



Consulta pública n.º 135:

Proposta de regulamentação do regime jurídico da mobilidade elétrica (Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto)

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Comentários gerais	3
2.1.	Submetering aplicado à mobilidade elétrica	6
2.1.1.	Tarifas de Acesso às Redes, Potência Contratada e a Energia Reativa	7
2.1.2.	Acesso a dados quarto-horários.....	9
2.1.3.	Interrupções de serviço	10
2.1.4.	Participação em Autoconsumo	11
2.2.	O papel dos OPC nos mercados de eletricidade	14
2.3.	Carregamento Bidirecional	15
2.4.	Qualidade de serviço técnica	16
3.	Comentários específicos.....	16
3.1.	Artigo 34.º Período de regulação	16
3.2.	Artigo 93.º-C Transparência de preços Unidades Físicas	16
3.3.	Artigo 93.º-E Informação pública	17
3.4.	Aditamento ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados	17
3.5.	Art.6.º — Entrada em vigor	18

1. Enquadramento

Nos últimos anos, a mobilidade elétrica tem registado um crescimento expressivo em Portugal, refletindo-se na expansão da rede de carregamento e no aumento significativo do número de veículos elétricos em circulação. Atualmente, existem cerca de 7.000 pontos de entrega do setor elétrico com postos de carregamento, somando 13.377 pontos de carregamento públicos e 3.336 de acesso privativo, ligados à rede de mobilidade elétrica¹. Em paralelo, circulam cerca de 357 mil veículos elétricos no país, dos quais 58% são totalmente elétricos e o restante híbridos plug-in. Este desenvolvimento acelerado impõe novos desafios técnicos, regulatórios e operacionais, que exigem a adaptação do enquadramento legal e regulamentar.

O Regulamento (UE) 2023/1804, de 13 de setembro (Regulamento AFIR), introduziu metas obrigatórias, especificações técnicas e regras de prestação de serviços de carregamento, promovendo o carregamento inteligente, bidirecional e *ad-hoc*, bem como a transparência na disponibilização de dados. Em resposta, o Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, estabeleceu um novo regime jurídico da mobilidade elétrica (RJME), eliminando a gestão centralizada da rede, criando a Entidade Agregadora de Dados para a Mobilidade Elétrica (EADME) e alinhando o quadro nacional com o AFIR. Prevê-se um regime transitório até 31 de dezembro de 2026 para permitir a adaptação dos agentes do setor.

Dando cumprimento ao prazo legal para aprovar as alterações regulamentares necessárias, a ERSE elaborou propostas de revisão do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (GMLDD), que agora coloca em consulta pública.

Neste contexto, o Grupo EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública.

2. Comentários gerais

Comentário geral introdutório

A ERSE vem propor a coexistência de quatro diferentes tipologias de ligação elétrica dos pontos de carregamento (PC) à rede elétrica de serviço público (RESP) que permitem o carregamento elétrico, a saber:

¹ Dados disponibilizados na página de internet da MOBI.E, a 17 de novembro de 2025.

- **Tipologia 1: PC ligados a instalações de consumo exclusivas para a mobilidade elétrica.** Neste caso, dispondo o Operador de Pontos de Carregamento (OPC) de um Código de Ponto de Entrega (CPE) autónomo e de contadores para a mobilidade, não se levantam questões regulatórias impactantes, tendo o OPC plena autonomia na gestão dos respetivos fluxos energéticos (cf. Figura 2-1 do Documento Justificativo).
- **Tipologia 2: PC ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica.** Neste caso, o OPC não dispõe de um CPE autónomo, nem de um ponto de ligação interno (*submetering*). (cf. Figura 2-2 do Documento Justificativo)

Tal como hoje acontece, o PC estará ligado ao CPE geral do titular da instalação de consumo, dispondo o OPC apenas de contadores da mobilidade para efeitos de segregação de consumos. O OPC fica na total dependência do CPE da instalação de consumo principal e não terá autonomia na gestão dos seus fluxos energéticos (e.g., não poderá contratar autonomamente a energia a fornecer).

- **Tipologia 3: PC ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica,** mas com ligação elétrica autónoma e com contrato próprio para fornecimento de energia ao PC. Neste caso, o OPC dispõe de um CPE autónomo para a mobilidade elétrica (tal como na tipologia #1), apesar de existir também um CPE para a instalação de consumo geral ao qual o PC está associado. (cf. Figura 2-3 do Documento Justificativo).

Assim, do ponto de vista do setor elétrico, existem duas instalações de utilização distintas, em que cada titular de contrato de fornecimento se relaciona com o seu comercializador de energia elétrica no ponto de medição respetivo, localizado na fronteira com a RESP.

Nesta situação (tipologia 3), já hoje implementada em determinados clientes da EDP Comercial, entende a EDP que não se levantam questões regulatórias impactantes, tendo o OPC plena autonomia na gestão dos respetivos fluxos energéticos, por dispor de um verdadeiro CPE próprio.

Contudo, a experiência no terreno tem demonstrado a existência de alguns constrangimentos na implementação desta solução com a amplitude desejada, dando como exemplos: i) o processo para a obtenção de um novo CPE, particularmente para a mobilidade elétrica é atualmente longo e oneroso, face a outras alternativas; e ii) por vezes, existem limitações de espaço nas instalações do cliente e dificuldades em garantir um acesso adequado do PS a partir da via pública.

Assim, entende a EDP que o novo modelo de mobilidade elétrica, que não contempla a separação entre o setor elétrico e da mobilidade elétrica, deve ser acompanhado de regulamentação técnica por parte da DGEG, em coordenação com o ORD, crucial para viabilizar o estabelecimento de novos pontos de entrega dedicados à

Mobilidade Elétrica (adicionais ao que alimenta o quadro de serviços comuns), no caso dos espaços privados comuns dos edifícios, alimentando um quadro de mobilidade elétrica (QME). Esta solução poderá oferecer várias vantagens para além da simplificação administrativa, como o aumento da eficiência energética ou uma redução de custos, ao permitir economias de escala para os utilizadores.

A este respeito a EDP considera fundamental criar uma solução expedita 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. Adicionalmente, a EDP defende a necessidade e a urgência de um **processo de licenciamento dedicado e simplificado** para as infraestruturas de mobilidade elétrica, visando acelerar a expansão da rede e garantir previsibilidade aos operadores, permitindo ao titular do sub-CPE uma escolha viável das alternativas regulamentares apresentadas.

- **Tipologia 4: PC ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, sem ligação autónoma (i.e., sem CPE próprio, tal como na tipologia #2), mas com ponto de medição interno (*submetering*) e contrato próprio para fornecimento de energia ao posto de carregamento, novidade na proposta da ERSE. (cf. Figura 2-4 do Documento Justificativo)**

Neste caso, permite-se que o OPC, mesmo na ausência de um CPE autónomo, possa requerer a instalação de um ponto de medição interno autónomo (*sub-CPE*), associado ao CPE da instalação principal. Esta proposta tem subjacente a possibilidade de autonomização do OPC/DPC relativamente à instalação de consumo, permitindo a escolha de um comercializador para o abastecimento dos carregamentos elétricos.

A existência deste ponto de mediação interno autónomo aumenta a autonomia do OPC na gestão dos seus fluxos energéticos, designadamente na contratação de um comercializador. Contudo, mesmo nesta opção, o OPC ficará sempre dependente do CPE principal, designadamente em questões como interrupção do serviço/redução de potência (o que apenas não acontece nas tipologias #1 e #3 acima, por existir um CPE próprio do OPC).

Esta tipologia suscita um conjunto de questões que a EDP sugere que seja colocada em discussão, conforme abaixo explanado neste documento.

Por outro lado, a ERSE indica que o tipo de ligações (tipologias 2, 3 e 4 acima identificadas) pode também ser utilizado em espaços que tenham acesso privativo (como é o caso de moradias ou condomínios). Porém, como é reconhecido pelo próprio Regulador, a experiência de aplicação do anterior regime jurídico permite concluir que as reclamações mais frequentes por parte dos utilizadores se referem à

dificuldade na instalação de pontos de carregamento em condomínios (entre outros temas), pelo que permanece necessário clarificar os procedimentos para simplificação dos processos nos condomínios.

2.1. *Submetering* aplicado à mobilidade elétrica

No que concerne aos pontos de carregamento em instalações de consumo que não exclusivas para a mobilidade elétrica, o regime jurídico anterior ao Decreto-Lei n.º 93/2025, bem como o regime transitório previsto neste decreto, possibilitam a separação dos consumos relacionados à mobilidade elétrica (ME) dos demais consumos (NME). Dessa forma, a regulamentação em vigor estabelece as regras necessárias para que os encargos associados ao consumo ME e NME sejam tratados de forma individual e refletindo de forma adequada os comportamentos de consumo de cada setor, nomeadamente o setor elétrico e o setor da mobilidade elétrica.

A EDP reconhece como muito positivo o facto de o novo regime jurídico da mobilidade elétrica, previsto no Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, estabelecer um maior alinhamento com o Regulamento AFIR, eliminando a gestão centralizada e a figura dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) e permitindo que o OPC possa prestar um serviço de carregamento aos utilizadores finais. Vê também como positivo a previsão de condições que asseguram ao OPC (ou DPC) o direito de escolher livremente o comercializador em pontos de carregamento conectados a instalações partilhadas, exigindo um contrato distinto daquele associado à RESP.

Efetivamente, o Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto², exige que os OPC assegurem o fornecimento de energia para os seus pontos de entrega, que inclui os pontos de carregamento. Para tal, os OPC têm a obrigação de contratar energia e podem fazê-lo através da celebração de contratos de aquisição com comercializadores. Adicionalmente, o diploma prevê que, para pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para mobilidade elétrica, deve ser possível a definição de pontos de medição, de pontos de fornecimento e de códigos de pontos de entrega autónomos e independentes da instalação de consumo principal, em termos a regulamentar pela ERSE.

Neste contexto, a ERSE reconhece que a implementação desta solução exige adaptações técnicas e processuais, como por exemplo a instalação de pontos de medição, mudança de comercializador, faturação de acesso às redes e gestão de dados. Como refere no documento justificativo, o tema da celebração de contratos de fornecimento em pontos de medição internos foi objeto de análise e de discussão no quadro do recente processo de reformulação do GMLDD do setor elétrico (Consulta Pública n.º 130), tendo referido que era sua intenção aguardar a transposição para o ordenamento jurídico nacional da Diretiva

² Cf.n.º 4 do art.º 9.º; al. m) do n.º 1 do art.º 13.º e n.º 3 do art.º 24 do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto.

(UE) 2024/1711, de 13 de junho, e só depois refletir a “livre escolha do comercializador” na regulamentação geral. Contudo, o Decreto-Lei n.º 93/2025 antecipou essa regulamentação para a mobilidade elétrica.

Sendo ainda de salientar que o tema do *submetering* segue em discussão a nível europeu (e.g., *Citizens Energy Package, Data Access and Interoperability Implementing Acts*), procurando soluções equilibradas e harmonizadas entre os Estados-Membros, pelo que se recomenda cautela nas medidas que possam ser hoje adotadas, ainda que no âmbito da Mobilidade Elétrica, de forma a não comprometer futuras soluções para a implementação de *submetering* e evitar custos acrescidos para o sistema.

Não obstante, importa desde já destacar que, neste âmbito, há pontos que devem ser melhorados para que o setor da mobilidade elétrica possa tirar o maior partido do novo modelo.

Assim, considera-se essencial **assegurar a plena autonomia e independência para os pontos de medição internos (sub-CPE)**, conforme previsto na lei. A implementação desta solução deve abranger a metodologia de faturação da potência contratada, garantindo que esta não seja imputada ao titular do CPE principal, e permitir que os agentes da mobilidade elétrica, incluindo os OPC, possam escolher livremente as opções tarifárias, períodos horários e ciclos mais adequados aos seus modelos de negócio. A EDP entende que esta medida reforça a transparência na alocação de custos e promove um quadro regulatório mais justo e competitivo. Contudo, a EDP considera que esta possibilidade deve contemplar a situação em que o titular do sub-CPE é um OPC (titular distinto do CPE), de forma a evitar que, nos casos em que tanto o CPE como o sub-CPE pertençam ao mesmo titular, a situação mencionada anteriormente resulte apenas numa vantagem tarifária obtida pela transferência de carga entre dois pontos de medição.

Nesse sentido **recomenda-se que a ERSE reavalie a proposta apresentada** para contemplar as preocupações acima elencadas, tendo em vista a autonomia dos sub-CPE e a liberdade de escolha tarifária pelos agentes do setor.

2.1.1. Tarifas de Acesso às Redes, Potência Contratada e a Energia Reativa

Relativamente às tarifas de acesso às redes (TAR), a regulamentação atual, através da aplicação das tarifas de acesso à rede para a mobilidade elétrica (TAR ME), viabiliza que o termo de potência associado ao CPE considere exclusivamente os consumos NME da instalação. Assim, o termo de potência relativo ao consumo NME permanece inalterado pelos consumos de ME, exceto em situações de falha ou atraso na comunicação destes consumos, caso em que os valores de ME não serão contemplados pelo ORD para fins de segregação e continuarão alocados ao CPE da instalação elétrica que abastece o ponto de carregamento

A ERSE destaca a importância de definir regras claras para o funcionamento e pagamento dos custos de acesso às redes, tanto para consumos na fronteira com a RESP quanto para os pontos internos de medição. E procede a um enquadramento mais detalhado em relação às TAR para o caso de PC ligados através da tipologia #4 acima detalhada e desconectados da Mobi.E, tendo em conta a especificidade elétrica do *submetering*.

A este respeito, a ERSE propõe que nas instalações de consumo, a faturação das TAR siga o modelo atual, com as devidas adaptações, i.e., o ORD fatura ao comercializador CSE 1 (associado ao CPE): (i) a potência contratada, apurado com base na medição no ponto de entrega com ligação à RESP; (ii) a energia reativa (quando aplicável); (iii), a energia ativa e a potência em horas de ponta resultantes da diferença entre os diagramas de carga medidos na fronteira entre a instalação de consumo e a RESP e os diagramas de carga apurados nos pontos internos de medição dos consumos dos OPC/DPC, estabelecendo-se que faturação da potência contratada decorre de forma idêntica à das restantes instalações de consumo do setor elétrico, aplicando-se as regras previstas no artigo 42.º do RT.

No caso de faturação das TAR relativas ao ponto de medição interno, instalado pelo ORD, o processo distingue-se:

- o ORD fatura ao CSE 2 (responsável pelo fornecimento ao OPC) apenas a energia ativa e a potência em horas de ponta, **sem incluir potência contratada nem energia reativa**.
- As condições tarifárias aplicadas no ponto interno devem corresponder às da instalação de consumo, incluindo tensão de fornecimento, opções tarifárias, ciclos de faturação e períodos horários, garantindo assim uniformidade na aplicação das tarifas, mesmo existindo medição autónoma para a mobilidade elétrica.

Estas disposições regulamentares estabelecem que, por um lado, **o titular do CPE assume integralmente a responsabilidade pela potência contratada e pela energia reativa**, independentemente da origem dos consumos associados, e por outro lado, **o comercializador do CPE assume todo o risco de crédito** associado a essas componentes.

A EDP defende que nesta situação, onde podem coexistir várias relações comerciais distintas entre CPE e sub-CPE, **a regulamentação deve separar claramente as responsabilidades dos titulares, evitando imputações arbitrárias entre titulares e alinhando os encargos aos consumos reais e ao nível de risco específico de cada comercializador**. Salienta-se que, já na Consulta Pública n.º 123 se mencionava que atribuir os custos de potência ao titular do CPE poderia criar desafios e complexidades maiores do que os benefícios, nomeadamente quando este não é o OPC.

A ERSE justifica que a proposta “permite ultrapassar as dificuldades recorrentes de faturação da componente da potência contratada no referencial da instalação de consumo

onde estão integrados os pontos de carregamento de ME”, mas na verdade, **esta proposta vem normalizar uma situação anómala e com impacto na relação comercial entre as partes que atuam no setor elétrico e no setor da mobilidade elétrica.**

A este respeito, **importa salientar que as situações que geravam problemas para a correta imputação da componente da potência contratada no referencial da instalação de consumo serão minimizadas** por duas vias:

1. o equipamento de medição (EM) no sub-CPE será instalado, explorado, gerido e operado pelo ORD, e terá requisitos técnicos e metrológicos idênticos aos pontos de ligação à RESP, permitindo uma maior sincronização entre os EM; e
2. a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) deixa de estar a atuar como intermediária no processo, evitando possíveis falhas ou atrasos na prestação de informação.

Pelo exposto, a EDP sustenta que o termo de potência deve ser faturado pelo ORD individualmente a cada titular dos pontos de entrega, refletindo a efetiva disponibilidade solicitada à rede para cada consumo. Nessa perspetiva, ao titular do sub-CPE cabe a faturação da potência medida segundo o respetivo diagrama de carga, enquanto ao titular do CPE deverá ser faturada a potência correspondente à diferença entre o diagrama de carga do CPE e o do sub-CPE.

Importa referir que a potência requisitada da instalação de utilização deve dispor de capacidade para o consumo agregado da mobilidade elétrica e dos restantes consumos, sendo da responsabilidade dos titulares do CPE e do sub-CPE a gestão e otimização dessa mesma capacidade, que não deverá ser ultrapassada.

Adicionalmente, refira-se que em aproximadamente 2/3 das instalações atuais, o titular do ponto de ligação à RESP não coincide com o OPC, pelo que será expectável uma forte adesão à tipologia de *submetering*. Pelo que, para além do que já foi referido, **a proposta apresentada pela ERSE obrigaría a estabelecer mecanismos de regularização financeira entre as partes, introduzindo processos operacionais e administrativos onerosos cujos custos inevitavelmente recairão sobre o utilizador final.**

2.1.2. Acesso a dados quarto-horários

No que concerne aos pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, a ERSE propõe que “o operador de rede deve disponibilizar ao titular do contrato de fornecimento do ponto de ligação à rede pública os saldos quarto-horários registados no equipamento de medição instalado nesse ponto, assim como os saldos quarto-horários registados no equipamento de medição instalado no ponto de medição interno.”

A este respeito, a EDP concorda com a proposta apresentada, mas destaca que o articulado deve deixar claro que, na situação de haver mais do que um sub-CPE na instalação de utilização, os saldos quarto-horários devem ser enviados de forma individual por sub-CPE e não de forma agregada, pois essa informação é fundamental para a gestão da instalação.

Por outro lado, a EDP defende **que a regulamentação devia prever, igualmente, o acesso integral pelo titular do sub-CPE aos dados de medição associados ao equipamento correspondente** (energia ativa, potência e perfil horário), sugerindo que o ORD disponibilize o diagrama de carga do sub-CPE ao titular do contrato de fornecimento do ponto de medição interno.

Importa salientar que **estes dados são cruciais para gestão de carga e otimização operacional**. A ausência de acesso colocaria os OPC em desvantagem face a outros agentes.

2.1.3. Interrupções de serviço

No documento justificativo desta consulta, a ERSE refere que relativamente aos pontos de entrega internos, no caso de incumprimento de pagamento pelo cliente no ponto de entrega interno (OPC/DPC), perspetivam-se como possíveis duas opções:

- i. Aplicar ao ponto de entrega interno o mesmo procedimento que a qualquer outro, incluindo redução de potência (em BTN) e possível interrupção de fornecimento, cumprindo os prazos de pré-aviso previstos no RRC.
- ii. Não aplicar redução de potência nem corte no ponto interno, sendo os consumos faturados ao titular do contrato ligado diretamente à RESP; em caso de incumprimento deste titular, o operador deixaria de separar os consumos.

No entanto, ponderados os prós e contras de cada uma das opções, a ERSE considera preferível tratar o ponto de entrega interno como todos os restantes pontos de entrega, aplicando-se o previsto no RRC. A EDP concorda com a posição da ERSE, não só porque a segunda opção obrigaria a alterações aos procedimentos dos operadores de rede, com impacto nos seus sistemas, mas também porque essa opção teria várias repercussões no relacionamento comercial associado ao CPE.

Não obstante, a EDP propõe que, visando maior transparência, **o tratamento dos casos de incumprimento de pagamento pelo cliente no ponto de entrega interno (OPC/DPC) seja incorporado no articulado do RME**. Adicionalmente, sugere-se que a regulamentação clarifique:

- que a atuação no CPE só é justificável **quando não for possível interromper o sub-CPE localmente**, devendo o titular do CPE na fronteira com a RESP ser previamente avisado dessa ação;

- que ao ponto de entrega interno o procedimento para a interrupção preveja a redução de potência do sub-CPE, no caso em que a instalação de utilização seja BTN; e
- a possibilidade do operador de rede possa vir a instalar a interrupção remota nas instalações de utilização não BTN.

2.1.4. Participação em Autoconsumo

O novo RJME permite que instalações com pontos de carregamento de veículos elétricos e UPAC utilizem a produção interna para abastecimento direto desses pontos, sem necessidade de formalidades adicionais. Além disso, possibilita receber energia de autoconsumo coletivo partilhada por outra instalação e utilizá-la quer para consumo próprio, quer para carregamento de veículos elétricos.

No entanto, a ERSE refere que embora o cenário base esteja definido e não exija regulamentação adicional — tratando o ponto de carregamento como qualquer outro ponto de consumo — o novo modelo contempla também situações em que exista segregação de consumos internos especificamente para a mobilidade elétrica. Nestes casos, é necessária uma análise e acompanhamento mais detalhados, dada a sua complexidade e implicações operacionais.

Neste âmbito, a ERSE propõe alterar o Regulamento de Autoconsumo (RAC), estabelecendo que os pontos de entrega da mobilidade não podem participar em comunidades de energia, nem vender excedentes à rede, devendo esses excedentes ser alocados à instalação principal.

Efetivamente a ERSE vem indicar que “*a instalação principal é a única que pode aceder à partilha de energia em autoconsumo (coletivo) ou ser titular de excedentes injetados na rede*” e que “*existindo um excedente líquido da instalação de utilização, esse excedente é atribuído ao titular da instalação principal, para efeitos de venda em mercado ou para participação em autoconsumo coletivo*”.

Isto é, propõe a ERSE que o *submeter* não tenha autonomia jurídica para efeitos de participação em esquemas de autoconsumo coletivo/CER, uma vez que tal só será alcançado com um verdadeiro CPE autónomo do OPC. Em relação ao *submeter*, sugere que não lhe seja vedada a possibilidade de autoconsumo, podendo fazê-lo a título individual e não coletivo, com partilha do excedente apenas com o CPE da instalação elétrica principal. A ERSE justifica esta opção com a complexidade de implementação de uma solução alternativa que garanta a plena autonomia ao *submeter* para participação em esquemas de autoconsumo coletivo.

A EDP defende que **esta restrição inibe a integração entre mobilidade elétrica e produção renovável local**, contrariando os recentes desenvolvimentos legislativos, que visam reforçar

o apoio às renováveis, clarificar autoconsumo e partilha de energia, e assegurar transparência e equidade no acesso às redes.

De acordo com o Documento Justificativo, a intenção do Regulador é que este novo enquadramento legal permita implementar, de imediato e sem desenvolvimentos regulamentares significativos, a utilização de energia partilhada em autoconsumo e em comunidades, bem como armazenamento local, transferindo esse benefício diretamente para os UVE. **Todavia, ao impedir que o sub-CPE da mobilidade aceda à energia partilhada em autoconsumo, a proposta da ERSE acaba por limitar significativamente o alcance deste objetivo**, uma vez que o ponto de carregamento, local onde o UVE consome a energia, fica impedido de beneficiar da produção renovável local ou da energia partilhada pela comunidade. Na prática, esta limitação irá criar barreiras ao restringir a capacidade do novo enquadramento gerar poupança, eficiência e integração renovável no carregamento de veículos elétricos, comprometendo benefícios diretos aos UVE.

Cumpre salientar que Diretiva das Energias Renováveis (RED III) reforça precisamente a **necessidade de remover barreiras à participação de pequenos sistemas, incluindo veículos elétricos**, nos mercados de eletricidade. A Diretiva estabelece que os Estados-Membros devem assegurar que as infraestruturas de carregamento possam ser usadas de forma eficiente, permitindo a prestação de serviços de flexibilidade, a gestão de congestionamentos e a oferta de serviços de compensação através de agregação, sem discriminação nem encargos administrativos desproporcionados.

Assim, para cumprir os objetivos da RED III, torna-se essencial garantir que também os sub-CPE dedicados à mobilidade possam integrar mecanismos de autoconsumo e participar na venda de excedentes. Sem essa possibilidade, a mobilidade elétrica fica impedida de contribuir plenamente para a resposta da procura, para o carregamento inteligente e para a integração eficiente da energia renovável, elementos centrais da estratégia europeia de descarbonização e da transformação do sistema energético.

Face ao exposto, considera-se que o sub-CPE da mobilidade deve poder:

- **participar diretamente em regimes de autoconsumo coletivo ou comunidades de energia**, em igualdade de condições com qualquer outro CPE;
- **vender excedentes de energia produzidos localmente** (fotovoltaica, por exemplo), incluindo energia recuperada via V2G ou armazenamento estacionário, com acesso ao mercado ou à rede em condições não discriminatórias.

Permitir esta integração alinha Portugal com as melhores práticas europeias de *smart charging* e *energy sharing* e gera benefícios diretos para o sistema e para os consumidores do:

- Maximizar o aproveitamento da produção renovável local, integrando-a com carregamento de veículos elétricos e armazenamento, reduzindo perdas e melhorando o desempenho energético das instalações;
- Reforçar a sustentabilidade económica e ambiental das infraestruturas permitindo um melhor aproveitamento dos recursos. O consumidor passa a ter acesso a energia mais competitiva, reduzindo os custos de apropriação associados ao carregamento. Entende a EDP que a limitação proposta pela ERSE não só desincentiva investimentos em soluções de autoconsumo, como também compromete a eficiência económica e ambiental das infraestruturas de carregamento, podendo agravar custos para os utilizadores e reduzir a competitividade do setor;
- Reduzir a dependência da rede em períodos de pico, ao mobilizar consumos e capacidades de armazenamento localmente, alinhado com os objetivos de flexibilidade e eficiência da RED III.

Cumpre notar que se os OPC forem impedidos de beneficiar de autoconsumo, o estímulo económico para recorrerem a esta solução será significativamente reduzido, com impactos na transição para o modelo de mobilidade elétrica que se pretende alcançar:

- **Redução de custos energéticos**, com impacto direto no preço final ao utilizador;
- **Maior penetração de renováveis**, alinhada com os objetivos nacionais e europeus de descarbonização;

Face ao exposto, recomenda-se que a ERSE reformule a proposta, substituindo a proibição por um regime que permita a integração segura e eficiente da mobilidade elétrica com a produção renovável local, potenciando benefícios sistémicos e económicos com impacto direto nos consumidores e promovendo um modelo energético mais sustentável e resiliente.

Proposta de alteração aos artigos 7.º e 28.º do Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho:

Artigo 7.º

1 - *No caso de instalações com pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, o acesso à partilha de energia através da participação em autoconsumo refere-se **unicamente** ao ponto de entrega relativo ao ponto de ligação à rede pública, bem como ao ponto de entrega interno no caso da existência de um contador interno (submeter).*

2 - *O número anterior não prejudica o direito à instalação de UPAC a jusante do ponto de medição interno, existente para segregação dos*

consumos da mobilidade elétrica, devendo ser devidamente caracterizada no registo da UPAC.

3 - Nas instalações referidas no presente artigo, os excedentes injetados na rede **podem ser** atribuídos ao ponto de entrega relativo ao ponto de ligação à rede pública, **bem como ao ponto de entrega interno**.

Artigo 28.º

[...]

12 -No caso de instalações com pontos de medição internos de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, a partilha com coeficientes proporcionais ao consumo considera a energia ativa atribuída ao ponto de medição da ligação à rede pública, descontada do consumo de energia ativa no ponto de medição interno.

2.2. O papel dos OPC nos mercados de eletricidade

A evolução tecnológica e regulatória está a aproximar os carregadores elétricos de funções tradicionalmente reservadas a agentes do setor elétrico, como a gestão ativa da procura e a prestação de serviços de flexibilidade. Esta integração é potenciada por soluções como carregamento inteligente, armazenamento estacionário e tecnologias V2G (Vehicle-to-Grid), que permitem aos OPC não só fornecer energia, mas também contribuir para a estabilidade da rede.

O novo enquadramento legal, definido pelo Decreto-Lei n.º 93/2025, já prevê que os OPC possam contratar energia diretamente em mercados organizados ou através de agregadores, bem como recorrer à produção descentralizada em autoconsumo. Além disso, abre a possibilidade de prestação de serviços de flexibilidade local ao ORD, com regras a definir pela ERSE, o que poderá aumentar a liquidez dos mercados.

Esta abertura regulatória permitirá que os OPC se tornem agentes ativos na gestão da rede, oferecendo serviços como:

- Modulação da carga para reduzir picos de consumo.
- Armazenamento e injeção controlada de energia para apoiar a estabilidade do sistema.
- Participação em mercados de capacidade e serviços de sistema, diretamente ou via agregadores.

Os benefícios são claros: maior eficiência operacional, contribuição na gestão de congestionamentos face às necessidades verificadas pelo ORD e alinhamento com as melhores práticas europeias.

A ERSE refere no documento justificativo que, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) foi atualizado na sequência da Consulta Pública n.º 127 para introduzir novas regras que visam desenvolver os serviços de balanço, nomeadamente a reserva de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), entre outros. Entre as alterações, destacam-se as normas para a agregação de ativos de pequena dimensão (até 1MW), incluindo a participação da procura.

No âmbito destas regras, os veículos elétricos e os postos de carregamento são considerados ativos elegíveis para prestação de serviços, tal como instalações de armazenamento *behind-the-meter*, desde que devidamente qualificados. O MPGGS estabelece também a necessidade de centros de controlo de agentes de mercado para facilitar a integração destes ativos, assegurando o cumprimento dos requisitos técnicos exigidos.

No entanto, a EDP, apesar de reconhecer os avanços positivos da regulamentação nesta matéria, entende que **as disposições do MPGGS não viabilizam estas soluções, já que ficaram por definir os requisitos de habilitação das Unidades Físicas Agregadas** e os requisitos de registo permanecem pouco claros. Adicionalmente, a EDP defende que no caso particular das instalações *behind-the-meter*, a regulamentação devia estabelecer de forma clara os requisitos e as condições de operação destes ativos, permitindo dar uma maior segurança aos Agentes de Mercado para participar nos serviços de sistema com estes ativos.

Assim, para que este modelo seja viável, a EDP entende que **a regulamentação deve estabelecer regras transparentes para participação nos mercados, diretamente ou através de agregadores, assegurando interoperabilidade e proteção dos utilizadores, e definir de forma clara as responsabilidades entre OPC, agregadores e operadores de rede.**

2.3. Carregamento Bidirecional

O Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, estabelece [art.º 6.º] que os pontos de carregamento instalados ou renovados devem permitir o carregamento *ad hoc* e o carregamento inteligente, bem como, as normas de comunicação que apoiam o carregamento bidirecional nos termos do Regulamento AFIR.

No entanto, no documento justificativo, a ERSE refere que “(...) os novos pontos de carregamento instalados ou renovados após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 93/2025, já devem suportar, não só o carregamento inteligente, mas também as funcionalidades que permitem o carregamento bidirecional.”.

Embora este entendimento não pareça resultar em nenhuma alteração nesse sentido no articulado do novo RME, gostaríamos de salientar que esta posição extravasa o estabelecido no Decreto-Lei n.º 93/2025, bem como na AFIR. Em concreto, afirmar que os novos pontos de carregamento devem já suportar funcionalidades para carregamento

bidirecional excede o disposto nestes diplomas, que apenas estabelecem que “*devem permitir as normas de comunicação que apoiem o carregamento bidirecional*”.

2.4. Qualidade de serviço técnica

A proposta determina que no modelo em que os consumos dos pontos de carregamento estejam associados a um ponto de entrega de uma instalação de consumo ou que constituam uma instalação elétrica autónoma, aplicam-se as regras do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) como a qualquer outra instalação de consumo do setor elétrico. Contudo, no que diz respeito ao modelo de segregação de consumos da mobilidade elétrica, através de um contador interno, propõe-se clarificar que, para efeitos da qualidade de serviço técnica, o ponto de entrega considerado é definido pela interface física entre a RESP e a instalação do cliente.

A EDP concorda com a abordagem da ERSE, considerando que o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço técnica deve ser aplicável à instalação como um todo.

Não obstante, tendo em conta o comentário realizado no ponto 2.1.1. (segregação da potência entre CPE e sub-CPE), a EDP entende que para efeitos de compensações por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço, que tenham por base o valor de potência contratada, estas devem manter o seu apuramento sobre o valor máximo de potência verificado no CPE e não apenas sobre o valor da potência associado à instalação principal.

3. Comentários específicos

3.1. Artigo 34.º Período de regulação

O n.º 1 do artigo 34.º do RME dispõe que o período de regulação tem a duração de três anos e deverá preferencialmente coincidir com o período de regulação do setor elétrico.

A EDP entende que a **duração do período de regulação deve ser corrigida para 4 anos**, i.e., coincidente com a duração do período regulatório do SEN.

3.2. Artigo 93.º-C Transparência de preços Unidades Físicas

Este artigo estabelece que “*Os OPC e os PSME devem disponibilizar ao UVE, através de página de internet de acesso fácil e intuitivo, ou de aplicação móvel, informação que lhe permita o acompanhamento, em tempo real, do custo da sessão de carregamento.*”.

A este respeito, a EDP salienta que a disponibilização dos preços das sessões em tempo real, em particular as que são realizadas via Terminal de Pagamento Automático (TPA), poderá implicar uma complexidade técnica e custos elevados com impacto nos UVE. Neste caso, o TPA também pode ser utilizado para fazer essa disponibilização de informação.

Por este motivo, a EDP sugere que **esta disposição deverá estar circunscrita às sessões realizadas via app do OPC/PSME ou ad-hoc digital, ou não limitar os meios de**

disponibilização desta informação. Em alternativa, poder-se-á proceder à eliminação de “através de página de internet de acesso fácil e intuitivo, ou de aplicação móvel”, permitindo um maior grau de liberdade para a definição do meio de disponibilização de Informação.

Adicionalmente, dar nota que o cálculo em tempo real exige a integração entre i) sistemas do OPC/PSME (componentes: €/kWh, €/min, taxas fixas, *roaming*, etc); ii) leituras de potência/energia quase em tempo real (dados do contador do ORD ou do contador interno); e iii) eventuais componentes variáveis (ex.: tarifas horárias, promoções, *roaming*, etc). Inevitavelmente, **existem latências de comunicação, agregação e cálculo que tornam inviável a apresentação do custo da sessão de carregamento em tempo real.**

Face ao exposto, considera-se pertinente que o Regulador apresente uma fundamentação clara para esta obrigação, dado que esta extravasa o disposto no AFIR. A transparência e previsibilidade para os consumidores deve ser assegurada, evitando, contudo, medidas que possam implicar custos desproporcionados para os operadores.

Assim, conciliando os requisitos regulatórios da ERSE com as limitações técnicas e os custos de implementação, propõe-se o seguinte:

1. Apresentação de um preço *ad hoc* por kWh, incluindo eventuais taxas de ocupação expressa em preço por minuto, antes do início de uma sessão.
2. Apresentação clara e transparente de um preço final imediatamente no fim da sessão.

3.3. Artigo 93.º-E Informação pública

Este artigo estabelece que “Os PSME devem disponibilizar, na respetiva página de internet, a lista atualizada dos pontos de carregamento dos OPC com os quais detenham contrato válido.”

A EDP considera que para a disponibilização desta informação, o nível de conveniência será equivalente na página de internet ou na aplicação móvel. Acresce que, a utilização de serviços de roaming também poderá trazer volatilidade aos contratos ativos, sendo adequado que esta informação seja disponibilizada *in-app*.

Assim, sugere-se a alteração da disposição deste artigo como se indica a continuação:

Os PSME devem disponibilizar, na respetiva página de internet, ou aplicação móvel, a lista atualizada dos pontos de carregamento dos OPC com os quais detenham contrato válido.

3.4. Aditamento ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados

Na proposta de alteração ao GMLDD, a ERSE estabelece no n.º 1 do artigo 11.º-A, relativo aos pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, que o OPC ou o DPC, consoante aplicável, podem

solicitar ao respetivo operador de rede a constituição de um ponto de medição interno para segregação dos consumos desses pontos de carregamento.

A este respeito a EDP solicita a clarificação deste ponto, já que entende que cabe ao titular da instalação de utilização o pedido para a constituição de um ponto de medição interno à sua instalação. No entanto, consideramos que o titular da instalação de utilização poderá autorizar o OPC/DPC a realizar esse pedido, mediante um comprovativo.

3.5. Art.6.º — Entrada em vigor

A proposta de Regulamento, estabelece que “*O presente Regulamento entra em vigor seis meses após a data da sua publicação*”

A implementação do presente Regulamento acarretará um conjunto de **alterações significativas** com impacto na atividade dos agentes do setor, exigindo a adaptação dos respetivos processos e sistemas. É crucial que o período de preparação para estas mudanças seja devidamente acautelado.

Neste contexto, a EDP considera que o prazo proposto de 6 meses não será suficiente para proceder a todas as alterações, tanto pelos agentes como pelo ORD. Desta forma, sugerimos que a implementação dos sistemas seja realizada até ao dia 15 de novembro de 2026 e que os requisitos técnicos para o *submetering* sejam publicados até ao final de março de 2026, permitindo que os OPC procedam às adaptações necessárias, com o objetivo de ter as instalações preparadas aos novos sistemas. Assim, as situações de ME atuais que migrem para a ligação em *submetering* ficam salvaguardadas com a extinção da gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica, realizada pela EGME até ao final de 2026.