

135ª Consulta Pública da ERSE

Regulamentação do regime jurídico da mobilidade elétrica

Comentários Galp

25/11/2025

galp

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA	3
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS.....	4
A. Regulamento da mobilidade elétrica.....	4
A1. Opção pela não aprovação de um regulamento definitivo	4
A2. Acompanhamento em tempo real do custo do carregamento (artigo 93.º-C)	4
A3. Forma de disponibilização da informação pública (artigo 93.º-E)	5
A4. TAR a aplicar a instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica (artigo 93º-G/H)	6
A5. TAR a aplicar aos pontos de medição internos no caso de medição em nível de tensão diferente da ligação à RESP	8
A6. Titularidade do contrato de fornecimento associado ao ponto de medição interno, processo de contratação e identificação dos pontos de medição	9
A7. Consequências da falta de pagamento dos contratos em pontos de medição internos	9
A8. Indicadores de qualidade de serviço comercial	9
B. Regulamento do autoconsumo	10
B1. Participação em autoconsumo das instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica.....	10
C. Guia de medição, leitura e disponibilização de dados	10
C1. Prazo para instalação do equipamento de medição do ponto de medição interno (artigo 11º-A, nº 7).....	10
C2. Conversão de instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica	11

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública

A Galp, enquanto grupo integrado de energia e através das diferentes empresas suas participadas, atua como comercializador nos setores elétrico, do gás e dos combustíveis, contando com uma carteira de cerca de 351.000 clientes de eletricidade¹, 250.000 clientes de gás² e 1.240 estações de serviço, como promotora de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (com uma capacidade instalada de 1,7 GW na Península Ibérica) e de autoconsumo, e ainda enquanto comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica e operador de pontos de carregamento. No âmbito do seu compromisso com a transição energética e contributo para a neutralidade carbónica, a Galp encontra-se ainda a desenvolver projetos inovadores, nomeadamente na produção de hidrogénio verde, sendo igualmente detentora da única refinaria a operar em Portugal, atualmente em projeto de reconversão profunda para contribuição para os objetivos de descarbonização.

O Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro, ("Regulamento AFIR") veio impor aos Estados-Membros um conjunto de obrigações na área da mobilidade elétrica, operacionalizadas no enquadramento legal nacional pelo Decreto-Lei 93/2025, de 14 de agosto, ("DL 93/2025"). Alterado o enquadramento legal da atividade, vem agora a ERSE propor as necessárias adaptações ao enquadramento regulamentar do setor.

Este documento reflete sobre alguns aspetos da proposta que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

¹ Dados ERSE a julho de 2025

² Dados ERSE a junho de 2025

Comentários e contributos

A. Regulamento da mobilidade elétrica

A1. Opção pela não aprovação de um regulamento definitivo

A ERSE coloca em consulta as alterações ao Regulamento da Mobilidade Elétrica ("RME") necessárias para operacionalizar o novo regime jurídico do setor, criado pelo DL 93/2025. No entanto, afirma que *"findo o período transitório, em 31.12.2026, será possível a aprovação de um novo normativo, expurgado das situações inerentes à vigência simultânea de dois regimes distintos entre si"* (página 11, do documento justificativo).

Considerando que não se antevêem novas alterações ao enquadramento legal da atividade no curto prazo e que a ERSE organizou, em secções diferentes do RME, as disposições aplicáveis ao antigo regime e ao novo, não é clara a necessidade de aprovar num prazo tão curto uma nova versão do regulamento. Antecipa-se que a aprovação de um normativo expurgado das disposições "antigas" corresponda apenas a uma alteração de forma e não de conteúdo do RME, podendo ser desde já acautelada.

Qualquer alteração de conteúdo que se preveja ser necessária a partir de 1 de janeiro de 2027, deve ser desde já refletida no documento a aprovar para que os agentes do setor possam preparar-se antecipadamente, promovendo-se a necessária estabilidade regulatória neste setor que agora se pretende mais liberalizado e aberto à iniciativa dos operadores.

A2. Acompanhamento em tempo real do custo do carregamento (artigo 93.º-C)

A ERSE propõe estabelecer 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"*.

Quer o Regulamento AFIR (nos n.º 3, 4 e 5 do artigo 3.º), quer o DL 93/2025 (alínea c do n.º1 do artigo 14.º) estabelecem requisitos relativamente à informação a prestar pelos OPC e PSME aos UVE, no que toca a preços. Ambos os instrumentos normativos consideram suficiente que a informação seja prestada antes do início da sessão de carregamento, podendo ser através de *"preço ad hoc aplicável e todas as suas componentes, nomeadamente o preço por kWh, preço por minuto ou, consoante aplicável nos termos do Regulamento AFIR, preço por sessão de carregamento"*, cabendo ao UVE, com base nessa informação e nas características do seu veículo, avaliar a melhor alternativa de carregamento no que toca ao custo.

Adicionalmente, o novo modelo de organização do setor assenta na sua liberalização, dando a cada agente económico maior liberdade na definição dos preços e restantes componentes da oferta na sua relação com o UVE, incluindo maior liberdade na decisão

sobre que serviços ou funcionalidades avançadas associadas ao carregamento disponibilizar, como a informação em tempo real.

Assim, não obstante valorizar-se o objetivo de procurar dar aos UVE um maior controlo sobre os custos associados ao carregamento, não deve a ERSE procurar ir além dos requisitos impostos pelos legisladores europeu e nacional, tornando obrigatória a disponibilização de funcionalidades tecnológicas avançadas (o acompanhamento do carregamento em tempo real) que cada agente deve ser livre de oferecer, ou não, de acordo com o seu posicionamento no mercado. A disponibilização desta funcionalidade obrigará a investimentos por parte dos OPC/PSME que irão obrigatoriamente encarecer os carregamentos, não sendo evidente que o benefício gerado para os UVE seja superior aos custos acrescidos. Caberá aos UVE familiarizarem-se com a estrutura de preços praticada pelos operadores, agora simplificada pelo novo regime, aderindo àquela que for, para si, mais adequada e que se proponha prestar um nível de informação sobre o carregamento que o UVE considere suficiente.

Por outro lado, a obrigatoriedade de disponibilização desta funcionalidade em território nacional criaria uma desvantagem para os *players* a operar no mesmo, face a outros mercados europeus, criando uma barreira à entrada de *players* externos e criando um obstáculo à itinerância eletrónica internacional prevista no Regulamento AFIR e no DL 29/2025.

Face ao exposto, consideramos que este artigo deve ser retirado da versão final do RME.

A3. Forma de disponibilização da informação pública (artigo 93.º-E)

A ERSE propõe 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".

Considerando que o relacionamento entre fornecedores e clientes finais ocorre, cada vez mais, através de aplicações móveis, sugerimos que, à semelhança do que se prevê no artigo 93.º-C, a lista dos pontos de carregamento com os quais os PSME tenham contrato válido, que permita aos clientes dos PSME carregarem os seus veículos elétricos, possa também ser disponibilizada por essa via, em alternativa à página da internet.

Ou seja, propomos que a redação seja alterada para "os PSME devem disponibilizar, na respetiva página de internet ou através de aplicação móvel, a lista atualizada dos pontos de carregamento dos OPC com os quais detenham contrato válido".

A4. TAR a aplicar a instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica (artigo 93º-G/H)

No que toca ao ponto de ligação à RESP, a ERSE propõe que "a potência contratada e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico" (93º n.º2) ou seja, tendo em conta o consumo total da instalação, incluindo o consumo do ponto de mobilidade elétrica a jusante do contador principal, e que a "potência em horas de ponta e a energia ativa são determinadas com base na diferença entre a medição no ponto de ligação à rede pública e a medição no ponto de medição interno" (93º-G n.º3), ou seja, excluindo o consumo do ponto de mobilidade elétrica. No que toca ao ponto de medição interno, "aplicam-se exclusivamente os preços de energia ativa e de potência em horas de ponta das tarifas de Acesso às Redes previstas no Regulamento Tarifário do setor elétrico" (93º-H n.º1) e "a faturação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos pontos de entrega internos considera o nível de tensão, a opção tarifária, os períodos tarifários e o ciclo de contagem aplicados na instalação de consumo (...)" (93º-H n.º2). Adicionalmente, a ERSE entende que as condições de partilha dos encargos relativos à potência contratada e energia reativa "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)", cabendo "aos interessados a negociação das condições de utilização das suas infraestruturas" (pág. 18 do documento justificativo).

Sucede, porém, que, apesar de os mencionados artigos 93º-G e H tornarem clara a possibilidade de existirem, para uma mesma ligação à RESP, mais do que um contrato/comercializador de energia elétrica, consideramos que a solução proposta pela ERSE não concretiza integralmente o previsto no DL 93/2025 uma vez que, sendo o termo de potência das TAR completamente imputado ao contador de fronteira com a RESP, não está assegurada a definição de CPE "autónomos e independentes" (artigo 24º, nº 3, do DL) da instalação de consumo principal. O mesmo se aplica à opção tarifária, períodos tarifários e ciclo de contagem aplicados que são forçosamente os da instalação principal.

Entendemos que deve manter-se a metodologia atualmente em vigor no GMLDD do setor elétrico (artigo 42º, nº 2) para o apuramento da potência contratada de pontos integrados na rede de mobilidade elétrica, ou seja, deve ser considerada a potência máxima tomada do diagrama de carga do contador principal, líquido do diagrama de carga do contador do ponto de medição interno. Reconhecemos a existência de erros e constrangimentos no apuramento deste valor quando os diagramas de carga associados à mobilidade elétrica eram recolhidos pela EGME. No entanto, agora que tanto o equipamento de medição principal como o secundário são explorados pelos ORD, não vemos motivo para que estes problemas se mantenham.

A ERSE refere que "a proposta de faturar totalmente a potência contratada na instalação de consumo (sem deduzir os diagramas de consumo dos carregamentos da ME) evita problemas de faturação da potência contratada, em situações de falha da recolha de

leitura ou de avaria dos sistemas, contribuindo para a simplificação dos processos de faturaçāo” (documento justificativo, pág. 18). Sobre este tema, consideramos que a ERSE não deve regulamentar com base na possibilidade da ocorrência de falhas nos processos standard (que se assumem pontuais e excepcionais), devendo, em alternativa, prever o procedimento a adotar quando estas falhas acontecerem, tal como hoje acontece (por exemplo, os procedimentos previstos no GMLDD artigo 42.º n.º 2 alíneas a e b).

A separação completa entre os consumos e custos associados à mobilidade elétrica é um dos pontos mais importantes do DL 93/2025, onde o legislador teve o cuidado de permitir a manutenção dos modelos de negócio que assentam na separação completa entre fluxos de energia e financeiros do setor da mobilidade elétrica e do setor elétrico, que até ao regime jurídico anterior vigorava. Com efeito, uma alteração deste paradigma pela ERSE pode inviabilizar as soluções de carregamento integradas em instalações elétricas não exclusivas para a mobilidade elétrica à data de hoje, deixando os modelos de negócio que assentam na completa e automática segregação de custos entre o setor elétrico e a mobilidade elétrica comprometidos e potencialmente sem alternativa para continuar a operar.

Por exemplo, no caso de um condomínio, o sistema atual permite que os condóminos utilizem a ligação à RESP do condomínio para instalar pontos de carregamento com total segregação de consumos e custos face aos consumos de energia do próprio condomínio. A solução proposta pela ERSE, ao exigir que o condomínio operacionalize um mecanismo de partilha de custos que, no anterior enquadramento, não era necessário, pode inclusivamente criar entropia na instalação e operação de pontos de carregamento em edifícios existentes previsto no artigo 23º do DL 93/2025.

Considere-se também o caso de um particular que beneficie da instalação de um ponto de carregamento na sua residência por parte da sua entidade empregadora por forma a carregar o seu veículo elétrico para fins profissionais sem suportar o custo – ie. a entidade empregadora é que é titular do contrato de fornecimento - ou o de um OPC que explora pontos de carregamento no estacionamento de uma grande superfície comercial, ligado à rede interna do espaço. Em nenhum destes casos existe hoje qualquer acerto de contas entre os detentores dos carregadores/entidades que suportam o custo dos carregamentos e o titular do ponto de ligação à RESP. As condições de operação dos pontos de medição internos são críticas para que estes modelos de operação possam manter a sua atividade e para que os UVE que os utilizam não vejam o seu acesso a soluções de mobilidade elétrica limitado através da possível oposição do titular do ponto de ligação à RESP e da necessidade de celebrar com este um acordo de partilha de custos.

A ERSE argumenta que cabe aos OPC estabelecer as necessárias relações comerciais com os titulares das ligações à RESP para repartir os encargos relativos à potência contratada. No entanto, atendendo à complexidade associada à faturação de eletricidade e à relevância que os custos com energia têm no contexto de muitas organizações, antevemos que esse processo possa revelar-se difícil e, em alguns casos, mesmo

impossível, com os titulares das ligações à RESP a preferir eliminar por completo o risco de suportar encargos adicionais com a energia, prejudicando, em último caso, os UVE que ficarão com menos pontos de carregamento disponíveis.

É certo que o Despacho 22/2024, de 5 de agosto, da DGEG veio possibilitar *"excepcionalmente para as ECVE, a possibilidade de ligação direta à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), através da criação de ramal dedicado, ainda que estas se localizem em recinto dotado de instalação elétrica de utilização particular"* (artigo 1º nº 2).

No entanto, em muitos locais, a criação de uma nova ligação à RESP será técnica ou economicamente inviável, pelo que o estabelecimento destes pontos de medição autónomos será a única forma de não reduzir os locais de carregamento atualmente à disposição dos UVE.

Já no que toca ao opção tarifária, períodos tarifários e ciclo de contagem, antevemos que a obrigatoriedade de o ponto de medição secundário adotar as características da ligação à RESP pode desincentivar a adoção de carregamentos em períodos de vazio (quando o ponto de ligação à RESP não adote ciclos com esta característica). Estando estas características associadas à energia, que será completamente segregada entre pontos de medição, não é claro porque é que a sua definição não pode ser independente do ponto de ligação à RESP.

Face ao exposto, entendemos que a proposta de RME a aprovar não deve comprometer o cuidado tido pelo legislador ao garantir, no DL 93/2025, a possibilidade de manter (uma vez que esta possibilidade já hoje existe) uma completa separação entre fluxos financeiros e de energia dos pontos internos que fornecem energia a carregadores de veículos elétricos e os da instalação a que estão associados. Em concreto, consideramos que a ERSE deve rever a proposta por forma a autonomizar completamente os pontos de medição de ligação à RESP e interno, tornando-os autónomos e independentes em todos os aspetos, conforme previsto no DL 93/2025, em particular, na faturação da componente de potência contratada das TAR.

A5. TAR a aplicar aos pontos de medição internos no caso de medição em nível de tensão diferente da ligação à RESP

Identificamos que existirão casos em que o ponto de medição interno estará num nível de tensão diferente do ponto de ligação à RESP, como, aliás, é reconhecido pelas TAR aplicáveis à mobilidade elétrica (a extinguir no modelo em discussão), que são aplicadas em função do nível de tensão da ligação à RESP em que os pontos de carregamento se inserem e não pela tensão do ponto de carregamento.

Assim, pedimos que seja clarificado e explicitado qual o nível de tensão das TAR a aplicar aos pontos de medição internos, quando o ponto de ligação à RESP se encontrar num nível de tensão diferente.

A6. Titularidade do contrato de fornecimento associado ao ponto de medição interno, processo de contratação e identificação dos pontos de medição

A ERSE define várias disposições aplicáveis aos pontos de medição internos.

No entanto, não identificamos que seja explicitamente definido que o contrato de fornecimento de eletricidade associado aos pontos de medição internos pode ter um titular diferente do titular do contrato do ponto de ligação à RESP.

Pedimos que este aspeto seja explicitado para que, em linha com o discutido no comentário anterior e atendendo à importância desta questão, possa ser assegurada a verdadeira autonomia e independência entre os pontos de medição internos e o ponto de ligação à RESP.

Da mesma forma, por uma questão de transparência, devem ser explicitadas as regras aplicáveis a estes pontos de medição e respetivos contratos no que toca ao processo de contratação e ativação do fornecimento, incluindo alteração do comercializador, remetendo para as regras em vigor para a generalidade dos CPE, por forma a minimizar o impacto nos sistemas e processos em vigor.

Questionamos ainda de que forma serão identificados estes pontos de medição para efeitos de contratação, faturação, etc., propondo que lhes seja atribuída a mesma codificação alfanumérica dos CPE de ligação à RESP (ainda que com alguma particularidade distintiva que os identifique como “CPE virtuais”) por forma a minimizar o impacto nos sistemas e processos dos diferentes agentes do setor elétrico.

A7. Consequências da falta de pagamento dos contratos em pontos de medição internos

A ERSE propõe “tratar o ponto de entrega interno como todos os restantes pontos de entrega, aplicando-se o previsto no RRC” (documento justificativo, pág. 20).

Considerando que esta solução minimiza o impacto nos sistemas e processos em vigor dos comercializadores do setor elétrico, concordamos com a abordagem proposta.

A8. Indicadores de qualidade de serviço comercial

A ERSE afirma que “tendo em conta a simplificação do RJME, com a disposição no próprio regime jurídico e no Regulamento AFIR de normas referentes a informação e qualidade de serviço, bem como a experiência existente e a evolução tecnológica, considera-se que se deve monitorizar a qualidade de serviço comercial com elementos que resultam da lei e com informação das reclamações, reservando regulamentação adicional para um momento posterior se se vier a revelar necessário” (documento justificativo, página 23), eliminando os requisitos de reporte de indicadores de qualidade de serviço comercial por parte dos OPC do RME.

No entanto, é nosso entendimento que esta eliminação será aplicável apenas aos pontos de carregamento ao abrigo do novo regime (não integrados na rede de mobilidade elétrica). Pedimos a confirmação deste entendimento.

Considerando que um OPC poderá, até 31 de dezembro de 2026, ter pontos de carregamento a operar ao abrigo do antigo regime legal e do novo, em simultâneo, antecipamos dificuldades na segregação de indicadores. O mesmo acontecerá com a função de CEME que, estando em descontinuação, terá de começar a adaptar o seu atendimento ao novo regime, em muitos casos fundindo a sua operação com a de OPC.

Face ao exposto, propomos que, a partir de 1 de janeiro de 2026, termine a obrigação de reporte de indicadores de qualidade de serviço, para todos os pontos de carregamento, quer para OPC quer para os CEME que continuem a operar, permitindo aos diferentes operadores antecipar a adaptação das suas operações à nova realidade do setor.

B. Regulamento do autoconsumo

B1. Participação em autoconsumo das instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica

A ERSE propõe que o ponto de medição interno das instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica não possa ser associado a projetos de autoconsumo coletivo. No entanto, poderá ser instalada uma UPAC a jusante do ponto de medição, permitindo aos pontos de carregamento beneficiar do regime de autoconsumo, mas ficando estes impedidos de comercializar o excedente, que reverte para diminuir o consumo medido no ponto de ligação à RESP.

Atendendo à especificidade destas instalações, em particular características físicas e aspetos ao nível do licenciamento e propriedade, e ficando assegurada a possibilidade de alimentar os carregamentos a partir de UPAC instalada a jusante do ponto de medição interno, concordamos, numa abordagem inicial, com o proposto. No entanto, deve a ERSE avaliar, eventualmente através de projetos piloto e em conjunto com os ORD, a viabilidade da participação de pontos de medição internos em autoconsumo coletivo.

C. Guia de medição, leitura e disponibilização de dados

C1. Prazo para instalação do equipamento de medição do ponto de medição interno (artigo 11º-A, nº 7)

A ERSE propõe definir que "*assegurados o acesso do operador de rede ao interior da instalação e o disposto no n.º 3, o operador de rede procede à instalação do equipamento de medição do ponto de medição interno no prazo máximo de quatro meses a contar da data da respetiva solicitação*".

Consideramos que o prazo de 4 meses é excessivo, devendo, no mínimo, ser prevista a possibilidade de, mediante o pagamento de taxa de urgência, poder ser aplicável um

prazo mais curto. A aplicação de um prazo tão alargado poderá comprometer a atratividade de soluções de mobilidade elétrica, em particular para clientes BTN.

Em alternativa, poderá considerar-se a definição de um prazo mais curto para instalações BTN atendendo à maior simplicidade técnica das mesmas.

C2. Conversão de instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica

A ERSE propõe que os ORD tenham 4 meses para instalar equipamentos de medição associados aos pontos de medição internos, em instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica (artigo 11º-A, n.º 7). Em paralelo, define que as alterações ao GMLDD (artigo 6º do aditamento) entram em vigor 6 meses após a publicação da revisão do mesmo.

Ora, assumindo-se, a título de exemplo, a publicação das alterações ao GMLDD a 1 de janeiro, apenas após 1 de julho poderia ser solicitada a criação de pontos de medição internos para instalações não exclusivas para a mobilidade elétrica. Tendo os ORD 4 meses para responder, poderemos ter pontos de medição internos instalados apenas a 1 de novembro, deixando apenas 2 meses até ao final do regime transitório.

Consideramos que, para instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica ao abrigo do antigo regime jurídico não pode deixar de ser definido um regime transitório de exceção que permita acelerar a sua conversão para pontos de medição interna, caso os seus titulares assim o pretendam. É crítico que a transição dos modelos de negócio associados aos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica para o sistema de pontos de medição interna aconteça da forma mais célere possível, com visibilidade do estado do processo e prazos pelos OPC/DPC.

Propõe-se definir que a instalação do equipamento de medição possa ocorrer antes de decorridos os 6 meses, mesmo que os equipamentos só sejam ativados após o ORD concluir todas as adaptações necessárias aos seus sistemas, mantendo-se a integração na rede da EGME até lá. A separação da instalação do equipamento de medição do início do seu funcionamento para recolha de dados permitiria aos ORD ter mais tempo para gerir a instalação física dos pontos de medição secundários, garantindo também aos agentes uma maior segurança da capacidade do SEN de responder a este processo de adaptação atempadamente.

Atendendo à criticidade do processo de conversão, propomos também que os ORD, durante o período transitório, devem implementar mecanismos excepcionais de comunicação com os OPC para permitir a solicitação massiva de conversão de pontos e *feedback* sobre o estado dos processos.