



ERSE – Consulta Pública
n.º 123/2024

Comentários à Proposta de alteração do
Regulamento Tarifário do setor elétrico

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Comentários	5
2.1.	Ajustamentos das MCT nos Proveitos a Recuperar pela Parcela II da Tarifa de UGS	5
2.2.	Tarifas de Acesso às Redes Aplicáveis à Mobilidade Elétrica.....	5
2.2.1.	Consulta pública parece extemporânea dada a revisão do modelo de Mobilidade Elétrica em curso	5
2.2.2.	Impactos nos Custos para UVEs e OPCs.....	6
2.2.3.	Impacto em condições, pressupostos de investimento e contratos em vigor, que obriga à sua renegociação	7
2.2.4.	O caso particular de concursos públicos e concessões, onde esta renegociação se torna juridicamente ainda mais complexa	8
2.2.5.	Possibilidade de ligações à RESP dedicadas à ME.....	9
2.2.6.	Potência tomada.....	10
2.2.7.	Impacto no DPC.....	11
2.2.8.	Tarifas em função dos sinais das redes	12
2.2.9.	Necessidade de clarificação dos deveres de informação e reporte que substituem para os vários intervenientes	12
2.2.10.	Problemas associados com fluxos de informação necessários à segregação dos diagramas de carga e faturação.....	13
2.2.11.	Problema atual de integração de novas tecnologias associadas à rede e ao Veículo Elétrico.....	13
2.2.12.	Entrada em Vigor	14
2.2.13.	Conclusão	15
3.	Clarificações da Redação do Articulado do RT	15

1. Enquadramento

A presente consulta pública pretende efetuar alterações ao articulado do Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho de 2023, relativas a três temas: (1) incorporação de ajustamentos provisório e definitivo das medidas de contenção tarifária (MCT) nos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição (ORD) por aplicação da parcela II da tarifa de UGS (artigo 116.º); (2) eliminação da tarifa de acesso às redes (TAR) aplicável à Mobilidade Elétrica (artigos 55.º e 56.º) 1; e (3) clarificações pontuais da redação do articulado do RT.

Relativamente ao **primeiro tema**, salienta-se que, atualmente, os proveitos a recuperar pelo ORD por aplicação da parcela II da tarifa de UGS preveem apenas o ajustamento definitivo das MCT. Por conseguinte, este ajustamento poderia alcançar valores significativos, devido a diferenças na previsão de receitas das licenças com CO2 e de outras medidas, que teriam de ser suportados em forma de desvio pelo ORD ou pelos consumidores.

A alteração proposta vem diminuir a duração do desvio, na medida em que o corrige, ainda que provisoriamente, um ano mais cedo, alinhando assim os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição com os valores que efetivamente ocorreram em mercado.

O **segundo tema** enquadra-se no âmbito da Mobilidade Elétrica (ME), cujo regime jurídico foi criado em 2010 através do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, tendo sido posteriormente integrado na regulamentação nacional pela entrada em vigor do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pelo Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, e alterado pelos Regulamentos n.º 103/2021, de 1 de fevereiro e n.º 785/2021, de 23 de agosto de 2021.

É também importante salientar que o enquadramento jurídico da Mobilidade Elétrica deve evoluir com a entrada em vigor, aplicação e transposição do quadro legal europeu, tal como preconizado pelos grupos de trabalho recentemente constituídos, nomeadamente para o Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, relativo às infraestruturas para combustíveis alternativos (AFIR), que entrou em vigor em abril de 2024, assim como a Diretiva e o Regulamento do Mercado Interno da Eletricidade (EMD), a Diretiva das Energias Renováveis (RED), e a Diretiva do Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD).

A alteração agora colocada a consulta pública, no âmbito da ME, prende-se com a eliminação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica (TAR ME), pelo ORD aos comercializadores do setor elétrico (CSE) que abastecem os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME).

Atualmente, as TAR ME são devidas ao ORD pelo CSE que abastece o CEME, sendo refletidas no preço acordado entre o CSE e o CEME. Por sua vez, o CEME pode cobrar este valor aos utilizadores de veículos elétricos (UVE) quando estes efetuam carregamentos. Com a alteração proposta, as TAR ME deixariam de existir, passando o

custo de utilização da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) a ser recuperado, pelas tarifas de acesso às redes aplicáveis ao titular do ponto de entrega RESP.

Para os UVE, será expectável que a parcela da fatura relativa ao carregamento do veículo elétrico seja reduzida pela não aplicação das atuais TAR ME, mas de igual forma se prevê o aumento da parcela devida pela utilização dos pontos de carregamento na medida em que os operadores terão de fazer refletir as TAR em novas tarifas OPC.

A ERSE aponta várias vantagens com esta alteração, nomeadamente:

- Os titulares dos pontos de entrega, que no caso de uso exclusivo para a ME são os próprios OPC, consideram que o valor de potência contratada com base no diagrama não-ME é, por vezes, excessivo, aumentando a faturação nas TAR. As reclamações apontam a falta de sincronismo dos equipamentos de medição, carregamentos não validados pela EGME e outras dificuldades técnicas como estando na origem deste problema. Assim, a eliminação das TAR ME permite resolver essas questões, simplificando as regras de faturação, passando esta a estar exclusivamente associada ao ponto de entrega;
- A alteração proposta possibilita uma melhor gestão do ponto de entrega por parte do seu titular, de acordo com os sinais de preço e a utilização efetiva da rede pública, através da integração no ponto de entrega de soluções inovadoras como o autoconsumo de energia renovável, a utilização de armazenamento ou a prestação de serviços à rede elétrica;
- O Regulamento AFIR determina a possibilidade de venda direta pelo OPC do serviço de carregamento, que inclui a utilização da infraestrutura e o carregamento da energia. Adicionalmente, a ERSE entende que este formato descrito deverá existir em simultâneo com a possibilidade de compra separada da energia de carregamento e da utilização do ponto de carregamento. A proposta em consulta é, portanto, vantajosa, na medida em que possibilita a coexistência destas duas modalidades: ao transferir o pagamento das tarifas de acesso às redes para o titular do ponto de entrega do setor elétrico, este custo pode ser facilmente incorporado na atividade do titular do ponto de carregamento ou OPC, se forem a mesma entidade. Assim, o custo das TAR ME passa a estar refletido na atividade de OPC;
- A transferência da responsabilidade de pagamento das TAR do CEME para o titular do ponto de entrega, ou OPC, reduz o esforço financeiro dos CSE que abastecem os CEME e aumenta as responsabilidades do titular do ponto de entrega, ou OPC. Efetivamente, as TAR a cargo do titular do ponto de entrega passarão a ser aplicadas à totalidade do diagrama de carga, o que poderá aumentar o preço da utilização da infraestrutura de carregamento. Já um CSE cuja carteira tenha uma presença significativa de consumos de CEME, terá uma redução do seu risco sistémico e verá eliminada a necessidade de constituição de garantias relativas às TAR ME; e
- Por último, o valor da TAR a aplicar por nível de tensão de fornecimento do ponto de entrega, considerando as tarifas vigentes, deverá reduzir.

O **terceiro tema** refere-se a **alterações pontuais do articulado** que promovem a coerência e concisão do Regulamento em revisão.

Neste âmbito, a EDP agradece antes de mais a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva no âmbito desta consulta pública. A EDP manifesta, desde já, total disponibilidade para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários

2.1. Ajustamentos das MCT nos Proveitos a Recuperar pela Parcela II da Tarifa de UGS

A EDP concorda com a proposta da ERSE, na medida em que as alterações preconizadas permitem alinhar os fluxos financeiros relativos aos custos das medidas de contenção tarifária com a realidade dos mercados, diminuindo substancialmente potenciais desvios que se pudessem materializar nos valores a receber ou a dever pelas empresas ou consumidores.

2.2. Tarifas de Acesso às Redes Aplicáveis à Mobilidade Elétrica

2.2.1. Consulta pública parece extemporânea dada a revisão do modelo de Mobilidade Elétrica em curso

Como comentário principal, a EDP salienta desde já que a revisão das TAR ME neste momento **afigura-se prematura e potencialmente contraproducente**. De facto, está de momento a decorrer uma reflexão mais abrangente e estrutural sobre o modelo organizativo da mobilidade elétrica em Portugal promovida pela tutela (Ministério das Infraestruturas e da Habitação). Assim, **entendemos que não deve ser realizada qualquer alteração no quadro regulamentar sobre esta matéria, sem antes obter a visão da respetiva tutela relativamente a como irá evoluir o modelo organizativo da mobilidade elétrica em Portugal**, garantido a consulta pública dos vários agentes. Neste processo, é fundamental garantir que se reflète uma visão integrada e alinhada entre a tutela das Infraestruturas e da Habitação e da Energia e Ambiente, para um quadro regulatório abrangente e harmonizado.

Qualquer alteração ou evolução do modelo atual deve garantir que é escalável e mais flexível à integração de novos modelos de negócio e tecnologias, assim como menos oneroso e complexo para todos os intervenientes que atuam no setor da mobilidade elétrica, garantindo uma **estabilidade regulatória que proporcione um ambiente de confiança**, através de:

- **Visão clara da evolução do modelo da mobilidade elétrica em Portugal**, na sua íntegra, por todos os agentes de mercado.
- **Avaliação do potencial impacto nas relações contratuais, protegendo os investimentos realizados, e permitindo a continuidade dos investimentos na mobilidade elétrica em Portugal.**
- **Período transitório superior a 1 ano a fim de facilitar esta transição.**

Mais acrescentamos, que a alteração isolada do modelo tarifário, sem considerar possíveis mudanças estruturais que se antecipam no setor, poderá resultar em:

- Necessidade de nova revisão num curto espaço de tempo, considerando a evolução dos modelos segundo a visão da tutela das Infraestruturas e da Habitação e a auscultação dos vários agentes envolvidos, criando instabilidade regulatória;
- Custos desnecessários de adaptação temporária dos sistemas e contratos para os operadores numa situação de incerteza sobre a evolução do modelo;
- Potencial descoordenação com as futuras alterações ao modelo organizativo do setor; e
- Risco de criar barreiras adicionais e antecipadas à implementação das reformas estruturais antevistas.

Independentemente do referido, a EDP entende ser importante destacar os pontos seguintes relativos à implementação da proposta em consulta, de modo que estes possam ser clarificados pela ERSE.

2.2.2. Impactos nos Custos para UVEs e OPCs

Em termos de impacto financeiro, **destacamos que a proposta em discussão exige do titular do ponto de ligação à RESP um esforço financeiro distinto do atual, que de alguma forma deverá vir ser refletido nos UVE.**

Atualmente, a aplicação das TAR ME distribui o custo de acesso às redes por todo o agregado de sessões de carregamento efetuado a nível nacional, evitando assimetrias locais. No novo cenário proposto, o custo de acesso às redes vai ser imputado diretamente ao titular do ponto de entrega, pelo que o OPC terá naturalmente de refletir esse custo na sua tarifa definida localmente para cada posto de carregamento.

Esta alteração apresenta complexidades acrescidas quando se considera que em **aproximadamente 2/3 das instalações, o titular do ponto de ligação à RESP não coincide com o OPC.** São casos onde o OPC instala postos de carregamento em espaços, detidos por terceiros, de acesso público (e.g., restaurantes, hotéis, zonas comerciais), partilhando o ponto de ligação à RESP existente nessa localização.

Nestas situações, torna-se necessário estabelecer mecanismos de regularização financeira entre as partes, introduzindo processos operacionais e administrativos onerosos cujos custos inevitavelmente recairão sobre o utilizador final.

Uma avaliação preliminar, sugere que a medida apresentada terá como efeito um acréscimo de custos associados ao fator de potência na generalidade das instalações em Portugal, tendo em conta a sua taxa de utilização, com particular incidência nos postos conectados à rede de Baixa Tensão (BTN e BTE), que representam cerca de 60% do total.

Adicionalmente, esta medida prejudica **os postos localizados em regiões de menor densidade populacional, áreas remotas ou do interior do país, em geral localizações de menor tráfego, onde as taxas de utilização são naturalmente mais baixas.** Nestas

localizações, os operadores enfrentarão custos fixos de potência significativamente mais elevados quando têm uma utilização esporádica (ao contrário de ligações noutras indústrias e sectores que poderão ter um aproveitamento melhor e mais constante dessa potência para atividades fabris, transformativas, etc).

Nestes casos, estes custos terão de ser distribuídos por um número ainda reduzido de carregamentos, tornando esse custo fixo num custo variável expressivo. **O resultado será não só uma assimetria regional mais acentuada, contrariando os princípios de equidade e universalidade no acesso a este serviço essencial, como uma pressão económica que inevitavelmente será transferida para os utilizadores finais, através de tarifas mais elevadas, ou poderá mesmo tornar algumas operações economicamente inviáveis.**

Adicionalmente, a implementação da alteração proposta, poderá **criar um ciclo potencialmente prejudicial ao desenvolvimento da mobilidade elétrica em regiões tendencialmente já desfavorecidas: o aumento dos custos operacionais nestas zonas desencorajará novos investimentos em infraestruturas de carregamento, tornando insustentável a manutenção dos pontos existentes podendo até resultar no encerramento de postos.** Este efeito conflitua com os objetivos de coesão territorial e desenvolvimento equilibrado da rede de mobilidade elétrica em todo o território nacional, podendo resultar numa concentração ainda maior de infraestruturas nas áreas urbanas e de maior densidade populacional.

As alterações propostas poderão comprometer os objetivos estabelecidos no AFIR relativos à cobertura territorial mínima de infraestruturas de carregamento, criando obstáculos significativos à expansão da rede em zonas menos povoadas ou economicamente menos desenvolvidas.

2.2.3. Impacto em condições, pressupostos de investimento e contratos em vigor, que obriga à sua renegociação

É fundamental ainda salientar que todo o desenvolvimento da atual rede de mobilidade elétrica, incluindo os contratos estabelecidos entre os OPC e os titulares de pontos de ligação à RESP, foi negociado e implementado no pressuposto fundamental de existir uma segregação de consumos e dos custos de potência se encontrarem convertidos em preços de energia (€/kWh), via CEME, e expurgados dos consumos do titular do ponto de entrega (que como se mencionou, na maioria dos casos não será o OPC).

Esta premissa básica condicionou não apenas o modelo de negócio dos operadores, mas também todas as condições contratuais estabelecidas com aqueles titulares dos pontos de entrega, bem como os investimentos realizados.

Assim, a alteração deste pressuposto fundamental representa, portanto, **uma mudança estrutural que afeta toda a base sobre a qual a rede foi desenvolvida, com implicações económicas profundas e potencialmente prejudiciais para o futuro desenvolvimento equilibrado da rede de mobilidade elétrica.**

Esta mudança exigirá **uma revisão extensiva dos contratos existentes e em vigor para garantir o equilíbrio contratual entre todas as partes envolvidas**, um processo

complexo que se antecipa resultará num aumento dos custos operacionais para os OPC, e consequentemente para os consumidores.

Por sua vez, a renegociação será particularmente complexa dado que não se afigura fácil apurar os custos de potência efetivamente imputáveis à mobilidade elétrica, tanto pela fórmula de cálculo das TAR com componentes fixas e variáveis, como pelo impacto da potência tomada na instalação do titular do ponto de entrega RESP:

- O custo associado à potência contratada poderá ser desde marginal a extremamente expressivo, não sendo fácil apurar um valor que possa ser comunicado de forma transparente ao titular do ponto de entrega;
- O impacto financeiro para os titulares dos pontos de entrega pode ser muito significativo, alterando substancialmente o equilíbrio económico dos contratos atuais baseados no princípio da segregação de consumos;
- Existe risco real de alguns titulares de pontos de entrega RESP não aceitarem a transferência destes custos, colocando em causa a continuidade dos pontos de carregamento nestas localizações;
- A ausência de instrumentos regulatórios para facilitar esta renegociação pode resultar em impasses contratuais de difícil ou impossível resolução; e
- A situação torna-se também muito mais complexa quando o ponto de entrega em questão tenha contratado tarifas bi-horárias ou tri-horárias, o que torna a conciliação de contas para eventual ressarcimento pelo OPC ao dono do ponto de entrega ainda mais complexo e porventura até impossível de quantificar com rigor.

Tendo em consideração os impactos descritos, que uma alteração desta natureza induzirá nos agentes envolvidos e, consequentemente, no consumidor final, é premente que esta revisão seja feita de forma integrada, com um estudo mais claro sobre os riscos e impactos na rede de mobilidade elétrica, bem como da sua expansão, tendo em conta uma visão holística de todas as possíveis alterações do modelo.

2.2.4. O caso particular de concursos públicos e concessões, onde esta renegociação se torna juridicamente ainda mais complexa

A presente proposta de alteração regulatória **tem um impacto particularmente crítico nos contratos de concessão já estabelecidos com municípios e outras entidades públicas** (a título de exemplo, alguns promovidos pela Mobi.e, onde a EDP é parte envolvida, como o Concurso público internacional n.º 1/2019 relativo à concessão de exploração de pontos de carregamento da rede piloto de mobilidade elétrica, Concurso público acordo quadro n.º 1/2020 para fornecimento e instalação de hubs de carregamento de veículos elétricos, ou o recente Concurso público internacional n.º 3/2024 para fornecimento, instalação e exploração de 66 lotes de postos de carregamento de veículos elétricos no âmbito do projeto “ruas elétricas”). Estes contratos de concessão foram negociados e assinados com base nos pressupostos do atual quadro regulamentar, uma vez que:

- Foram submetidos a concurso público com regras específicas;
- Definem tarifas máximas que podem ser praticadas pelos OPC, tendo em conta o caderno de encargos e com base num modelo económico assente na segregação de consumos e na aplicação das TAR ME na esfera do CEME, e que naturalmente carecem de ser revistas com esta proposta de alteração;
- Estabelecem um equilíbrio económico-financeiro baseado no atual modelo tarifário; e
- Têm prazos longos de vigência, alguns superiores a 10 anos.

A alteração agora proposta pela ERSE vem:

- Modificar as condições económicas fundamentais destes contratos;
- Alterar significativamente os pressupostos económicos sobre os quais as propostas foram apresentadas em concurso público;
- Impactar o equilíbrio económico-financeiro das concessões de forma estrutural; e
- Criar situações de potencial inviabilidade económica em contratos já em execução.

Pelo que, **consideramos que não é adequado que uma alteração regulamentar possa afetar de forma tão significativa contratos já estabelecidos e em execução, especialmente contratos resultantes de procedimentos concursais públicos e que foram objeto de investimentos significativos já realizados.**

2.2.5. Possibilidade de ligações à RESP dedicadas à ME

Por outro lado, a proposta apresentada terá **implicações significativas nas opções de ligação à rede elétrica dos postos de carregamento**, que deveriam ser consideradas de forma mais alargada nos processos de licenciamento em vigor. Se até à data, a solução tem sido o OPC partilhar o ponto de ligação à RESP já existente nas localizações onde se instalam os postos de carregamento, reduzindo custos e acelerando a entrada em exploração de pontos de carregamento, ao transferir os custos de potência para a esfera do detentor da ligação à RESP, **a configuração proposta para as TAR irá naturalmente induzir uma preferência pela utilização de pontos de entrega RESP dedicados exclusivamente à mobilidade elétrica**, que no modelo atual representam apenas cerca de 1/3 dos casos. Esta opção, embora facilite a gestão de custos e os acertos de contas, encontra atualmente obstáculos significativos na sua implementação e contraria alguns dos objetivos desta proposta.

Adicionalmente, **entendemos que uma alteração desta natureza deverá ser integrada numa revisão estrutural do modelo de mobilidade elétrica, sendo acompanhada da redução de custos, tempos e complexidade necessárias para obtenção de pontos de ligação adicionais**, já que um dos pontos críticos identificados se refere à complexidade para se viabilizar a alimentação, através de um ramal/ponto de entrega adicional e exclusivo/dedicado aos postos de carregamento, num local com um único artigo matricial. Isto constitui um obstáculo à instalação de postos de carregamento em muitas

localizações estratégicas, essenciais para assegurar a expansão da rede pública de pontos de carregamento.

Posto isto, **consideramos fundamental construir uma solução que preveja a atribuição de pontos de entrega adicionais para um local com único artigo matricial, desde que seja permitido o corte geral de energia simultânea das instalações elétricas no mesmo local, por questão de segurança de pessoas e bens, no caso de algum incidente, bem como um processo dedicado ao desenvolvimento do licenciamento para a mobilidade elétrica** (à semelhança da One-Stop-Shop que é proposta pela EMER¹ para os projetos de energias renováveis), que permita de forma simples e clara solicitar um ponto de entrega exclusivo para postos de carregamento de veículos elétricos, e que, atendendo a todos os requisitos técnicos e legais, não tenha impacto nas infraestruturas existentes previamente licenciadas.

Por fim, e num contexto mais alargado, **é de fundamental importância, face à necessidade de acelerar a instalação de postos de carregamento em todo o território nacional, que o processo para sua efetiva instalação e entrada em operação, desde o pedido de ligação à rede elétrica nacional**, ao licenciamento municipal e elétrico e o comissionamento, seja uniformizado e transversal a nível nacional, a fim de que as respetivas entidades envolvidas possam aproveitar da experiência e conhecimento na instalação e operação dos postos de carregamento e acelerar a expansão da rede de pontos de carregamento. Esta simplificação permitirá reduzir custos e dotar o sistema de mais valências, tornando a mobilidade elétrica mais acessível e atrativa para o público em geral, contribuindo de forma significativa para a descarbonização do setor dos transportes.

2.2.6. Potência tomada

Na base do modelo português está o princípio da segregação dos consumos de mobilidade elétrica, através de diagramas de carga enviados pela EGME ao ORD, o que permite a alocação do custo do carregamento ao utilizador, tanto ao nível da eletricidade como ao nível da potência em CPEs virtuais/fictícios.

Em condições normais de funcionamento do modelo, a segregação dos consumos deve ser comunicada pela EGME ao ORD, sendo que no caso de falha/atraso de dita comunicação, o consumo de mobilidade elétrica não é considerado pelo ORD para efeitos de segregação e permanece alocado ao CPE da instalação elétrica que alimenta o ponto de carregamento.

Entretanto, foram identificadas situações que indiciam que a referida segregação de consumos não ocorreu nos termos preconizados pelo modelo e que, por isso, tem onerado com custos de eletricidade e de potência os titulares de pontos de entrega RESP

¹ Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis, que irá gerir o balcão único de licenciamento e monitorização de projetos.

que estão a alimentar os postos de carregamento, prejudicando simultaneamente os CEME e os OPC, que deveriam ter beneficiado dessas transações.

Destaque-se que qualquer falha ou erro no registo da energia de um único carregamento pode ter um impacto direto, não apenas no valor de energia (eletricidade fornecida), mas também no custo de redes e potência de um determinado CPE, uma vez que tal componente é atualizada pelo máximo valor de potência tomada ocorrida nos últimos 12 meses. Isto é, um simples erro de registo, quando não corrigido, tem um custo para o titular do ponto de carregamento físico durante os 12 meses subsequentes.

Trata-se de um tema ainda mais premente de resolução no caso de pontos de entrega dedicados exclusivamente à instalação de postos de carregamento. Os postos de carregamento enquanto em modo de espera (*stand by*) têm um consumo elétrico muitíssimo reduzido, de modo que qualquer consumo elétrico mais elevado atribuído a um CPE dedicado exclusivamente a postos de carregamento referir-se-á ao consumo de mobilidade elétrica que não foi corretamente alocado ao CPE virtual/fictício nos termos do modelo atual.

A proposta agora apresentada parece vir clarificar estas dificuldades, dado que os custos com potência passarão a estar alocados na esfera do titular do ponto de entrega RESP, sempre que o titular seja o OPC. No entanto, para os casos em que o titular do ponto de entrega RESP não é o OPC, a medida proposta acaba por introduzir novos desafios e complexidades que acabam por se sobrepor aos benefícios desejados.

2.2.7. Impacto no DPC

No caso de Detentores de Postos de Carregamento (DPC), importa salientar que a **proposta de alteração poderá ter também um impacto negativo nos incentivos à instalação de pontos de carregamento em residências particulares e condomínios e, adicionalmente, na descarbonização das frotas empresariais** (quando um colaborador carrega viatura na sua residência para fins profissionais). **Atualmente, o modelo permite:**

- A segregação clara dos consumos de mobilidade elétrica em residências particulares e condomínios; e
- Uma gestão transparente e eficiente dos custos associados ao carregamento, incluindo os termos de energia e potência.

Com a nova proposta, face aos previsíveis aumentos com os custos de potência, os titulares dos pontos de entrega RESP, tipicamente Condomínios, terão de encontrar formas de alocar os custos de potência entre utilizadores e não utilizadores de mobilidade elétrica, que poderá, em muitos casos, comprometer a viabilidade de estes pontos continuarem em operação, e seguramente condicionar a sua expansão.

Na nossa visão, **esta alteração poderá representar um retrocesso num modelo que tem funcionado como catalisador importante para a adoção da mobilidade elétrica.**

2.2.8. Tarifas em função dos sinais das redes

No que respeita à utilização das redes, é facto que, atualmente, não é possível transmitir aos UVE os adequados sinais das redes, em particular no que diz respeito à potência contratada.

A presente proposta introduz a possibilidade de que o titular do ponto de entrega possa gerir a utilização da sua infraestrutura de forma mais coerente com os sinais de preço da utilização das redes, em função da efetiva utilização da infraestrutura. Isto é, caso o sinal preço se aplique também aos consumos da ME, será um incentivo para uma melhor gestão da potência contratada do ponto de entrega da rede pública, que poderá ser concretizada pelo OPC, resultando numa otimização da utilização dos pontos de carregamento e subsequente controlo da potência máxima simultânea dos vários pontos ou disponibilização de novas soluções. **Porém, o alcance desta proposta é limitado uma vez que se aplica de forma mais clara e direta apenas nos pontos onde o OPC é titular do ponto de entrega (apenas 1/3 de todos os postos em Portugal).**

Adicionalmente, subsistem dúvidas de como esta proposta poderá ser conjugada com os deveres de informação e de afixação de preços para os UVE e no reporte de informação à EGME e à ERSE, bem como as capacidades da própria EGME gerir esse nível de informação. Acreditamos ser necessário ter uma visão completa do modelo, para que se possa avaliar possíveis impactos adicionais que possam surgir.

2.2.9. Necessidade de clarificação dos deveres de informação e reporte que substituem para os vários intervenientes

A EDP salienta ainda, que a proposta de eliminação das TAR ME é apresentada pela ERSE como uma medida de simplificação administrativa e operacional para todos os intervenientes, que procura melhorar a interação entre os sectores elétricos e da mobilidade elétrica. No entanto, **ressalvamos que é necessário analisar detalhadamente os novos fluxos de informação que serão exigidos aos diversos intervenientes no novo modelo**, antecipando os potenciais impactos nas relações contratuais.

De facto, a proposta na sua redação atual, não indica de forma clara os deveres de informação e reporte que serão exigidos. Em particular, subsistem dúvidas quanto à forma como os OPC deverão informar os UVE sobre as TAR em vigor e como esta informação deverá ser transmitida aos CEME para potencial faturação, nomeadamente se a nova tarifa OPC deverá explicitar a parcela relativa às TAR. **Esta cadeia de comunicação pode introduzir novas complexidades operacionais que contrariam o objetivo de simplificação do atual modelo organizativo da mobilidade elétrica em Portugal**, nomeadamente:

- Necessidade de novos mecanismos de comunicação entre OPC, CEME e UVE para transmissão da informação sobre TAR;
- Incerteza sobre qual será o nível de informação a comunicar à ERSE, dado que a própria consulta remete essa informação para um momento após aprovação da proposta;

- Ausência de clarificação sobre como será assegurada a atualização desta informação em tempo real;
- Incerteza sobre como os sistemas de faturação deverão ser adaptados para refletir estas alterações; e
- Incerteza sobre como será feita a contabilização da potência associada à mobilidade elétrica em casos em que o ponto de entrega alimenta mais infraestruturas elétricas para além dos PCVE.

2.2.10. Problemas associados com fluxos de informação necessários à segregação dos diagramas de carga e faturação

Consideramos também, que **a proposta apresentada não resolve efetivamente os problemas operacionais relacionados com os fluxos de informação, uma vez que continuará a ser necessária a segregação dos diagramas de carga.** Esta segregação é essencial para distinguir entre a energia consumida para carregamento de veículos elétricos e a potência total do ponto de entrega. Esta situação cria uma discrepância relevante na faturação ao titular do ponto de entrega RESP, que receberá uma fatura composta por:

- Um termo fixo pela potência contratada; e
- Um termo variável de potência pela energia total tomada que não estará alinhado com a energia efetivamente consumida na sua instalação, uma vez que parte desta energia corresponde a consumos da mobilidade elétrica que deverão ser segregados.

Esta desconexão entre a energia consumida e a potência faturada apresenta vários problemas:

- Dificulta a gestão e previsão de custos pelo titular do ponto de entrega;
- Mantém a necessidade de fluxos complexos de informação entre EGME e ORD para efeitos de segregação de consumos;
- Pode resultar em situações onde o titular do ponto de entrega é penalizado por picos de potência que não correspondem ao seu padrão normal de consumo; e
- Cria incerteza na alocação correta dos custos entre mobilidade elétrica e outros consumos.

Esta problemática evidencia que **a proposta, embora vise simplificar o modelo tarifário, não endereça adequadamente as complexidades técnicas subjacentes à operação do sistema, podendo inclusive criar dificuldades operacionais e de faturação.**

2.2.11. Problema atual de integração de novas tecnologias associadas à rede e ao Veículo Elétrico

No relativo à integração de novas tecnologias, consideramos importante promover as condições para que os veículos elétricos possam ser efetivamente utilizados como dispositivos inteligentes de armazenamento, tanto sob a ótica de integração com outras

tecnologias, como para o desenvolvimento de novos modelos de negócio, que tragam benefícios aos UVE e agentes do setor.

O veículo elétrico, enquanto elemento da rede, pode servir para integrar tecnologias emergentes – como o V2G (Vehicle2Grid), o Smart Charging, Armazenamento e a Geração Distribuída – seja nos pontos de carregamento de acesso público ou de acesso privado, contribuindo assim para os desígnios da descarbonização e descentralização.

Assim, seja para promover a descarbonização dos transportes, a utilização eficiente da energia produzida por fontes renováveis e variáveis, a promoção da segurança energética, ou o desenvolvimento de novos modelos de negócio, a mobilidade elétrica tem um papel estratégico para consecução dos objetivos do *European Green Deal*.

A proposta, embora apresentada como promotora de eficiência, revela limitações estruturais importantes na sua implementação prática. Apesar de, aparentemente, incentivar a gestão eficiente da potência contratada e facilitar a implementação de soluções como autoconsumo e sistemas de armazenamento, mantém restrições significativas que limitam o seu potencial benefício.

Especificamente, **os OPC, mesmo que invistam em sistemas de baterias ou instalações de autoconsumo para otimizar os custos de potência, continuam impedidos de comercializar diretamente a energia aos utilizadores finais.** Esta limitação cria um paradoxo onde os investimentos em eficiência energética e sistemas de armazenamento, embora tecnicamente possíveis, têm uma capacidade limitada de amortização, uma vez que os benefícios económicos não podem ser diretamente transferidos para os utilizadores finais através de tarifas mais competitivas.

Esta restrição não só diminui o incentivo real ao investimento em soluções novas e/ou mais eficientes, como também limita o potencial de redução de custos para os utilizadores finais.

Note-se que, no âmbito da Consulta Pública promovida pela Autoridade da Concorrência, a ERSE indica que “(...) entende que a venda de produção local deve ser feita diretamente pelo OPC aos UVE, e integrada no serviço de carregamento.”. Este entendimento não nos parece estar refletido nesta proposta.

2.2.12. Entrada em Vigor

Finalmente, alertamos que o prazo de três meses proposto para entrada em vigor desta alteração não é suficiente para incorporar as necessárias alterações, mesmo considerando uma visibilidade total sobre a proposta de alteração do modelo.

De facto, o setor da mobilidade elétrica assenta numa estrutura contratual complexa e interdependente, estabelecida desde o início da atividade. Esta estrutura engloba uma série de relações contratuais que se estendem desde o ORD até ao utilizador final, passando por comercializadores, OPC e proprietários de espaços. A alteração proposta não se limita a uma simples modificação tarifária, mas **implica uma reestruturação profunda de toda esta cadeia contratual.** Cada contrato existente precisará ser revisto e renegociado, considerando as novas condições de faturação e distribuição de custos. Este processo é particularmente complexo porque será necessário definir novas formas

de partilha de custos e receitas com centenas de titulares dos pontos de entrega RESP. Pelo que, **o prazo de três meses proposto revela-se manifestamente insuficiente para executar esta reestruturação de forma adequada e segura, prevendo-se que um período inferior a 12 meses não seja plausível.**

No âmbito de Sistemas de Informação, **a implementação desta alteração regulatória exige uma transformação significativa para todos os intervenientes do setor.** Será necessário proceder a modificações nos sistemas de faturação, que atualmente estão configurados para processar as TAR ME de forma específica. Além disso, os sistemas de comunicação entre operadores precisarão ser adaptados para refletir os novos fluxos de informação e responsabilidades. **Os sistemas de reporte regulatório, fundamentais para a transparência do setor, necessitarão igualmente de adaptações substanciais.** A experiência mostra-nos que o desenvolvimento, teste e implementação destas alterações sistémicas requer mais de 3 meses, considerando a necessidade de garantir a robustez e fiabilidade dos sistemas.

A proposta em análise representa também uma alteração fundamental na estrutura de custos dos operadores do setor da mobilidade elétrica. Esta mudança obriga a uma **revisão completa dos modelos de pricing e das estratégias comerciais atualmente em vigor.** Os operadores necessitarão de reavaliar a viabilidade económica das suas operações face ao novo enquadramento, desenvolver novos modelos de partilha de risco e, potencialmente, redesenhar as suas ofertas comerciais. **A adequada implementação destas mudanças requer um período de análise, planeamento e execução substancialmente superior aos três meses propostos.**

Assim, considerando a complexidade e profundidade das alterações necessárias, caso esta proposta seja aprovada pela ERSE recomenda-se:

- A extensão do período de implementação para 12 meses; e
- O estabelecimento de um período de contingência para resolução de situações excecionais.

2.2.13. Conclusão

Em suma, considerando todos os aspetos analisados, a EDP recomenda que a revisão das TAR ME seja efetuada num momento mais oportuno, e integrada num processo mais amplo de revisão do modelo organizativo da mobilidade elétrica. Sublinhamos ainda a necessidade de um prazo de implementação adequado, que permita a adaptação de todos os intervenientes, bem como uma avaliação holística dos impactos e dos riscos identificados.

3. Clarificações da Redação do Articulado do RT

No respeitante às clarificações da redação do articulado do RT, **a EDP concorda com as alterações propostas.**