

*PARECER SOBRE A PROPOSTA DE DIPLOMA SOBRE MECANISMO DE
COMPENSAÇÃO AOS MUNICÍPIOS DECORRENTES DE PROJETOS ELÉTRICOS
ESTRATÉGICOS DE GRANDE IMPACTO GERADORES DE SIGNIFICATIVAS
EXTERNALIDADES NEGATIVAS*

Novembro de 2023

Consulta: Ministério do Ambiente e da Ação Climática, 02/11/2023

Base legal: Competências consultivas dos artigos 15.º a 18.º dos Estatutos da ERSE.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

Nota de atualização de 13/03/2024:

Os pareceres emitidos pela ERSE no âmbito de um processo de decisão de terceiros, e aqueles que incidem sobre iniciativas legislativas, recaem sobre as propostas ou projetos que lhe foram remetidos. Os textos finais aprovados e publicados em *Diário da República* podem registar alterações integrando, ou não, no todo ou parte, aspetos que tenham sido destacados pela ERSE no parecer.

Texto final aprovado: [Decreto-Lei nº 18/2024](#) de 2 de fevereiro

Correspondendo a solicitação externa do Ministério do Ambiente e da Ação Climática, rececionado a 02/11/2023 (N/ Ref.º R-Técnicos/2023/4687), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

[CONFIDENCIAL]

2 APRECIÇÃO

Existem algumas alterações de organização sistemática no diploma e outras que contemplam diferenças substanciais.

Quanto às alterações de organização sistemática do diploma, destacam-se as seguintes: (i) introdução de um novo artigo 2.º, com epígrafe “Mecanismos de compensação” que compreende normas que estavam, na versão anterior, ínsitas nos artigos relativos à “Operacionalização” e ao “Financiamento” (embora, neste âmbito, também com alterações substanciais, como se indica *infra*); e (ii) introdução de normas no novo artigo 3.º, com a epígrafe “Procedimento” que se encontravam, na versão anterior, no artigo referente à “Operacionalização”.

Alertamos, ainda que, por lapso, a proposta de diploma compreende dois artigos 6.º, respetivamente com as epígrafes “Consignação da compensação” e “Cumulatividade”.

Por sua vez, a proposta compreende as seguintes principais alterações substanciais, em relação à anterior versão a que a ERSE teve acesso (N/ Ref.º R-Técnicos/2023/2812):

- No n.º 3 do artigo 2.º (i) desaparece a referência a “custos diretos externos” à limitação dos montantes da compensação, e (ii) estabelecem-se limites de 1% do valor dos investimentos que justificam a compensação, no caso de subestações, postos de corte e demais investimentos, e de 5% no caso de linhas e cabos. Anteriormente, previa-se que o montante da compensação era limitado a 3% do valor dos investimentos que as justificam a custos diretos externos, tanto no caso de subestações, postos de corte e demais investimentos, como do valor dos investimentos que as justificam a custos diretos externos, no caso de linhas e cabos aéreos;
- Introdução de um novo número no artigo referente à “Consignação da compensação” (n.º 2 do artigo 6.º da proposta de diploma), nos termos do qual “as compensações podem também dirigir-se à minimização, mitigação ou reparação das significativas externalidades locais negativas demonstradas através de outros tipos de investimentos em equipamentos ou espaços públicos”, que (interpreta-se) não sejam investimentos energéticos;
- Alteração da redação do artigo do “Financiamento da compensação”, eliminando o caráter condicional para mais afirmativo, relativamente à elegibilidade das compensações para efeitos tarifários;
- Confirmação da lista inicial dos projetos elétricos estratégicos de grande impacto, submetida anteriormente a parecer da ERSE (N/ Ref.º R-Técnicos/2023/3360), através da introdução de um novo artigo 7.º:
 - A linha Feira – Ribeira de Pena;
 - As linhas Ferreira do Alentejo – Panóias e Panóias – Tavira;
 - A linha Fanhões – Rio Maior;
 - A linha Alqueva – Divor;
 - As linhas Ferreira do Alentejo – Pegões e Pegões – Rio Maior (acordo de promotores com o operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade [RNT]);

- A linha Fundão – Vilarouco (acordo de promotores com o operador da RNT);
- A linha Lares – Arouca (acordo de promotores com operador da RNT);
- A interligação Luso-Espanhola: Linha Ponte de Lima-Fontefría.

Quanto à primeira das alterações – a relacionada com a eliminação da referência aos custos diretos externos – refira-se que no entendimento da ERSE deve ser especificada a natureza do custo de investimento sobre o qual são aplicados os limites definidos no projeto de Diploma. Nesse sentido, considera-se que devem ser excluídos do âmbito da compensação os custos internos imputados pelo operador da RNT aos investimentos (custos financeiros e custos de estrutura e gestão), não apenas porque consubstanciam um acréscimo de custos, como também por não serem totalmente independentes de opções de financiamento e de reporte contabilístico da empresa, motivo pelo qual na versão anterior se tinha especificado a utilização do custo direto externo.

Em relação à consignação da compensação (artigo 6.º), a proposta enuncia, como regra, à semelhança da proposta anteriormente remetida, que a compensação se destina a ser aplicada, preferencialmente, na sustentabilidade da eficiência energética dos edifícios municipais ou equipamentos de utilização coletiva ou, ainda, dos edifícios habitacionais das populações através de um conjunto de ações. Adicionalmente, prevê-se a introdução de um novo número neste artigo que prevê que “as compensações podem também dirigir-se à minimização, mitigação ou reparação das significativas externalidades locais negativas demonstradas através de outros tipos de investimentos em equipamentos ou espaços públicos”. Tenha-se presente que as compensações em causa são suportadas pelo operador da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e são elegíveis pela ERSE para efeitos tarifários (artigo 5.º, n.ºs 1 e 2).

A este propósito, a ERSE entende que, à luz dos princípios que norteiam a regulação tarifária, e a sua natureza, bem como do disposto no artigo 208.º, n.º 2, alínea c) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, é admissível que valores destinados à eficiência energética sejam elegíveis para tarifas, enquanto custos de interesse económico geral (CIEG), por daí resultarem benefícios, ainda que indiretos, para o Sistema Elétrico Nacional (SEN).

No caso, de modo a permitir-se a aceleração da eletrificação, assente em fontes renováveis, admite-se que seja adequado suportar custos (módicos) com medidas tendentes a compensar externalidades adicionais (não impostas no licenciamento ambiental) que estejam expressamente consignadas à eficiência energética. Destarte, tais investimentos, indiretamente, a prazo, irão beneficiar o SEN. Relativamente à

possibilidade de alocação de valores a “outros tipos de investimentos em equipamentos ou espaços públicos”, será de reforçar a densificação de que estes investimentos estejam, necessariamente, funcionalizados ao objetivo de “minimização, mitigação ou reparação das significativas externalidades locais negativas” causadas pela construção das infraestruturas energéticas em causa.

Quanto à repercussão tarifária das compensações, salienta-se que a proposta foi alterada, para passar a referir que o “montante da compensação aos municípios é considerado elegível pela ERSE para efeitos tarifários”. Na interpretação da ERSE, continua a subentender-se que pode ser tomada uma decisão pelo regulador sobre a efetiva aceitação destes montantes, ao invés de uma obrigatoriedade da sua repercussão nas tarifas. De outra forma, este novo diploma constituirá a criação de um novo CIEG, tanto mais se a aceitação for automática e obrigatória e se se mantiver a possibilidade das compensações suportarem investimentos que não estejam associados a medidas de eficiência energética.

Tal interpretação também se justifica pela necessidade de o operador da RESP fazer uma verificação e atribuição criteriosa das compensações, em termos qualitativos e, principalmente, em termos quantitativos, que é validada pela ERSE antes da repercussão tarifária. De outra forma, pretendendo-se dar ao operador da RNT uma garantia absoluta no reconhecimento destes custos, a eficiência na atribuição destas compensações poderá ficar comprometida. Em consequência, deve ser inserida no diploma norma que aclare que cabe à ERSE tomar decisão sobre a repercussão do custo na tarifa de eletricidade.

Apesar de referir “operadores da RESP”, genericamente, interpreta-se que o projeto de diploma se aplica essencialmente para compensações relativas a infraestruturas da RNT, uma vez que é citado o artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Noutro caso, teria de ser invocado, igualmente, o artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, que é a norma equiparada relativa à Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade. Deste modo, apenas o operador da RNT será abrangido pelo diploma, que elenca um conjunto de projetos elétricos estratégicos de grande impacto da RNT no seu artigo 7.º. Salienta-se, ainda, que neste conjunto de projetos se encontram alguns abrangidos pelos acordos de ligação à rede celebrados entre o operador da RNT e os promotores de centros electroprodutores renováveis, como assinalado nos pontos respetivos. No entendimento da ERSE, as compensações aos municípios referentes a este tipo de projetos, pelo seu enquadramento, não devem estar abrangidas por este diploma e, conseqüentemente, não são passíveis de repercussão nas tarifas.

Posto isto, antecipando o ponto seguinte, por força do n.º 3 do artigo 2.º, o limite geral de 3% foi substituído por dois limites: 1% do valor dos investimentos que justificam a compensação, no caso de subestações, postos de corte e demais investimentos, e 5% no caso de linhas aéreas e cabos (que são subterrâneos e não aéreos, como por lapso se menciona no projeto). Abstratamente, compreende-se esta substituição de critérios porquanto, regra geral, as subestações importam valores mais elevados do que a construção de uma nova linha e, além disso, têm impacto localizado, num só município. Por sua vez, uma nova linha aérea ou cabo, assume comparativamente um valor mais baixo e impacta potencialmente em todo o território que atravessa, as mais das vezes vários municípios, apresentando as linhas, em particular, potenciais externalidades negativas superiores às das subestações.

Importa, neste contexto, avaliar o impacto da aplicação destas compensações, que se apresenta no ponto 2.1 deste parecer.

2.1 IMPACTOS DAS COMPENSAÇÕES

Para estimar os montantes de compensações aos municípios que poderão resultar da proposta de diploma, a ERSE identificou os montantes de investimento para os projetos elencados no artigo 7.º da proposta de diploma, exceto os que estão no âmbito dos acordos entre o operador da RNT e os promotores.

Nesta análise, considera-se que os projetos designados como “linha” incluem não só as infraestruturas de linha propriamente ditas (postes, condutores ativos, cabos de guarda, isoladores), mas também os equipamentos que permitem as ligações nos extremos da linha (painéis de linha nas subestações).

Os projetos estratégicos de grande impacto elencados no projeto de diploma, para os quais a ERSE dispõe de informação, deverão ser concluídos entre 2023 e 2025, com um valor global de investimento a custos diretos externos de 258 milhões de euros (dados recolhidos do reporte da REN para o exercício tarifário de 2024 e do PDIRT-E 2021 aprovado). De acordo com a informação das tipologias disponível, este montante reparte-se em 233 milhões de euros relativos a projetos de linhas (dos quais 21 milhões relativos a painéis de linha) e 25 milhões de euros relativos a projetos de subestações (nova subestação de Ponte de Lima, associada à interligação internacional, e nova subestação de Panóias, associada à linha Ferreira do Alentejo-Panóias e Panóias-Tavira).

Face aos limites máximos indicados no projeto de diploma, desagregado por subestações e linhas, o montante das compensações dos projetos enumerados no artigo 7.º poderá ascender a 12 milhões de euros, excluindo as compensações dos projetos no âmbito dos acordos entre o operador da RNT e os promotores. Estes valores foram calculados com os custos diretos externos de investimento (CDE), isto é, sem considerar encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros. A consideração destes últimos poderia aumentar em, pelo menos, 10% esses custos.

Refira-se, contudo, que numa perspetiva da globalidade dos investimentos a realizar nos próximos anos pelo operador da RNT e assumindo que os mesmos são enquadrados pelo presente diploma, o impacto apresentado poderá estar subestimado, tendo em conta que os projetos identificados representam cerca de 46% do investimento previsto transferir para exploração em 2023 e 2024 e 28% do investimento até 2031 previsto no PDIRT-E 2021, aguardando-se a breve trecho a apresentação do PDIRT-E 2023, que poderá definir mais projetos elétricos estratégicos de grande impacto.

Refira-se ainda que, com o peso relativo das linhas e das subestações no conjunto dos projetos estratégicos de grande impacto enunciados no artigo 7.º, os fatores de 1% aplicados aos investimentos em subestações e de 5% aplicados aos investimentos em linhas resultarão num peso relativo das compensações acima de 4,6 % do valor desses investimentos, quer estes sejam valorizados em CDE, quer o sejam a custos totais (incluindo encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros). Porém, esta circunstância poderá eventualmente diluir-se no futuro e fazer aproximar os valores presentes na proposta do nível médio de 3% que havia servido de referencial. Com efeito, tomando em consideração a proporção do ativo líquido de amortizações em 2022, das subestações (53,3%) e das linhas (46,6%), a aplicação dos fatores de 1% e de 5% respetivamente às subestações e às linhas, permitirá alcançar o fator global de referência de cerca de 3% considerado na versão inicial da proposta de diploma. Apesar disso, considerando o efeito do conjunto de projetos estratégicos de grande impacto enunciados no artigo 7.º e, conseqüentemente, o peso relativo das compensações acima de 4,6%, poderá suscitar-se a ponderação do valor máximo de 5% abstratamente previsto aplicar aos investimentos em linhas¹.

¹ A título ilustrativo, refira-se que a alteração deste limiar (5%) que permite atingir um valor global de 3% para o conjunto de projetos identificado no projeto de diploma, permitiria alcançar uma redução do montante das compensações para 7,7 milhões de euros a CDE, comparativamente aos 12 milhões de euros acima referidos.

Importa ainda salientar que os artigos 2.º, 3.º e 4.º do projeto de diploma referem “impactos negativos sobre o território”, “significativas externalidades locais negativas”, “reconhecimento da quantificação”, “danos demonstrados”, “efeitos positivos gerados”, sem ser identificada ou definida uma metodologia para a sua quantificação. Este aspeto é muito relevante para a aplicação do diploma não devendo a metodologia de quantificação destes impactos e externalidades ser deixada totalmente à discricionariedade dos intervenientes na atribuição de compensações (operador da RNT e Municípios).

3 CONCLUSÕES

1. O parecer da ERSE à proposta de diploma sobre projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas... [CONFIDENCIAL].
2. Neste âmbito, têm relevância (i) a eliminação à referência a “custos diretos externos” quanto aos montantes da compensação prevista no artigo 2.º, n.º 3; e (ii) a substituição do limite geral de 3% pelo estabelecimento de limites de 1% do valor dos investimentos que justificam a compensação, no caso de subestações, postos de corte e demais investimentos, e de 5% no caso de linhas e cabos; (iii) a introdução de um novo número sobre “as compensações podem também dirigir-se à minimização, mitigação ou reparação das significativas externalidades locais negativas demonstradas através de outros tipos de investimentos em equipamentos ou espaços públicos”, que não sejam investimentos energéticos (artigo 6.º, n.º 2); e (iv) a identificação de projetos elétricos estratégicos concretos.
3. Quanto à eliminação da referência a “custos diretos externos”, considera-se que deve ser reposta na redação do diploma, não apenas porque consubstancia um acréscimo de custos, como também por não serem independentes de opções de financiamento e de reporte contabilístico da empresa e, finalmente, para que não haja margem para dúvidas sobre qual o montante ao qual são aplicados os limites definidos no diploma e que definirão o valor máximo da compensação.

4. Por força do n.º 3 do artigo 2.º, o limite geral de 3% foi substituído por dois limites: 1% do valor dos investimentos que justificam a compensação, no caso de subestações, postos de corte e demais investimentos, e 5% no caso de linhas aéreas e cabos (que são subterrâneos e não aéreos, como por lapso se menciona no projeto). Abstratamente, compreende-se esta substituição de critérios porquanto, regra geral, as subestações importam valores mais elevados do que a construção de uma nova linha e, além disso, têm impacto localizado, num só município. Por sua vez, uma nova linha aérea ou cabo, assume comparativamente um valor mais baixo e impacta potencialmente em todo o território que atravessa, as mais das vezes vários municípios, apresentando as linhas, em particular, potenciais externalidades negativas superiores às das subestações.
5. Em concreto, com o peso relativo das linhas e das subestações no conjunto dos projetos estratégicos de grande impacto enunciados no artigo 7.º, os fatores de 1% aplicados aos investimentos em subestações e de 5% aplicados aos investimentos em linhas resultarão num peso relativo das compensações acima de 4,6 % do valor desses investimentos. Esta circunstância poderá eventualmente diluir-se no futuro e fazer aproximar os valores presentes na proposta do nível médio de 3% que havia servido de referencial. Com efeito, tomando em consideração a proporção do ativo líquido de amortizações em 2022, das subestações (53,3%) e das linhas (46,6%), a aplicação dos fatores de 1% e de 5% respetivamente às subestações e às linhas, permitirá alcançar o fator global de referência de cerca de 3% considerado na versão inicial da proposta de diploma. Apesar disso, considerando o efeito do conjunto de projetos estratégicos de grande impacto enunciados no artigo 7.º e, conseqüentemente, o peso relativo global das compensações acima de 4,6%, poderá suscitar-se a ponderação do valor máximo de 5% abstratamente previsto aplicar aos investimentos em linhas.
6. Relativamente ao n.º 2 do artigo 6.º, conforme exposto, recomenda-se o reforço da densificação de que “outros tipos de investimentos em equipamentos ou espaços públicos” sejam necessariamente funcionalizados à minimização, mitigação ou reparação das significativas externalidades locais negativas causadas pelas infraestruturas energéticas em causa.
7. Apesar de a ERSE entender que se mantém o caráter não mandatário, a redação do artigo 5.º do “Financiamento da compensação” deve manter um caráter condicional relativamente à repercussão tarifária das compensações. De outra forma, este novo diploma constituirá a criação

de um novo CIEG, tanto mais se a aceitação for automática e obrigatória e se se mantiver a possibilidade das compensações suportarem investimentos que não estejam associados a medidas de eficiência energética.

8. Quanto aos projetos elétricos estratégicos concretos, o montante máximo das compensações estimado para a lista inicial de projetos estratégicos de grande impacto é da ordem de 12 milhões de euros, que poderão vir a ser repercutidos nas tarifas após a entrada em exploração destes projetos, o que deverá ocorrer para a sua totalidade até 2025, de acordo com a informação mais recente que a ERSE dispõe. Esta estimativa não inclui compensações aos municípios referentes a projetos que se encontrem no âmbito dos acordos entre o operador da RNT e os promotores, uma vez que, nestes casos, a ERSE considera que as compensações não deverão ter repercussão tarifária.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 20 de novembro de 2023

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o documento é suscetível de ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior, nos termos legais. A disponibilização não abarca a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.