últimos períodos de regulação, a ERSE manteve a possibilidade de análise casuística de novos projetos de produção de energia elétrica, de modo a contemplar situações de exceção ou projetos inovadores em que os benefícios para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, e para o país, sejam devidamente justificados.

Atendendo às recentes alterações da legislação comunitária, designadamente a publicação do Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus, importa que os princípios regulamentares acima referidos sejam adequados às disposições das novas diretivas europeias sobre as regras comuns para o mercado interno da eletricidade¹⁵² e sobre a promoção da utilização de energia de fontes renováveis¹⁵³.

¹⁵¹ Cf. artigo 5.º, n.º 3, al. f), artigo 61.º, n.º 1, al. b), n.º 3, artigo 67.º e artigo 77.º, n.º 2, al. b), do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e no artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente

¹⁵² Diretiva (UE) 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019

¹⁵³ Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018

Neste novo contexto legislativo europeu, as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão, tal como Portugal Continental, vinculadas a um conjunto de princípios sobre os regimes de apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, que são geralmente aplicáveis e que estão plasmados nomeadamente no artigo 8.º da Diretiva (UE) 2019/944 e no artigo 4.º da Diretiva (UE) 2018/2001.

Este último artigo estabelece que Portugal, enquanto Estado-Membro da UE, está vinculado não apenas a assegurar que estes regimes de apoio maximizem a integração da eletricidade de fontes renováveis no mercado de eletricidade, como a assegurar que os apoios à produção de eletricidade a partir de fontes renováveis são concedidos no âmbito de um processo de seleção aberto, transparente, concorrencial, não discriminatório e eficaz em termos económicos (n.ºs 3 e 4 do artigo 4.º).

Em particular quanto às regiões ultraperiféricas e nas ilhas pequenas, como é o caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os regimes de apoio financeiro podem ser adaptados aos projetos localizados nas referidas regiões a fim de ter em conta os custos de produção associados às suas condições específicas de isolamento e de dependência externa (n.º 7 do artigo 4.º).

No entanto, tal adaptação deve assegurar o respeito pelos princípios subjacentes de minimização de custos e garantia de procedimentos justos e não discriminatórios, de forma a não comprometer o cumprimento das Diretivas anteriormente referidas, nem promover a atribuição de eventuais auxílios de Estado não permitidos, de acordo com os artigos 107.º e 108.º do Tratado sobre funcionamento da União Europeia.

PROPOSTA

Propõe-se uma atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica aos produtores de origem renovável nas Regiões Autónomas, que incorporem as recentes alterações do quadro legal europeu sobre os regimes de apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis.

Para este efeito, a nova capacidade de injeção de produção nas redes elétricas das Regiões Autónomas deverá ser atribuída através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que permitam minimizar os custos de aquisição da nova produção, nos termos do quadro legal europeu.

Estes processos, que no entender da ERSE devem ser alargados a toda a nova capacidade de produção, quer seja renovável ou não renovável, deverão incluir valores máximos para os preços de aquisição da nova

produção que sejam consentâneos com os dados mais recentes para os custos das tecnologias em causa, devendo assumir-se como referência os valores de LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) publicados internacionalmente ou, se necessário, os valores deste indicador que venham a ser calculados pela ERSE, com as devidas adaptações às particularidades das Regiões Autónomas, tais como o fator escala.

Na definição destes limiares deverá ainda ser ponderado o custo unitário médio de produção na ilha onde a nova capacidade produtiva será ligada, permanecendo o objetivo de evitar o seu agravamento devido à entrada em exploração de novos produtores.

O custo unitário médio de produção de referência fixado para a aquisição da energia produzida pela nova capacidade produtiva instalada renovável terá como referência o momento em que a capacidade for ligada, não oscilando, nos anos subsequentes em função da variação que possa ocorrer nos custos unitários de produção do respetivo sistema electroprodutor. Este princípio permite que haja uma maior previsibilidade regulatória para os custos inerentes à aquisição de energia.

No caso de projetos piloto¹⁵⁴ de produção de energia elétrica, designadamente os que visem a experimentação e inovação tecnológica, as empresas de eletricidade, conjuntamente com as Autoridades regionais na área da energia, deverão expor e justificar os objetivos, custos e benefícios desses projetos, os quais serão analisados casuisticamente pela ERSE e objeto de decisões regulatórias individualizadas, quanto à possibilidade de repercussão tarifária dos custos associados.

¹⁵⁴ Neste âmbito, consideram-se projetos piloto aqueles que tenham uma duração limitada no tempo e cuja capacidade seja reduzida face à capacidade do sistema electroprodutor (ilha) onde se encontra ligado.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

65. Atualizar os princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica a novos produtores ou nova capacidade nas Regiões Autónomas, para que estes se baseiem em processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, conforme previsto nas Diretivas do Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus, os quais deverão incorporar limites aos preços de aquisição referenciados pelos LCOE por tecnologia e pelo custo unitário médio do sistema eletroprodutor (ilha).
66. Possibilitar a aceitação para efeitos tarifários de custos associados a projetos piloto de produção de energia elétrica que visem a experimentação e inovação tecnológica, através de análises caso a caso.
67. Alterar os artigos 111.º e 118.º.

3.2.5 ADEQUAÇÃO DOS PEDIDOS DE INFORMAÇÃO SOBRE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA ÀS ALTERAÇÕES DA LEGISLAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se que as disposições do Regulamento Tarifário sobre a informação a fornecer à ERSE pelas entidades reguladas sejam adequadas às alterações ocorridas na legislação sobre documentação dos preços de transferência.

ENQUADRAMENTO

A Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro, estabelece as normas aplicáveis à elaboração do Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFTP). Nomeadamente, a elaboração obrigatória para os sujeitos passivos que tenham, no período de tributação em causa, realizado operações com entidades relacionadas e um valor anual de vendas líquidas e outros proveitos superiores a 3 milhões de euros. Adicionalmente, a nova redação do n.º 3 do artigo 130.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (Código do IRC), em vigor desde 1 de outubro de 2019, veio obrigar os sujeitos passivos cuja situação tributária é acompanhada pela Unidade dos Grandes Contribuintes (UGC), a proceder à entrega do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência.

A ERSE iniciou, a partir de 2013, a solicitação do DFPT às empresas reguladas. Neste sentido, foi introduzido no RT o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual, bem como informar a *priori* as empresas da necessidade de envio desta informação.

Em setembro de 2014, a OCDE publicou a Ação 13 – *Guidance on Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting* do projeto BEPS da OCDE (*Base Erosion and Profit Shifting Project*), contendo uma proposta de revisão da estrutura da documentação a apresentar em matéria de preços de transferência, por parte de grupos económicos multinacionais. Esta documentação passou a incluir o *Master file* e *Local file* e passou a vigorar a partir de 2016.

PROPOSTA

Assim, face à alteração da legislação associada à documentação dos preços de transferência decorre a necessidade, tal como ocorreu para o setor do gás, de se proceder à adequação do disposto no RT nesta matéria.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

68. A alteração do n.º 4 dos artigos 166.º, 173.º, 176.º, 181.º e 185.º.

3.3 ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

3.3.1 REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

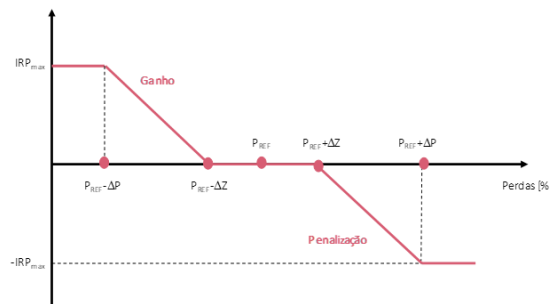
No mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, propõe-se incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito.

ENQUADRAMENTO

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, em vigor desde 1999, visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos e ações que permitam alcançar reduções de perdas. Assim, este mecanismo é baseado no balanço anual de energia e permite valorizar o desempenho do operador da RND, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência estabelecido pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior a esse valor de referência.

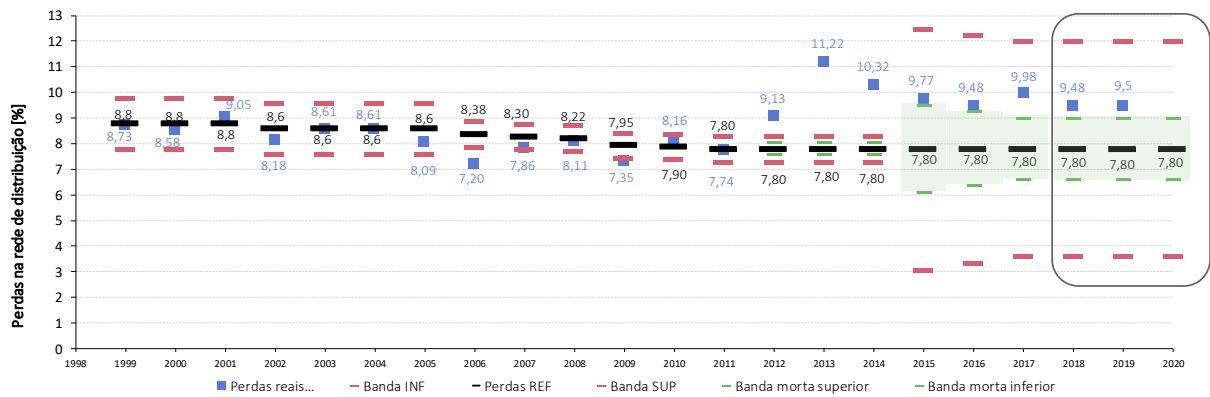
Este mecanismo baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, incluindo uma zona de neutra de aplicação do incentivo em torno da referência (banda morta) para contemplar pequenas variações intempestivas anuais. O mecanismo prevê, ainda, um limite superior e inferior para o montante do incentivo a receber como prémio ou como penalidade, conforme ilustrado na Figura 3-18.

Figura 3-18 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



A Figura 3-19 apresenta a evolução da aplicação desse mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2019, com os valores das perdas no seu referencial de saída.

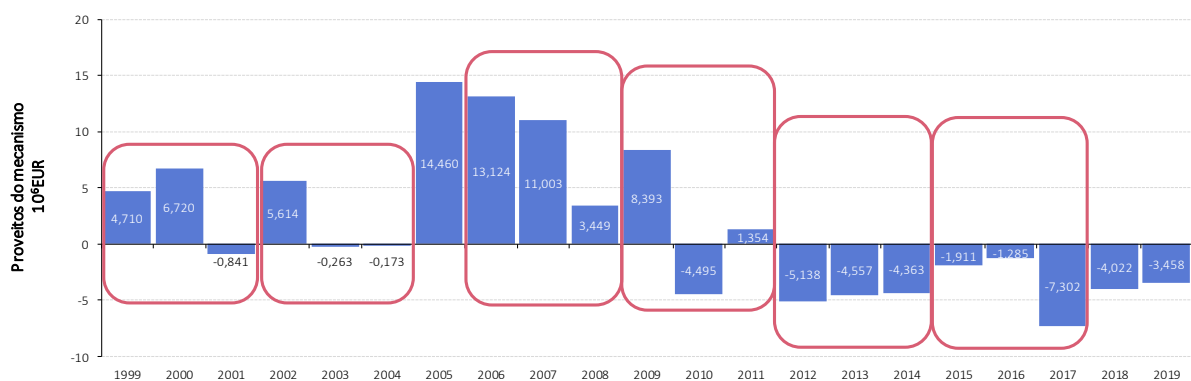
Figura 3-19 - Evolução da aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Ao longo da sua aplicação até 2011, verificou-se uma redução sucessiva do nível das perdas que se situava em mais de um 1% em 2011, face ao valor de 1999. Por sua vez, verifica-se claramente o aumento ocorrido a partir de 2012 e anos seguintes, resultado da crise económica então ocorrida, com um máximo em 2013, e reduções nos anos seguintes, constatando-se que não foram ainda atingidos os valores de pré-crise de 2012.

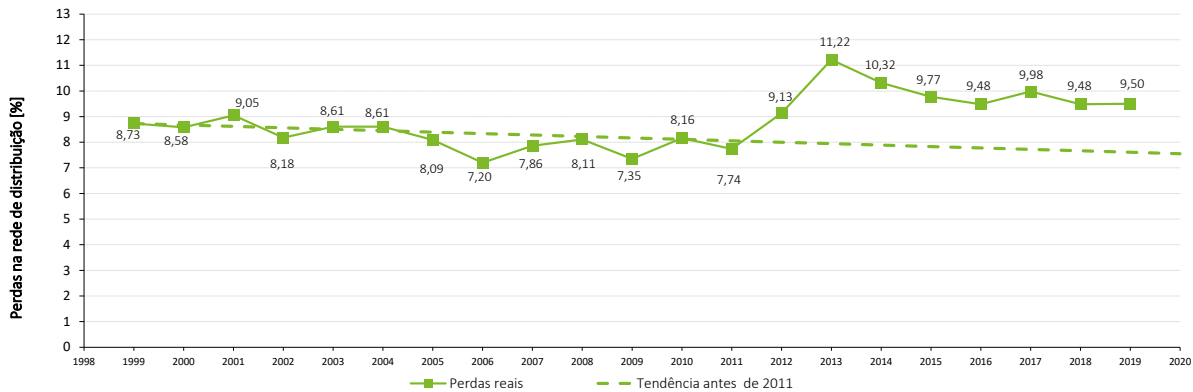
Por sua vez, a Figura 3-20 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do referido mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que desde 2012 houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda morta, quando a tendência era a contrária anteriormente a essa data.

Figura 3-20 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Voltando à evolução das perdas, a Figura 3-21 ilustra a dimensão do incremento ocorrido após 2011 ao apresentar a curva da evolução ocorrida das perdas nas redes de distribuição e a linha de tendência da evolução ocorrida até 2011.

Figura 3-21 - Evolução das perdas nas redes de distribuição de 1999 a 2019 e linha de tendência da evolução antes de 2011



Poder-se-á concluir que, apesar da redução ocorrida logo em 2014, subsiste um diferencial entre as duas curvas de, pelo menos, 2% em 2019.

Parece haver consenso e constatações que demonstram que esse diferencial se deve, no essencial, ao incremento do consumo ilícito ocorrido em Portugal em 2012 e que, até agora, ainda não foi recuperado.

De acordo com informação disponibilizada pelo operador da RND, as perdas associadas ao consumo ilícito rondam, atualmente em Portugal, valores da ordem dos 3%.

Tendo identificado a gravidade dessa situação, o operador da RND informou a ERSE da sua opção de reforçar as ações que desenvolve para contrariar essa tendência e, assim, contribuir para mitigação do incremento do consumo ilícito.

Resultado dessas ações, o operador da RND teve sucesso na identificação de algumas das situações que contribuíram para o incremento do consumo ilícito e conseguiu recuperar parte dos montantes resultantes da valorização dessa energia, registando-se, desde então, uma devolução ao sistema de 5,967 milhões de euros em 2017, 4,514 milhões de euros em 2018 e 4,332 milhões de euros em 2019.

Para além da explicitação dos montantes recuperados, o operador da RND passou a incluir os valores da energia, associada ao consumo ilícito recuperado por essa via, numa rubrica própria do balanço anual de

energia elétrica que tem vindo a ser apresentado mais recentemente à ERSE, verificando-se valores de 40,3 GWh, em 2018, e de 53,2 GWh, em 2019. Estes valores de energia recuperada correspondem a somente 4% do total de perdas associadas ao consumo ilícito que foi referido anteriormente como estimado pelo operador da RND para 2019.

PROPOSTA

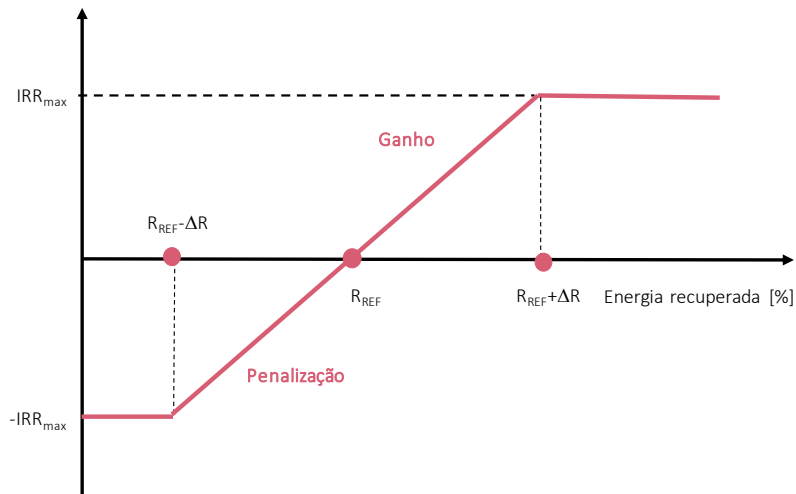
Constata-se assim, que apesar dos montantes recuperados não serem desprezáveis, parece existir muita margem para melhorar o desempenho no domínio da recuperação dessas perdas associadas ao consumo ilícito e para o reforço das ações de mitigação que permitam aproximar o valor recuperado do total do consumo ilícito que é estimado.

Donde, sem prejuízo de uma eventual revisão dos parâmetros a realizar em sede de definição de parâmetros para o próximo período regulatório, nesta revisão do RT propõe-se complementar o atual mecanismo de incentivo baseado no balanço anual de energia, introduzindo duas novas componentes associadas aos resultados que venham a ser alcançados nas ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND. Essas novas componentes refletirão, por um lado, uma partilha dos resultados obtidos com o ORD e, por outro, 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 primeira dessas duas novas componentes propostas corresponde a uma partilha direta entre os consumidores o operador da RND do montante que for recuperado, em cada ano, nas ações de mitigação que este vier a desenvolver com sucesso.

A segunda dessas duas novas componentes corresponde à introdução de um mecanismo de incentivo do tipo linear e limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 3-22, e em que o valor de referência R_{REF} terá uma trajetória de exigência crescente ao longo do período regulatório.

Figura 3-22 - Componente do mecanismo dedicado à mitigação do consumo ilícito



Nestes termos, face à evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal, solicita-se na presente consulta pública os comentários sobre:

69. Proposta de complementar o atual mecanismo de incentivo introduzindo duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito tal como descrito. Para tal, propõe-se a alteração do artigo 128.º, introduzindo estas novas componentes.

3.3.2 ALTERAÇÃO DA FÓRMULA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O NÍVEL DE TENSÃO DE BT

RESUMO DA PROPOSTA

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, atualmente regulada através de metodologia por incentivos aplicada aos custos totais, propõe-se acrescentar à formulação dos proveitos permitidos uma componente fixa, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE.

ENQUADRAMENTO

Na revisão regulamentar que antecedeu o início do atual período de regulação foi alterada a metodologia de regulação aplicada à atividade de distribuição de energia elétrica em BT, que passou de uma regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração (OPEX¹⁵⁵) combinada com uma metodologia de *cost-of-service* aplicada aos custos com capital (CAPEX¹⁵⁶), para uma regulação por incentivos aplicada aos custos totais (TOTEX¹⁵⁷). Na formulação que consta do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos permitidos baseiam-se, entre outras variáveis, na soma de diversas parcelas de componentes variáveis de custos, baseadas na evolução de indutores, cujos valores são posteriormente estabelecidos através da definição de parâmetros regulatórios.

PROPOSTA

Por forma a permitir uma maior flexibilidade na parametrização dos proveitos permitidos desta atividade, e em linha com as alterações propostas na presente revisão regulamentar relativamente à metodologia de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, propõe-se acrescentar à fórmula dos proveitos permitidos uma componente fixa de custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

70. A alteração do artigo 103.º para incorporar uma componente fixa de proveitos permitidos, que não varia de acordo com nenhum indutor.

¹⁵⁵ Operational Expenditures

¹⁵⁶ Capital Expenditures

¹⁵⁷ Total expenditures (Operational Expenditures + Capital Expenditures)

3.3.3 REMOÇÃO DAS PARCELAS DE PROVEITOS REFERENTES AOS CUSTOS COM OS PPDA

RESUMO DA PROPOSTA

Remover as parcelas de custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, bem como eliminar os correspondentes requisitos de informação estabelecidos no Regulamento Tarifário.

ENQUADRAMENTO

Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) foram introduzidos pela ERSE em 2002, com o objetivo de melhorar o desempenho ambiental das empresas reguladas que atuam no setor elétrico. Este instrumento de regulação foi materializado num incentivo para as empresas reguladas promoverem o desenvolvimento e custeio de ações que melhorem o seu desempenho ambiental, ou seja, que reduzam os impactes ambientais associados à sua atividade, seja através de medidas de minimização ou de compensação. Este instrumento foi especialmente importante num contexto em que a exigência regulatória para o aumento de eficiência nos custos nas atividades reguladas poderia levar a desinvestimentos e perda de relevância da vertente ambiental.

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

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

Os PPDA iniciaram-se no setor elétrico tendo sido alargados ao setor do gás natural em 2008. Em 2011 foram suspensos, inicialmente no setor do gás natural e, posteriormente, no setor elétrico. A crise económica do país, que levou ao pedido de assistência financeira em 2011, e a pressão para a redução de custos a suportar pelos consumidores, terão contribuído decisivamente para esta decisão.

PROPOSTA

Uma vez que atualmente não existem custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, por estes se encontrarem suspensos, a ERSE propõe a remoção das parcelas de custos com estes planos

da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, bem como eliminar os correspondentes requisitos de informação estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

71. Eliminar do Regulamento Tarifário todas as disposições referentes aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
72. Alterar os artigos 93.º, 95.º, 102.º, 103.º, 111.º, 114.º, 118.º e 121.º, de modo a eliminar as parcelas de proveitos referentes aos custos com estes planos.
73. Eliminar os artigos 125.º e 126.º.
74. Alterar os artigos 166.º, 169.º, 170.º, 173.º, 175.º, 181.º, 182.º, 183.º, 185.º, 186.º e 187.º, de modo a eliminar os requisitos de informação referentes a estes planos.

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

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a extinção do incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado às atividades de distribuição de energia elétrica no Continente e nas Regiões Autónomas, face à ausência de candidaturas por parte dos operadores de rede.

ENQUADRAMENTO

O incentivo ao investimento em redes inteligentes foi implementado pela primeira vez no período de regulação de 2012 a 2014, com o objetivo de flexibilizar o quadro regulatório para permitir o adequado investimento no desenvolvimento de novos serviços no setor elétrico, nomeadamente sob fundamento de influenciar e potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico. Entre outros, destaca-se como potenciais benefícios deste tipo investimentos a melhoria na gestão de áreas de rede com forte integração de produção renovável, a possibilidade de implementar mecanismos de flexibilidade da procura, facilitar a gestão integrada do carregamento de veículos elétricos e a oferta local de serviços de sistema),

que permitirão a redução dos custos de exploração e a obtenção de outros benefícios para os consumidores e demais agentes do setor.

A metodologia e parametrização deste incentivo tem vindo a ser revista nos períodos de regulação subsequentes, tendo-se iniciado com uma metodologia que atribuía um prémio no CAPEX para este tipo de ativos por contrapartida de aumentos de eficiência no OPEX, que envolvia algum risco para o ORD, a qual foi substituída em 2015 por uma metodologia baseada no princípio de partilha entre o ORD e os consumidores de energia elétrica dos benefícios que resultassem destes investimentos.

No entanto, as sucessivas alterações ao incentivo aplicável às atividades de DEE em AT/MT e de DEE em BT, bem como a extensão da sua aplicação às Regiões Autónomas ocorrida na revisão do Regulamento Tarifário de 2017 revelaram-se ineficazes, não tendo havido adesão por parte dos operadores de rede.

No entender da ERSE, algumas das razões para o insucesso deste incentivo foram: i) a sua complexidade, espelhada nas várias fases do processo, desde a candidatura até à confirmação da elegibilidade dos projetos para receberem o incentivo e a sua monitorização ao longo do período de vigência, em particular as dificuldades de identificação e valorização de benefícios, ii) os valores reduzidos proporcionados pelo incentivo, que não terão sido suficientemente atrativos para os operadores apresentarem candidaturas, iii) a avaliação individual de projetos, que poderá ter distorcido a lógica global da rede.

PROPOSTA

Face à ausência de candidaturas por parte dos ORD a este incentivo, propõe-se a sua extinção, permitindo deste modo a simplificação da regulamentação. Destaque-se ainda que existe atualmente um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes, no âmbito do RSRI, com objetivos semelhantes.

52Adicionalmente, a extinção deste incentivo, não significa necessariamente a renúncia à promoção das redes inteligentes e inovações nas redes, prevendo-se que os custos com projetos-piloto neste âmbito, que tenham duração e abrangência limitada, possam ser aceites na parcela Z das atividades de operação das redes, de modo a não serem considerados como custos sujeitos a metas de eficiência.

Refira-se, também, que nos casos particulares em que existir uma metodologia de regulação baseada em custos totais, designadamente nas atividades de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental, a opção por investimentos em redes inteligentes poderá integrar-se nas estratégias de redução de custos

dos operadores. Nas situações em que os benefícios dos investimentos ainda não estão totalmente avaliados, a realização dos projetos-piloto, anteriormente referidos, constituirá uma alternativa adequada.

Deste modo, o incentivo à realização deste tipo de investimentos será intrínseco ao próprio quadro regulatório.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

75. Extinguir o incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado às atividades de distribuição de energia elétrica no Continente e Regiões Autónomas.
76. Esta proposta implica a eliminação dos artigos da seção XI (artigos 132.º a 134.º) e a alteração dos artigos 102.º, 103.º, 114.º, 121.º, 173.º e 201.º do Regulamento Tarifário.

3.3.5 INCORPORAÇÃO DE GASTOS DE INVESTIMENTO NA COMPONENTE DE GASTOS ACEITES PELA ERSE NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se que os custos aceites pela ERSE na atividade de comercialização possam incluir uma componente associada à remuneração de ativos.

ENQUADRAMENTO

A SU Eletricidade incorpora três atividades distintas: compra e venda de energia, compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição e comercialização. São atividades com diferentes metodologias de regulação nas quais, com exceção da atividade de compra e venda de acessos, são considerados os custos de exploração decorrentes da própria atividade e aceites pela ERSE. No caso particular da atividade de compra e venda de energia para além dos custos de exploração, são igualmente considerados custos de investimentos com a respetiva remuneração. O conjunto destes custos forma a componente de custos de funcionamento incluída nos proveitos permitidos desta atividade.

Desta forma, todos os investimentos realizados pela SU Eletricidade no desenvolvimento das suas atividades têm sido alocados à atividade de compra e venda de energia, pois é a única que contempla no cálculo dos proveitos permitidos a remuneração de ativos.

Mais recentemente tem-se assistido na SU Eletricidade a investimentos significativos em sistemas de informação, designadamente, em sistemas comerciais. Esta situação aliada ao facto da atividade de comercialização se encontrar em extinção revela a importância do reconhecimento dos investimentos na atividade a que dizem respeito.

Neste contexto, importa mencionar que, tal como já acontece noutras atividades reguladas, os investimentos propostos serão avaliados e monitorizados de forma contínua pela ERSE, podendo desta forma estar condicionada a sua aceitação.

Face as particularidades da atividade, a aceitação dos custos de investimento ficará ainda condicionada à evolução e extinção da atividade de comercialização, de modo a evitar subsidias cruzadas entre atividades e garantindo a compatibilidade dos proveitos permitidos aos gastos de facto incorridos com a atividade.

PROPOSTA

De forma a reconhecer os investimentos na atividade a que dizem respeito, os custos aceites pela ERSE na atividade de comercialização passarão a incluir uma componente associada à remuneração de ativos.

Uma vez que a atividade de comercialização se encontra em *phasing out*, as alterações à metodologia regulatória aplicável deverão apenas corresponder às melhorias aquela metodologia. Assim, a componente associada ao CAPEX da atividade de comercialização não será autonomizada ao nível dos proveitos permitidos, mas antes repercutida, caso o custo com o investimento seja aceite, na parcela Z.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

77. Esta proposta não tem efeitos ao nível do articulado.

3.3.6 DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS DOS CONSUMIDORES

RESUMO DA PROPOSTA

Propõe-se a atualização do Regulamento Tarifário, de forma a evidenciar a devolução dos montantes de créditos aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.

ENQUADRAMENTO

No âmbito das relações comerciais entre consumidores de energia elétrica e comercializador de último recurso, poderão surgir créditos a favor dos consumidores. Estas situações poderão ser motivadas por vários motivos, entre os quais, se pode destacar a cessação dos seus contratos, por acertos de faturação ou realização de pagamentos baseados em estimativas por excesso sem que os consumidores reclamem o seu reembolso¹⁵⁸.

Embora os créditos em causa tenham sido comunicados aos consumidores, estes créditos não foram reclamados por estes junto do respetivo comercializador, dentro do prazo de cinco anos após a respetiva comunicação.

Assim, no âmbito das suas competências, a ERSE entende que, não tendo os titulares destes créditos exercido o seu direito, devem os respetivos montantes, acumulados ao longo do tempo no comercializador de último recurso, ser deduzidos no cálculo das tarifas que são suportadas pelos consumidores de energia elétrica.

Neste contexto, foi publicada pela ERSE a Instrução nº 4/2018, de 13 de setembro, na qual, para além das condições em que estes créditos devem ser devolvidos, é definida a forma de operacionalizar a devolução dos mesmos aos consumidores.

Embora a incorporação dos montantes dos créditos a devolver já se encontre a ser repercutida, no caso do Continente, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso e na respetiva transferência para as parcelas da UGS suportadas pelos consumidores que deverão beneficiar desta devolução, e no caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nos proveitos permitidos da atividade de comercialização de energia elétrica, importa agora assegurar que o Regulamento Tarifário do setor elétrico fique atualizado com estas disposições.

PROPOSTA

De forma a evidenciar a devolução dos montantes de créditos a devolver aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas, deverá ser incluído no RT a referência a esta situação.

¹⁵⁸ Sem prejuízo das obrigações existentes quanto à realização de leituras reais por parte dos operadores das redes de distribuição.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

78. Explicitar nos proveitos da atividade de comercialização do Continente a devolução dos créditos dos consumidores na rubrica associada ao diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e no caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a devolução dos créditos dos consumidores na rubrica associada aos montantes repercutidos nos proveitos fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência.

79. Esta proposta implica alteração do artigo 109.º, 115.º, 122.º, 176.º, 180.º, 184.º e 188.º.

3.3.7 OUTROS TEMAS PARA ATUALIZAÇÃO DO RT

3.3.7.1 INTRODUÇÃO DE NORMA PARA REVISÃO DE MONTANTES INDEVIDAMENTE RECEBIDOS PELAS EMPRESAS REGULADAS

O Código do Procedimento Administrativo prevê que os atos administrativos, para além das causas de nulidade, podem ser objeto de anulação designadamente quando tenha sido utilizado artifício fraudulento com vista à obtenção da sua prática.

À semelhança do que sucedeu recentemente no Regulamento Tarifário do setor do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril (artigo 223.º) e não obstante a autossuficiência da lei, insere-se um artigo sobre a revisão dos montantes recebidos pelas entidades reguladas em face da deteção de irregularidades que sejam detetas no âmbito da atividade de fiscalização da ERSE.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

80. Aditar o artigo 210.º -B.

3.3.7.2 COMPENSAÇÕES NO ÂMBITO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE publicou a Instrução n.º 2/2020, de 7 de julho, relativa à repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade

de Serviço (RQS). Ficaram, assim, definidos os termos e condições para a devolução das compensações previstas no RQS, cujo pagamento não foi possível efetuar pelo CUR e pelo ORD. Embora a operacionalização desta devolução já se encontre a ser efetuada pelo ORD na respetiva atividade de distribuição, importa alterar o RT de forma a que as respetivas disposições fiquem atualizadas com o definido na Instrução n.º 2/2020 para a devolução daquelas compensações aos consumidores de energia.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

81. Atualizar as disposições relativas à devolução das compensações no âmbito do RQS ao nível do ORD do Continente e das Regiões autónomas e os respetivos pedidos de informação.
82. Esta proposta implica alteração do artigo 109.º, 115.º, 122.º, 177.º, 185.º e 189.º.

3.3.7.3 SIMPLIFICAÇÃO E CLARIFICAÇÃO DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A revisão regulamentar em curso pretende, para além da atualização decorrente de alterações legislativas e regulamentares, introduzir uma clarificação na apresentação de algumas disposições do RT, sem alterar a prática e o cálculo regulatório vigentes.

PROPOSTA

Face ao exposto, a ERSE propõe:

83. Simplificar e clarificar algumas disposições relativas ao cálculo dos proveitos permitidos.
84. Esta proposta implica alterações aos artigos 99.º, 102.º, 103.º, 105.º, 173.º, 196.º, 197.º, 202.º, 203.º, 204.º.
85. Aditar o artigo 191.º-A.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

