

123ª Consulta Pública da ERSE

**Proposta de alteração do
regulamento tarifário do setor
elétrico**

Comentários Galp

27/11/2024

galp

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA	3
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS	4
1. Revogação dos artigos 55º e 56º e do 3º parágrafo do ponto 83 do GMLDD	4
a) Extemporaneidade da proposta face à revisão do enquadramento legal da mobilidade elétrica a curto prazo.....	4
b) Impacto nos pontos de ligação à RESP não exclusivos para a mobilidade elétrica	5
c) Dissociação entre a entrega de energia e o pagamento das TAR e impactos..	7
d) Aumento do risco para os OPC.....	8
e) Melhor compatibilização com soluções inovadoras e regulamento AFIR.....	9
f) Prazo de implementação insuficiente	9

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 311.000 clientes de eletricidade¹, 244.000 clientes de gás² e 1.463 estações de serviço, como promotora de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (com uma capacidade instalada de 1,5 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.

Da proposta de revisão do regulamento tarifário do setor elétrico destaca-se a revisão do modelo de faturação das tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica (TAR ME), cujo pagamento se pretende transferir dos detentores de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para os titulares dos pontos de ligação à rede elétrica de serviço público (RESP) associados aos pontos de carregamento onde utilizadores de veículos elétricos (UVE) realizem os seus carregamentos.

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

¹ Dados ERSE a agosto de 2024

² Dados ERSE a agosto de 2024

Comentários e contributos

1. Revogação dos artigos 55º e 56º e do 3º parágrafo do ponto 83 do GMLDD

De acordo com o enquadramento regulamentar em vigor, em pontos de ligação à RESP associados à mobilidade elétrica, a energia consumida no âmbito do setor elétrico (fornecida por comercializadores do setor elétrico) é segregada da energia consumida no âmbito da mobilidade elétrica (fornecida por CEME). As TAR do setor elétrico aplicam-se à primeira e são suportadas pelo titular do ponto de ligação à RESP, enquanto que as TAR ME se aplicam à segunda, sendo aplicadas pelos ORD aos CEME (através dos CSE) e por estes aos UVE. Esta separação é feita pelos ORD, com base em dados da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME).

A ERSE propõe eliminar as TAR ME. Com a eliminação destas tarifas, toda a energia veiculada através de um ponto de ligação à RESP, destinada ou não, a jusante, a ser entregue a um UVE através de um ponto de carregamento integrado na rede de mobilidade elétrica, passaria a estar sujeita a TAR do setor elétrico, a suportar pelo titular do ponto de ligação à RESP e não pelo CEME.

É expectativa da ERSE que os titulares dos pontos de ligação à RESP estabeleçam as necessárias relações contratuais para passar este custo aos operadores de ponto de carregamento (OPC), quando não forem a mesma entidade, que o incorporarão livremente no preço cobrado aos UVE pela utilização do posto.

A ERSE propõe a entrada em vigor destas medidas a 1 de abril de 2025.

A ERSE fundamenta a necessidade desta alteração com os problemas de integração de informação entre o setor elétrico e o setor da mobilidade elétrica e na eliminação de barreiras ao desenvolvimento da mobilidade elétrica.

Não obstante reconhecermos que existem oportunidades de melhoria no que toca à segregação da energia entre setor elétrico e mobilidade elétrica, nomeadamente na articulação e partilha de dados entre a EGME e o ORD, consideramos que esta proposta de alteração não deve ser implementada nos moldes e calendário proposto, devendo aguardar pela já anunciada revisão do enquadramento legal do setor e, em qualquer caso, carecendo de uma melhor avaliação de impactos nos diferentes agentes do setor da mobilidade elétrica, setor elétrico e modelos de negócio em vigor, conforme detalhamos de seguida.

a) Extemporaneidade da proposta face à revisão do enquadramento legal da mobilidade elétrica a curto prazo

O governo português anunciou publicamente que o regime legal da mobilidade elétrica será revisto a curto prazo.

Face ao exposto, qualquer alteração ao modelo de funcionamento do setor da mobilidade elétrica parece extemporânea e pouco prudente.

A própria ERSE assinala os diversos impactos da proposta ao afirmar que esta tem *"impactos na forma de relacionamento entre os diferentes operadores da mobilidade elétrica, comercializadores e detentores de ponto de carregamento"*, acrescentando que *"a alteração deverá também ser compreendida pelos UVE, possibilitando as diferentes entidades comunicar e adaptar o seu modelo de negócio em conformidade"* e que a proposta *"tem ainda impactos nos sistemas de faturação dos operadores das redes, exigindo a necessária coordenação para a determinação da energia das carteiras de comercialização, distintas das quantidades para efeitos da aplicação das TAR, em pontos de consumo que prestem serviços de mobilidade elétrica, bem como nos sistemas de faturação e ofertas dos CSE. Também foi identificada a necessidade de alteração dos formulários de reporte da informação das ofertas dos CEME à ERSE"* (página 21 do documento da consulta). Assim, como a própria ERSE reconhece, esperam-se impactos significativos num elevado número de agentes com relevantes custos de adaptação de sistemas, de processos, de modelos de negócio e de comunicação.

Face ao exposto, recomendamos que a ERSE aguarde pela concretização da alteração do enquadramento legal da mobilidade elétrica para, aí, realizar uma revisão abrangente e integrada do enquadramento regulamentar da mobilidade elétrica em todos os aspetos que se revelem necessários. Devem ser evitadas sucessivas revisões *ad hoc* que poderão acabar por se sobrepôr ou contradizer, podendo conduzir a processos de adaptação e custos desnecessários por parte dos agentes do setor.

b) Impacto nos pontos de ligação à RESP não exclusivos para a mobilidade elétrica

Nos pontos de ligação à RESP detidos pelos OPC/DPC dos pontos de carregamento que lhes estão associados, a proposta da ERSE transfere a responsabilidade pelo pagamento das TAR entre duas entidades parte do setor da mobilidade elétrica (do CEME para o OPC) sem envolver terceiros externos ao setor.

No entanto, nos pontos de ligação à RESP que não são detidos pelos OPC/DPC dos pontos de carregamento, a proposta da ERSE coloca sobre um terceiro sem ligação à mobilidade elétrica (o titular do ponto de ligação à RESP) obrigações que este nunca teve expectativa de suportar. A proposta da ERSE elimina, na prática, aquela que é uma das maiores vantagens de integrar pontos de carregamento na rede de mobilidade elétrica e da arquitetura do sistema da mobilidade elétrica português – a separação completa dos fluxos financeiros (para além dos fluxos de energia) associados a este subsetor dos fluxos relativos a outros consumos.

Esta situação é particularmente relevante no caso de pontos de carregamento parte de grandes superfícies comerciais, condomínios ou mesmo instalações privadas onde,

dentro de instalações elétricas já existentes, foram implementados pontos de carregamento geridos por OPC/DPC. A alteração em discussão poderá, em muitos casos, comprometer a viabilidade de estes pontos continuarem em operação.

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. Considere-se também o caso de um particular que beneficie da instalação de um ponto de carregamento DPC na sua residência por parte da sua entidade empregadora por forma a carregar o seu veículo elétrico para fins profissionais sem suportar o custo. Estas soluções e todos os modelos de negócio que assentam na completa e automática segregação de custos entre o setor elétrico e a mobilidade elétrica ficariam comprometidos e potencialmente sem alternativa para continuar a operar nos moldes atuais.

Embora a ERSE note que *"o titular do ponto de entrega pode ou não coincidir com o OPC/DPC"* (página 11 do documento da consulta), parece subestimar o alcance disruptivo desta alteração, sem apresentar qualquer solução para estes casos.

É certo que o Despacho 22/2024, de 5 de agosto, da DGEG veio possibilitar *"excecionalmente 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). Tal disposição aplica-se a *"Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (ECVE), situadas num local ou em instalações abertas ao público em geral, independentemente da ECVE estar localizada em propriedade pública ou privada, independentemente de haver ou não limitações ou condições aplicáveis ao acesso ao local ou às instalações e independentemente das condições de utilização aplicáveis"* (artigo 1º, nº 1).

No entanto, em muitos locais, a criação de uma nova ligação direta à RESP será técnica ou economicamente inviável. A proposta agora em discussão desincentiva a adoção de quaisquer soluções que não sejam a ligação à RESP de pontos de carregamento através de pontos dedicados e, por conseguinte, torna menos atrativa a adoção da mobilidade elétrica.

Qualquer alteração a introduzir deverá salvaguardar que os pontos de carregamento cujo modelo de negócio assenta na separação de custos entre o setor elétrico e a mobilidade elétrica não são impossibilitados de operar.

A avançar o proposto pela ERSE, e apenas como solução de recurso, poderá considerar-se uma revisão regulamentar mais alargada que permita a criação de pontos de medição secundários associados a titulares específicos (os OPC/DPC), a jusante dos pontos de ligação à RESP principais, por forma a permitir a faturação de TAR diretamente a estes titulares. Estes pontos de medição secundários seriam geridos pelos ORD, eliminando assim as questões de dessincronização associadas à

coordenação com a EGME. Não sendo eliminadas as restantes questões identificadas seria, pelo menos, garantida a transferência da responsabilidade pelo pagamento das TAR ME dos CEME para os OPC/DPC e não para o titular do ponto de ligação à RESP.

c) Dissociação entre a entrega de energia e o pagamento das TAR e impactos

A proposta da ERSE dissocia o fornecimento de energia em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica do pagamento das TAR associadas a essa energia. Enquanto atualmente os CEME faturam aos UVE a energia por eles consumida acrescida das TAR ME (a aplicação das TAR ME às entregas ao UVE é imposta pelo nº 1 do artigo 55º do RT e é direta), a proposta preconiza que essas TAR sejam suportadas pelos UVE de forma indireta como parte do preço definido pelos OPC.

Em primeiro lugar, notamos que a dissociação do fornecimento de energia da cobrança das TAR associadas a essa energia, cobrando TAR a uma entidade que não consome nem fornece a energia que lhes dá origem não tem paralelo no setor elétrico. Tal acontece uma vez que, no enquadramento atual da atividade, o OPC, mesmo nos casos em que é o detentor do ponto de ligação à RESP, não vende nem consome esta energia.

Em segundo lugar, notamos que, enquanto atualmente a aplicação das TAR ME é um processo transparente baseado na aplicação de um preço unitário aprovado pela ERSE à quantidade de energia fornecida, essa componente de custos passará a estar diluída no preço do OPC da forma que este entenda definir.

Notamos também que, enquanto que as TAR associadas ao consumo de energia ("termo variável") poderão ser repassadas de forma direta entre o titular do ponto de ligação à RESP e o OPC com base na energia alocada a consumos da mobilidade elétrica, tal não será o caso no que toca à partilha de custos relativamente à potência contratada (ligações não BTN) ou mesmo do termo fixo, cuja transferência terá que ser alvo de metodologia a acordar entre as partes.

Adicionalmente, a ERSE afirma que *"na situação atual, não é possível transmitir aos UVE os adequados sinais das redes, em particular no que se refere à potência contratada, a qual (...) não faz parte das variáveis de faturação das TAR ME. Caso esse sinal preço se aplique também aos consumos da ME, consistirá num incentivo para uma melhor gestão da potência contratada do ponto de entrega da rede"*.

Não sendo o OPC uma entidade que vende energia ou possa, no enquadramento atual do setor, assegurar o aprovisionamento dos seus pontos de carregamento, não é claro de que forma é que a ERSE espera que os OPC diferenciem os preços praticados em função da variável potência contratada.

Notamos ainda que irá perder-se a capacidade de criar incentivos por período horário (horas de ponta, cheias e vazio) eliminando incentivos à otimização dos consumos. O OPC é apenas um operador de infraestrutura sem controlo sobre quando os UVE

escolhem utilizá-la, uma vez que os preços com diferenciação horária são habitualmente definidos pelos CEME, com base nos períodos horários das TAR que deixarão de suportar.

Por último, alertamos para o elevado impacto destas alterações nos comercializadores do setor elétrico. Até aqui, o comercializador faturava TAR e energia em conjunto, com base nas mesmas quantidades, aos titulares dos pontos de ligação à RESP. A ser aceite o proposto pela ERSE, um comercializador passará a receber duas leituras/quantidades para faturação ao seu cliente final: uma para aplicação de TAR e outra de energia vendida.

A ERSE afirma que já existem situações em que existe um apuramento diferenciado de quantidades para efeitos de aplicação de TAR e de venda de energia, nomeadamente as previstas na Diretiva 20/2023, de 26 de dezembro. No entanto, os serviços de sistema são, por norma, prestados por clientes do segmento não residencial com um elevado conhecimento sobre o funcionamento do setor elétrico, em níveis de tensão mais elevados. Antecipamos que a proposta de alteração abranja um número significativamente maior de clientes e que incluirá clientes domésticos - considere-se os casos de instalações DPC em residências e condomínios, por exemplo.

Não obstante o discutido até aqui, reconhecemos o impacto positivo nos pontos de ligação à RESP em MT. Mantendo que a proposta não deve ser aprovada, sugerimos que a ERSE reveja a forma como o termo de potência é convertido para o termo de energia nas TAR ME de ligações MT, dado que, face à análise da ERSE, parece haver uma recuperação excessiva de TAR neste segmento. As TAR ME devem ser equivalentes às TAR do setor elétrico, embora com base em variáveis de faturação diferentes.

d) Aumento do risco para os OPC

Notamos que os OPC passam a estar expostos a uma nova variável de custos que, não sendo regulada na passagem do detentor do ponto de ligação à RESP para o OPC nem na incorporação no preço a praticar aos UVE aumenta o risco financeiro a que estes agentes estão expostos, obrigando-os a incluir nos seus preços uma margem de segurança adicional face às suas estimativas de atividade.

Adicionalmente, notamos que poderão existir casos em que o preço praticado pelos OPC não possa ser revisto unilateralmente para acomodar o custo com as TAR. Destes casos, destacamos a exploração de pontos de carregamento assegurada através de contratação pública, em que existe o risco de a entidade adjudicante não aceitar rever os preços que foram definidos em concurso público. Nestes casos os OPC poderão ver-se impossibilitados de recuperar o custo com as TAR, inviabilizando a continuidade da sua operação.

e) Melhor compatibilização com soluções inovadoras e regulamento AFIR

A ERSE nota que o modelo atual coloca problemas na compatibilização com o regime de autoconsumo, utilização de armazenamento ou prestação de serviços de flexibilidade à rede elétrica como o *vehicle to grid* (V2G).

Reconhecemos que deve ser encontrada uma solução por forma a possibilitar a participação da mobilidade elétrica na prestação de serviços de sistema e de compatibilização com soluções de autoconsumo.

No entanto, não é claro de que forma é que a alteração proposta poderá contribuir para estes objetivos. Notamos que, enquanto o CEME for a única entidade habilitada a vender energia pelo enquadramento operacional nacional da atividade, tais constrangimentos irão manter-se. Apenas os consumos próprios do OPC poderão ser fornecidos por autoconsumo (o que já hoje é possível) continuando toda a energia associada à mobilidade elétrica a ser fornecida pelos CSE/CEME.

Da mesma forma, a ERSE refere que a alteração proposta vem de encontro à possibilidade de venda direta de energia pelo OPC e entrada em vigor do Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, (Regulamento AFIR). Notamos que a Mobi.e avançou já com uma forma de, no enquadramento nacional da atividade em que apenas o CEME pode vender energia, colmatar a necessidade de implementação do regulamento AFIR, nomeadamente o Procedimento MOBI.E 01/2023. Também aqui, enquanto o enquadramento nacional atual se mantiver, não é claro de que forma é que a proposta da ERSE pode contribuir para a implementação do regulamento AFIR.

Uma vez mais, consideramos que não deve a ERSE tentar antecipar as soluções que possam vir a ser adotadas pelo legislador na revisão do enquadramento legal da atividade, pelo que, a proposta deve aguardar pelos desenvolvimentos legislativos já anunciados para o setor.

f) Prazo de implementação insuficiente

Apenas no caso de a proposta em discussão vir a ser aprovada, notamos que o prazo de implementação de 3 meses (assumindo uma aprovação no mês de janeiro) parece insuficiente face à necessidade de estabelecer novas relações contratuais, que obrigarão à reavaliação de modelos de negócio em vigor, e a adaptar sistemas comerciais. Propomos um prazo de implementação de, no mínimo, 6 meses.