

CONSULTA PÚBLICA 135 - REGULAMENTAÇÃO DO REGIME JURÍDICO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

COMENTÁRIOS POWERDOT S.A.,

25.11.2025

1. INTRODUÇÃO

No âmbito da Consulta Pública 135, promovida pela ERSE, relativa à proposta de regulamentação do novo regime jurídico da mobilidade elétrica (Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto), apresentamos a nossa análise e contributos à proposta em discussão.

O nosso objetivo é colaborar na definição de um enquadramento regulatório claro, equilibrado e eficiente, que permita o desenvolvimento sustentável da mobilidade elétrica em Portugal. Consideramos essencial que o novo regime fomente a concorrência, simplifique processos e obrigações dos agentes do mercado, incentive a inovação e assegure a integração harmoniosa com as melhores práticas europeias, nomeadamente com o Regulamento de Infraestruturas para Combustíveis Alternativos (AFIR).

Acreditamos que a regulamentação deve apoiar a transição para modelos de negócio flexíveis, promover a eficiência na gestão da rede elétrica de serviço público e facilitar a utilização de produção local de energia por pontos de carregamento. Com esta análise, pretendemos contribuir para a criação de um quadro normativo dinâmico, transparente e orientado para o crescimento sustentável do setor da mobilidade elétrica em Portugal.

2. COMENTÁRIOS GERAIS À PROPOSTA E AO RESPECTIVO DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

2.1. Modelo Híbrido no Período de Transição

De acordo com o artigo 44.º, n.º 2 do Novo Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (“**Novo Regime**”):

“Os OPC com pontos de carregamento já instalados à data da entrada em vigor do presente decreto-lei devem comunicar, até 31 de dezembro de 2026, à entidade gestora da

plataforma referida no número anterior, se pretendem que todos ou alguns dos respetivos pontos de carregamento sejam desintegrados, sendo que, na falta desta comunicação, mantêm-se integrados.”

Neste contexto, entendemos que deve haver uma tomada de posição sobre a questão de saber se a desagregação apenas é necessária quando se pretende a exclusão total da integração na MOBI.E para todos os carregamentos a efectuar pelos carregadores ligados a um PTE e, neste sentido, se a manutenção da integração na MOBI.E não impede que haja simultaneamente integração directa do OPC com outros CEMEs/PSMEs e sessões desagregadas (“**Modelo Híbrido**”).

A Powerdot considera que não só o Novo Regime não proíbe o Regime Híbrido, como a interpretação lógico-sistemática que melhor corresponde à vontade legislativa e ao objectivo final do Novo Regime é a de que tal possibilidade não deve ser regulamentarmente limitada, com o objetivo de assegurar uma transição suave para o mercado desagregado previsto.

A Powerdot apoia-se nos seguintes argumentos:

1. **Eficiência e custo-oportunidade de impedir o Modelo Híbrido:** o Novo Regime prevê a futura cessação do papel central desempenhado pela MOBI.E, pelo que os CPOs passarão a interagir diretamente com os diferentes CEMEs/PSMEs num modelo desagregado. Nestes termos, é desejável que não se criem entraves administrativos à implementação das alterações técnicas necessárias para obter essa desagregação. Destaca-se, em especial, o facto de o modelo híbrido permitir:
 - a. minimizar custos para OPC e para o sistema, evitando intervenções técnicas desnecessárias;
 - b. assegurar que a migração ocorre sem queda de receitas associada a indisponibilidades ou limitações artificiais;
 - c. não exigir qualquer desenvolvimento, recurso tecnológico ou investimento adicional por parte da ERSE, uma vez que todos os desenvolvimentos necessários são assegurados pelo OPC;

- d. reduzir a carga administrativa da transição, permitindo o foco da ERSE na supervisão dos fluxos de dados já existentes.
2. **Mercado concorrencial e ausência de monopólio:** qualquer obstáculo a uma transição orgânica, que assegure a coexistência de um sistema centralizado e desagregado, irá concorrer para consolidar uma posição monopolista da MOBI.E já numa fase final de desagregação. Tal acontecerá por força dos efeitos de escala de rede (*networking effect*) de que a MOBI.E goza à data. Neste âmbito, os OPC e os CEME/PSME não terão incentivos a desagregar sob pena de poderem perder a base de procura atual, com impacto operacional e financeiro directo. Ao mesmo tempo, poderá estar a criar-se discriminação entre CEME/PSME assentes no seu nível de preparação técnica. Tais consequências não são desejáveis e contrariam os objetivos definidos no AFIR e no Novo Regime.
 3. **Neutralidade tecnológica da administração:** A possibilidade da adoção de um Modelo híbrido, em que um mesmo carregador pode simultaneamente processar sessões através da MOBI.E e através de integrações diretas CPO–CEME, deve ser assegurada quando o OPC estabelecer que a mesma é tecnicamente viável. A este respeito deverá ser tido em conta que a lei estabelece um princípio de neutralidade tecnológica, pelo que, no contexto da mobilidade elétrica, este princípio significa que não se deve impedir os OPC de utilizarem diferentes modelos de integração — incluindo o Modelo Híbrido — sempre que estes assegurem a interoperabilidade, a continuidade de serviço e a proteção do consumidor. Impor um modelo exclusivo por carregador constituiria uma restrição tecnológica não necessária nem proporcional face aos objetivos da lei.
 4. **Consolidação do ecossistema da mobilidade elétrica:** é no interesse dos utilizadores de veículos elétricos, dos OPC e dos CEME/PSME que não sejam criados quaisquer impedimentos regulamentares à existência do Modelo Híbrido. De outra forma, coloca-se a necessidade de efectuar a migração faseada de cada carregador, afetando a disponibilidade do mesmo para os utilizadores e para certos CEME/PSME, o que terá impactos na receita gerada pelos OPC e pelos CEME/PSME, bem como na acessibilidade universal desejável. Ao mesmo tempo, estar-se-á a introduzir distorções concorrenciais

entre CEME consoante o grau de prontidão tecnológica. Assim, importa sublinhar que o Modelo Híbrido permite assegurar a:

1. continuidade de serviço, sem paragens para migrações;
 2. ausência de impacto na procura ou na receita do OPC durante o período transitório;
 3. manutenção da experiência do utilizador do veículo elétrico, que continua a poder carregar em qualquer ponto;
 4. redução de incidentes operacionais decorrentes de mudanças de regime;
 5. adoção faseada e natural, acompanhando o momento em que cada CEME/PSME conclui a sua integração bilateral.
5. **Viabilidade técnica:** o Modelo Híbrido é compatível com a infraestrutura já instalada, sendo possível que o mesmo carregador processe fluxos integrados e desagregados sem alterações físicas, reduz a necessidade de frequentes reconfigurações que ocorreriam com o modelo exclusivo e assegura interoperabilidade contínua enquanto coexistirem CEMEs nos dois modelos. Ao mesmo tempo, a existência do Modelo Híbrido não requer desenvolvimento tecnológico adicional por parte da ERSE ou da MOBI.E.
6. **Interesses legalmente protegidos:** A viabilização do Modelo Híbrido não gera danos nem lesões nos interesses legalmente protegidos, pelo que qualquer limitação seria desproporcional. Não acarreta custos adicionais significativos para a ERSE ou para o sistema, pois eventuais adaptações operacionais são assumidas pelos OPCs, sem impactar a Entidade Reguladora. Do ponto de vista da complexidade, o regime é plenamente compatível com a proposta de RME em análise, sem necessidade de alterações estruturais na ERSE. Qualquer complexidade técnica recai exclusivamente sobre os OPCs e CEME/PSME, de forma voluntária, enquanto a operação a jusante (ligação à Mobi-e e processamento de carregamentos em CEME e CPE) permanece inalterada. As adaptações a montante visam apenas direcionar sessões conforme lógica de negócio que prioriza ligações P2P existentes, e os CEME necessitam apenas integrar-se numa nova “network”, trabalho que seria realizado até janeiro de 2027. Por sua vez, a eventual inadmissibilidade do Modelo Híbrido prejudica o mercado, atrasando a transição gradual para o novo regime, e acarreta prejuízos

diretos aos UVEs, manifestados em incerteza e dificuldade de acesso aos pontos de carregamento, podendo comprometer a eletrificação da frota e contrariar os objetivos de política pública e ambiental.

7. **Regime em Vigor:** A legislação em vigor não limita nem proíbe, em qualquer dispositivo, a coexistência do Modelo Híbrido. O artigo 44.º estabelece apenas regras gerais de enquadramento, sem vedar a coexistência temporária de regimes. Com base no princípio de liberalização do novo regime e na garantia de acesso universal aos UVEs, depreende-se que o legislador quis promover a liberalização, não pretendendo criar obstáculos à transição gradual. Os princípios basilares do Novo Regime orientam-se, assim, para a admissibilidade de práticas que facilitem a migração para o Novo Regime e assegurem a continuidade do acesso universal aos PCVE.

Conclusão: O período transitório previsto no Novo Regime exige uma solução que permita coexistência e flexibilidade operacional, situação que o Modelo Híbrido viabiliza, permitindo que um mesmo carregador processe simultaneamente sessões integradas e desagregadas.

A Powerdot entende que esta solução é::

1. Tecnicamente exequível;
2. Operacionalmente robusta;
3. Concorrencialmente justa;
4. Financeiramente mais eficiente;
5. Regulatoriamente proporcional e alinhada com a lógica sistemática do Novo Regime.

Por oposição, a imposição de um regime exclusivo por carregador carece de respaldo legal, podendo colocar em causa a sua validade, além de introduzir custos adicionais, indisponibilidades, distorções concorrenciais e riscos operacionais desnecessários.

Deste modo, recomenda-se que o Modelo Híbrido seja expressamente adotado como solução transitória, assegurando uma migração suave, eficiente e contínua para o

regime desagregado da mobilidade elétrica em Portugal, em total consonância com os princípios de liberalização e acesso universal aos UVEs.

2.2. Tarifas de Acesso à Rede

A nova proposta prevê o fim de uma Tarifa de Acesso à Rede específica para a mobilidade elétrica. No entanto, essa alteração não considera que o modelo de negócio dos Operadores de Pontos de Carregamento (OPC) é profundamente afetado pela estrutura da Tarifa de Acesso à Rede (TAR), nomeadamente pela forte componente de custo fixo associada à potência contratada.

A eliminação desta TAR específica terá um impacto muito significativo nos custos operacionais dos OPC. Devido ao elevado custo fixo associado à potência contratada, os operadores serão obrigados a repercutir estes custos diretamente no preço do carregamento público, tornando-o substancialmente mais caro para os utilizadores finais. Este aumento de preços prejudica a adoção de VE, reduz a competitividade do mercado e ameaça a expansão da infraestrutura de carregamento em Portugal. Em contraste, noutros países da União Europeia, como Espanha e Polónia, já existem TARs bonificadas para a mobilidade elétrica, que reduzem estes custos e incentivam o crescimento do setor.

Assim, a inexistência de uma TAR bonificada cria uma discrepância insustentável, nos seguintes termos:

- **Picos de Potência Elevados (Custo Fixo):** Carregadores rápidos e ultra rápidos exigem uma potência contratada substancial para satisfazer a procura em curtos períodos de utilização. O custo fixo da TAR é largamente determinado por esta potência requerida.
- **Baixa Utilização Média (Falta de Diluição):** A ocupação efetiva e o volume de energia transacionada em muitos postos é intermitente. Consequentemente, o elevado custo fixo da potência contratada (pago à rede, independentemente do seu uso) não é devidamente diluído por um consumo constante e elevado de energia (kWh).
- **Consequência:** O OPC será forçado a repercutir este custo fixo na tarifa cobrada ao utilizador final, resultando em preços de carregamento público elevados. Esta situação desincentiva a adoção do Veículo Elétrico e coloca em risco o

investimento futuro na expansão da infraestrutura, bem como o cumprimento das metas estabelecidas pela União Europeia.

Para resolver esta questão, propomos a introdução de estruturas tarifárias na TAR que penalizam menos a potência contratada e permitam maior flexibilidade de gestão e otimização da rede, de acordo com o seguinte:

1. **Tarifa de Potência por Localização:** A ERSE deverá reconhecer que o impacto na rede de um carregador de alta potência (e.g., 150 kW) difere consoante a sua localização. Sugerimos que a ERSE introduza um fator geográfico na TAR, baseado no nível de congestionamento da rede de distribuição no Código de Ponto de Entrega (CPE) específico:
 - 1.1.1. Postos em áreas congestionadas (que exigem reforços de rede urgentes) pagam um pequeno prémio.
 - 1.1.2. Postos em áreas de rede robusta ou subutilizada pagam menos.

Esta medida forneceria um sinal de investimento aos OPCs para que instalem infraestruturas onde a rede tem maior capacidade de acolhimento, reduzindo a necessidade de reforços de rede caros e demorados.

2. **Tarifa de Potência Baseada no Uso Efetivo e Horário (Incentivo ao Smart Charging):** A estrutura de custos da potência da rede deve basear-se no pico máximo de potência efetivamente utilizada (por um curto período, e.g., 15 minutos), mas com uma forte componente de penalização/desconto horária. A ERSE deve estabelecer um regime de potência dinâmica e escalável para os OPC de acordo com o seguinte:
 - 2.1.1. Potência Mínima Base: Uma pequena tarifa fixa para a conexão básica.
 - 2.1.2. Tarifa de Demanda Crítica (Penalizadora): Uma taxa mais elevada, cobrada pelo kW de potência utilizada durante as Horas de Pico Crítico do sistema elétrico.
 - 2.1.3. Tarifa de Otimização (Incentivo): Uma taxa muito baixa ou nula para o kW de potência utilizado em Horas de Vazio/Excesso (madrugada, ou momentos de alta produção renovável).

Este regime incentiva o *Smart Charging* e o *peak shaving* (corte de picos) por parte do OPC, pois cada pico de potência durante a hora errada teria um custo

elevado, incentivando a sua gestão ativa e a alocação de carregamentos para períodos de menor stress da rede.

2.3 Informação sobre a Potência Contratada

Na página 18 do documento justificativo é referido o seguinte: "É de salientar, ainda, que a proposta da ERSE não dispõe sobre as condições da utilização da potência contratada empregue para os carregamentos de ME. Esta questão fica sujeita a acordo privado entre as partes (i.e., entre o titular da instalação de consumo não exclusiva para a ME e o OPC/DPC com consumos e fornecimento autónomos para a ME). Assim, caberá aos interessados a negociação das condições de utilização das suas infraestruturas. "

Discordamos que a mera remissão para a negociação privada, seja suficiente para garantir a faturação correta e a justa repartição de custos nas instalações de consumo não exclusivas para a Mobilidade Elétrica .

Para facilitar e permitir o acordo e a faturação entre os intervenientes (i.e., o titular da instalação e o OPC/DPC), é imperativo que o Regulamento inclua uma obrigação expressa de comunicação de dados de consumo.

Sugerimos a introdução, no regime, de uma obrigação para a E-Redes de comunicar, de forma célere e sistemática, os dados de medição relevantes – nomeadamente os picos de potência e a curva de carga – aos respetivos Comercializadores de Energia (ou outra entidade responsável pela faturação).

Esta comunicação é essencial para descomplexificar o processo e fornecer a base factual para a correta alocação de custos e para as negociações privadas.

3. COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE ARTICULADO DO GMLDD, RAC, RQS

Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados

Artigo 11.º-A Pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica

Relativamente ao n.º 7 do artigo 11.º-A, que estipula um prazo máximo de quatro meses para a instalação do equipamento de medição do ponto de medição interno, consideramos este período substancialmente alargado e ineficaz para o contexto da mobilidade elétrica. Num cenário de urgência e necessidade de acelerar a adoção de infraestruturas de carregamento, um prazo de quatro meses representa um desincentivo significativo. Sugerimos que o prazo máximo para a instalação do equipamento de medição seja reduzido para um (1) mês a contar da data da respetiva solicitação, refletindo a necessidade de maior celeridade e eficiência nos processos de ligação à rede.

O artigo 11.º-A também não esclarece se o solicitante do equipamento de medição apenas precisa disponibilizar o espaço, ou se deve igualmente garantir a pré-instalação da infraestrutura (cabos, caixas, etc.) até ao ponto de medição.

Além disso, não fica claro se existem requisitos técnicos mínimos ou normas de segurança para o espaço a ser disponibilizado para a instalação do equipamento de medição (por exemplo, acessibilidade, proteção contra vandalismo e intempéries).

4. COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE ARTICULADO DO REGULAMENTO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

Artigo 93.º-C Transparência de preços

Discordamos da redação que implica a responsabilidade genérica (e potencialmente duplicada) tanto dos OPC como dos PSME na disponibilização, em tempo real, do custo da sessão de carregamento ao UVE.

Defendemos que a responsabilidade deve ser única e incidir sobre a entidade que tem a relação contratual direta com o UVE. Se a sessão for iniciada através da aplicação ou cartão do PSME: O PSME deve ser o responsável exclusivo por disponibilizar esta informação, uma vez que é ele quem estabelece a tarifa final e a faturação ao UVE. Se a

sessão for iniciada por pagamento ad hoc (direto) no ponto de carregamento: O OPC deve ser o responsável exclusivo, visto que a transação é direta.

A imposição desta obrigação a ambas as partes (OPC e PSME) pode levar a graves incongruências e falta de transparência, dado que o OPC não tem conhecimento da tarifa final que o PSME aplica ao UVE, comprometendo a confiança e a experiência do UVE.

Lisboa, 25 de Novembro de 2025

Powerdot, S.A.