

PARECER

Parecer sobre estimativa e repartição de custos relativos à ligação
da Central Fotovoltaica do Pisão

março 2024

Consulta: Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima 29/2/2024

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 18/09/2024:

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.

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	APRECIACÃO	2
2.1	Solução técnica proposta pela REN	2
2.2	Proposta de repartição de custos	4
3	PROCEDIMENTOS DE APROVAÇÃO AUTÓNOMA VS APROVAÇÃO DOS PDIRT	7
4	IMPACTES FINANCEIROS EM PROVEITOS PERMITIDOS.....	7
5	CONCLUSÕES	13

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Sr.ª Secretária de Estado da Energia e Clima, rececionada a 22 de março de 2024 (R-Tecnicos/2024/1386), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

A ERSE recebeu um pedido de parecer remetido pelo Gabinete da Sr.ª Secretária de Estado da Energia e Clima (SEEC), relativo à validação do montante de **34 milhões de euros¹**, referente a custos com as infraestruturas necessárias para ligação à Rede Nacional de Transporte (RNT) da central fotovoltaica do Pisão (CF), assim como a validação da sua repartição entre concessionária e promotor, de acordo com proposta da REN.

Em causa está um projeto de uma central fotovoltaica com capacidade instalada de 150 MVA, dos quais 77 MW em terra e 51 MW flutuantes, e que se ligará à RNT em MAT (400 kV). O projeto da CF faz parte de um empreendimento mais amplo e com outros fins múltiplos, e que, segundo a comunicação da SEEC, beneficia de verbas inscritas no PRR², apresentando extrema importância para o Alto Alentejo. Em causa está ainda o cumprimento de prazos exigentes associados ao PRR.

A mesma informação refere que a REN propõe que a ligação à RNT da central seja feita com recurso à construção de um novo posto de corte da RNT a criar naquela zona de rede, a ligar a uma linha de MAT já existente, devido a restrições para novas ligações à subestação de Falagueira.

A REN refere ainda que, tendo em conta as metas do PRR associadas à CF do Pisão e o subjacente interesse público mais amplo do projeto, e atendendo ao tempo necessário para a concretização do novo Posto de Corte, é possível, com caráter excecional e temporário (e sujeito a restrições de exploração), executar a ligação à RNT através de uma ligação simples em “T”, até à conclusão do novo posto de corte e reforço do troço da linha Estremoz - Falagueira. Relembra ainda que esta ligação temporária em “T” não é admissível de forma provisória, exigindo sempre a construção da solução definitiva.

¹ A SEEC refere que os valores indicados estão expressos sem IVA.

² A CF do Pisão tem um custo de 51 M€, não inscrito no PRR, enquanto a barragem do Pisão apresenta um custo total que ascende a 192 M€, dos quais 141 M€ inscritos no PRR.

Assim, a solução técnica definitiva implica a criação de um novo posto de corte da RNT a 400 kV, e abertura da atual linha Estremoz – Falagueira, onde será ligado o novo posto de corte. O custo inerente a esta solução é estimado pela REN em **17 milhões de euros**³. A REN propõe que estes custos sejam imputados ao Sistema Elétrico Nacional, e à concessão da RNT como parte do desenvolvimento estratégico da rede. Sobre esta solução excecional e temporária de ligação em “T” do posto de corte, a REN indica ainda que só avançará com a ligação provisória, caso a solução definitiva seja previamente aprovada pelo Concedente.

A este montante associado ao novo posto de corte, acresce ainda um custo de **14 a 17 milhões de euros**, relativo ao reforço interno da RNT que a REN considera necessário para viabilizar a ligação da CF do Pisão. Segundo a REN, esta gama de valores prende-se sobretudo com a incerteza sobre o valor exato do cabo de alta temperatura necessário ao reforço de capacidade de transmissão da linha existente e os períodos de indisponibilidade da mesma para a realização do respetivo reforço. Segundo o pedido, incluído neste montante estão 3 M€ do custo com elementos de ligação à CF.

Finalmente, no que respeita à **repartição de custos**, a REN propõe a imputação deste montante (14 a 17 M€) ao promotor. No entanto, uma vez que, deste total, apenas cerca de **3 milhões de euros** dizem respeito a elementos de ligação exclusivos da CF (incluindo cerca de 1,2M€ em serviços de ligação), a SEEC questiona a ERSE sobre a pertinência da imputação da totalidade do montante ao promotor, identificando como alternativa, a possibilidade de se imputar apenas os 3 milhões de euros ao promotor e imputar o restante montante à concessionária como custos de sistema.

2 APRECIÇÃO

2.1 SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA PELA REN

A **solução técnica** proposta pela REN, que tem como base a construção de um novo posto de corte a 400 kV onde se irá ligar a central fotovoltaica (CF) do Pisão, decorre em duas fases. Uma primeira fase, com uma

³ Inclui custos de estrutura e gestão e encargos financeiros estimados em 12% sobre os custos diretos externos.

solução temporária que consiste na ligação em “T” do novo poste de corte à atual linha Extremoz-Falagueira (400 kV), evitando o atraso na concretização da ligação da CF. Já numa segunda fase, esta ligação provisória em “T” é substituída pela solução definitiva, com a abertura da linha de 400kV e respetiva ligação dos novos troços ao posto de corte.

Efetivamente, as soluções de ligação em “T” não podem ser definitivas, tal como previsto no Regulamento da Rede de transporte⁴, e, nesse sentido, a ERSE concorda com a solução definitiva proposta pela REN e dá o seu parecer favorável à respetiva aprovação pelo Concedente.

Já sobre a necessidade de **reforço da capacidade da linha de 400 kV Extremoz-Falagueira**, através da instalação de cabos de alta temperatura na linha, não é possível à ERSE emitir uma posição devidamente fundamentada no sentido de suportar a aprovação do montante em causa, na medida em que, no pedido de parecer que lhe foi remetido pela SEEC, não é disponibilizada qualquer outra informação de natureza técnica que lhe permita avaliar a necessidade do reforço da atual linha de 400 kV.

Sem prejuízo desta posição, admite-se que a ligação de nova produção ao longo da linha de 400kV (seja a CF Pisão, sejam outras CF em estudo na região) possa obrigar, a prazo, à necessidade de reforço da mesma. Esta necessidade seria, naturalmente, minimizada, caso a CD fosse ligada diretamente na Subestação da Falagueira, o que, como referido, não é viável. No entanto, a ERSE não dispõe de informação que lhe permita confirmar a necessidade imediata de reforço da linha.

Verifica-se ainda que o PDIRT-2021 aprovado pelo Concedente (v/ref. Informação n. 93/2022/SEANE) não identifica, explicitamente, qualquer necessidade de reforço da linha em questão, ainda que nesse plano estejam inscritos projetos de “*reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT*” (PR1907), mas relativo a três linhas de 220 kV a intervencionar. Assim, tudo indica tratar-se de um projeto de investimento superveniente.

Sobre a natureza do projeto, sublinha-se que o PDIRT-E 2021 aprovado tem inscrita uma verba de cerca de 40 M€ entre 2022-2026, destinada a cobrir investimento corrente urgente. Assim, esta verba pode acomodar os montantes que venham a ser imputados à Concessão da RNT relativos a este projeto. Quanto aos montantes a serem imputados à concessão, condiciona-se a aceitação futura dos custos inerentes ao

⁴ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/596-2010-334076>.

projeto pela ERSE em sede de cálculo de proveitos, à apresentação de mais informação pela empresa, incluindo detalhes técnicos sobre o projeto de reforço, bem como sobre a fundamentação da necessidade do mesmo.

Nesse sentido, uma vez que a ERSE não dispõe de informação completa para validar devidamente a necessidade de reforço da rede e respetiva aprovação pelo Concedente dos montantes estimados pela REN para reforço da capacidade da linha Extremoz-Falagueira, propõe-se que os montantes a aprovar sejam alocados ao programa corrente urgente previsto no PDIRT-E 2021 aprovado.

2.2 PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DE CUSTOS

Posto de corte

A REN estima o valor do custo do novo posto de corte em cerca de **17 milhões de euros**, mas sem disponibilizar qualquer informação sobre as características do mesmo, seja em termos de área ocupada, seja em termos do número de painéis equipados ou painéis de reserva, a instalar, seja ao nível de indicação de outros potenciais futuros promotores a ligar ao posto de corte.

Sem essa informação, a ERSE não pode tomar uma posição detalhada e fundamentada sobre a razoabilidade do custo apresentado pela REN. Pode, contudo, basear uma sua posição, não definitiva, no parecer que emitiu em 2023 à construção do novo posto de corte do Pego, composto por 16 painéis de linha equipados e 4 de reserva, e cujo custo total ascendia a 31 milhões de euros. Nesse parecer, a ERSE recomendou que os promotores das centrais a ligar ao posto de corte suportassem cerca de 11 milhões de euros associados aos painéis de linha de cada uma das suas centrais, com o custo de cada painel repartidos entre custo com a plataforma do posto de corte e custo com o equipamento do painel propriamente dito.

No caso do novo posto de corte do Pisão, agora em análise, assume-se que sejam necessários pelo menos 4 painéis equipados, destinados a ligar os dois circuitos de 400 kV que derivam da abertura da linha de Extremoz-Falagueira, e ligar os 2 circuitos com origem na Central Fotovoltaica. Tradicionalmente, neste tipo de instalações, existe cerca de 1 painel de reserva por cada 2 painéis de linha, pelo que se estima venham a ser instalados 2 painéis de reserva, não equipados.

Assumindo um custo unitário por painel equipado de cerca de **3 milhões de euros** e assumindo cerca de **500 mil euros** para cada painel de reserva, em linha com o Posto de Corte do Pego, a ERSE estima um custo total do posto de corte da ordem de **13 a 14 milhões** de euros, abaixo do montante de **17 milhões de euros** propostos pela REN. Esse diferencial, poderá, eventualmente, estar relacionado com outros painéis para ligação de futuros promotores, mas que, de acordo com informação disponibilizada no pedido de parecer, a ERSE não pode validar, pelo que apenas consegue validar 14 milhões de euros relativos a 6 painéis.

Assim, com a informação limitada de que dispõe, e com uma análise baseada em vários pressupostos não confirmados, a ERSE considera razoável um valor da ordem dos **13 a 14 milhões de euros** para o custo total do posto de corte. Condiciona, contudo, uma futura aceitação dos custos do posto de corte em sede de cálculo de proveitos, à futura apresentação pela empresa dos detalhes do projeto, designadamente o número de painéis instalados e de reserva, assim como dos custos unitários de cada painel, repartidos por componente comum e componente painel.

Finalmente, sobre a repartição deste montante entre concessionária e promotor, a ERSE entende que ao promotor devem ser alocados todos os custos relativos aos 2 painéis necessários para ligação à CF, que se estima possam ascender a 6 milhões de euros, com o restante montante (7 a 8 milhões de euros) a imputar à concessionária.

Reforço da capacidade da linha de 400kV

Sobre os custos do reforço da capacidade de transporte da linha de 400 kV Extremoz-Falagueira, que a REN estima em **14 a 17 milhões de euros**, com o intervalo a ser associado à incerteza sobre o custo dos condutores de alta temperatura, a ERSE sublinha, novamente, a falta de qualquer informação ou detalhe no pedido de parecer que *fundamente este montante*, designadamente informação sobre a extensão dos condutores a intervencionar.

Não podendo efetuar uma equivalência entre o custo do atual projeto de reforço e os custos do projeto inscrito no PDIRT-E 2021, relembra-se ainda assim que esse projeto (PR1907), incide sobre três linhas de 220 kV, e tem orçamentado um custo total de 2,9 milhões de euros. Por outro lado, com base no histórico de informação de que a ERSE dispõe em termos de custos de investimentos desta natureza, existem vários projetos de *uprating* ou reforço da capacidade de uma linhas de 400 kV, com montantes a variar entre 4 e 9 milhões de euros, mas todos eles abaixo do valor estimado pela REN.

Deste modo, sem outra informação que possa sustentar a estimativa da REN (14-17 M€), a ERSE coloca reservas sobre a imputação desse custo à concessionária, pelo que, a vir a ser aprovado pelo Concedente, deverá ser alocado ao promotor, por acordo mútuo. Em alternativa, na ausência de acordo de repartição, o montante pode ser alocado ao programa investimento corrente urgente, aprovado no PDIRT-E 2021, sendo a aceitação do montante pela ERSE em sede de Tarifas, condicionado à informação que a REN vier a apresentar à ERSE sobre a efetiva necessidade imediata de reforço da rede, e fundamentação dos custos do projeto.

Finalmente, sobre os cerca de **3 milhões de euros** relativos a elementos de ligação, a ERSE considera que a natureza desse investimento não é a de um reforço de rede, e como tal não deve estar incluído no custo do projeto de reforço da rede a jusante do posto de corte. Na realidade, trata-se de novos circuitos de 400 kV a ligar a CF aos respetivos painéis de linha. Em conformidade com o disposto no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), esse custo (3 M€) deve ser suportado na totalidade pelo promotor, enquanto requerente de ligação.

Finalmente, conforme previsto no artigo 151.º do RRC, importa realçar que o promotor deverá suportar os encargos para reforço da rede e que, face à potência da CF de 150 MVA, resulta numa comparticipação estimada de cerca de 3,7 milhões de euros, admitindo-se que possa não o concretizar se suportar, por acordo, a totalidade dos investimentos relativos ao reforço da capacidade de transporte da linha Extremoz - Falagueira.

Posição integrada

Em resumo, a ERSE considera que o promotor deve suportar os cerca de **3 milhões de euros** em elementos de ligação, e, voluntariamente, por acordo com o operador, suportar quaisquer custos relativos ao reforço da capacidade da linha Extremoz-Falagueira, que venham a ser aprovados pelo Concedente. A ERSE não dispõe de dados que permitam validar a dimensão do custo estimado pela REN, e, por isso, validar a imputação desse custo à concessionária, com reflexo nos custos a suportar pelos consumidores. Assim, o custo relativo ao reforço da rede pode ser repartido entre concessionária e produtor por acordo entre eles, ou em alternativa ser imputado ao programa investimento corrente urgente, aprovado no PDIRT-E 2021, sendo a aceitação do montante pela ERSE em sede de Tarifas, condicionado à informação que a REN vier a apresentar à ERSE.

Ao promotor caberá ainda suportar cerca de **6 milhões de euros** (estimativa) relativo aos dois painéis de linha previstos virem a ser instalados no posto de corte para ligação da central fotovoltaica.

A imputar à concessionária resulta o remanescente, ou seja, cerca de 7 a 8 milhões de euros estimados pela ERSE relativos aos custos do posto de corte não suportados pelo promotor.

3 PROCEDIMENTOS DE APROVAÇÃO AUTÓNOMA VS APROVAÇÃO DOS PDIRT

Sem prejuízo do atual parecer, a ERSE considera que os processos de aprovação autónoma de investimentos, fora do processo normal de apreciação, a cada dois anos, da proposta de PDIRT, onde se inclui a realização de consulta pública, apenas devem ocorrer como opção de último recurso, designadamente quando a não realização de determinado investimento pode ter consequências ao nível da segurança do abastecimento, sendo, nesse sentido, urgente e inadiável a sua aceitação em procedimento autónomo.

Nesse quadro, seria desejável assegurar que as justificações que acompanham futuros pedidos de aprovação autónoma por parte do operador da RNT fossem previamente validadas pela DGEG, atentas as atribuições que lhe estão legalmente cometidas nesta matéria.

4 IMPACTES FINANCEIROS EM PROVEITOS PERMITIDOS

Com uma metodologia do tipo *rate-of-return* aplicada aos custos com o capital (CAPEX⁵), como existiu até 2021, os investimentos realizados pelo operador da rede de transporte (ORT) tinham um impacto direto nos proveitos permitidos definidos anualmente para a atividade de transporte de energia elétrica (TEE) e a análise económica de novos investimentos poderia ser efetuada numa perspetiva de potenciais acréscimos a estes proveitos em base anual.

⁵ CAPEX: *Capital Expenditure*.

Contudo, **no período de regulação de 2022 a 2025 ocorreu uma alteração substancial da metodologia de regulação da atividade de TEE, que passou a ser do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX)⁶.** O objetivo desta alteração consistiu em diminuir a relação direta existente entre os proveitos do ORT e o investimento realizado na atividade de TEE e, deste modo, passar a não precondicionar as opções estratégicas de utilização de recursos, quer sejam OPEX ou CAPEX, com vista a permitir uma gestão economicamente mais eficiente pelo operador e assegurando simultaneamente que, nessas condições, dispõe de recursos suficientes para desenvolver a sua atividade.

No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORT para a globalidade do período de regulação, nomeadamente os investimentos previstos no último PDIRT-E aprovado ou que foram alvo de parecer por parte da ERSE, que são considerados na componente de CAPEX incluída da base de custos TOTEX, definida no início de cada período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, **os investimentos previstos e os realizados na atividade de TEE em cada ano deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX**, de acordo com a variação anual do IPIB-X (sendo X a meta de eficiência) e dos indutores de custos aplicáveis.

Assim, neste contexto de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, **as atualizações dos investimentos anteriormente aprovados nos PDIRT-E deixam de ter um impacto direto nos proveitos permitidos anuais da atividade de TEE nos anos que se encontrem dentro do período de regulação em curso**, desde que os investimentos propostos não alterem de forma relevante a componente de CAPEX ou a evolução dos indutores de custos físicos, face ao considerado no início do período de regulação.

Complementarmente, a metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE em vigor desde 2022 inclui um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que procura garantir que a remuneração total da empresa se mantém dentro de um intervalo que garante o seu equilíbrio económico-financeiro, evitando a obtenção de rendas excessivas ou de menores ganhos que possam comprometer o desempenho das suas atividades. O resultado deste mecanismo, baseado no desempenho real da empresa ao longo de todo o período de regulação face às metas impostas pela ERSE, é calculado e

⁶ TOTEX: *Total Expenditure*. Esta metodologia encontra-se detalhada no documento [“Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”](#).

refletido nos proveitos permitidos no período de regulação subsequente. Para este cálculo do desempenho real da empresa serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados, quer no âmbito de um PDIRT-E, quer em processos autónomos, designadamente semelhantes ao presente parecer.

Os investimentos ocorridos e que foram alvo de aprovação são igualmente considerados no cálculo da componente de CAPEX incorporada na base de custos TOTEX da atividade de TEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026, onde serão igualmente assumidas as projeções de investimento atualizadas pelo último PDIRT-E aprovado ou que tenha sido alvo de parecer por parte da ERSE, até esse momento, bem como projeções de investimentos aprovados no âmbito de processos autónomos.

Importa assim **estimar o contributo que o investimento proposto pela REN, decorrente da reformulação da RNT na zona da Falagueira para permitir a ligação definitiva da central fotovoltaica do Pisão, pode ter na base de ativos regulada e nos proveitos da atividade de TEE, de modo a antever o seu impacte económico no próximo período de regulação que se iniciará em 2026.**

De acordo com a informação recebida, todos os custos apresentados incorporam encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros, da ordem de 12% dos custos diretos externos de investimento, sendo uma percentagem que se encontra alinhada com o valor histórico verificado na atividade de TEE (média dos últimos 4 anos reais 2019-2022 foi de 12,4%). Complementarmente, nestas simulações foi necessário assumir os seguintes pressupostos adicionais, por não constarem na informação recebida:

1. dadas as características dos investimentos que a ERSE admite virem a ser incorporados na base de ativos regulada neste processo de aprovação *ad-hoc*, foi assumido que no posto de corte 90% do novo ativo será amortizado a 30 anos e o restante a 10 anos, enquanto no reforço da linha e elementos de ligação exclusivos a totalidade do novo ativo será amortizado a 30 anos;
2. não tendo sido indicada uma data em concreto para a concretização e **transferência para exploração do projeto, adotou-se como pressuposto abril de 2027**, que pressupõe cerca de 3 anos desde a decisão de investimento até à sua concretização;

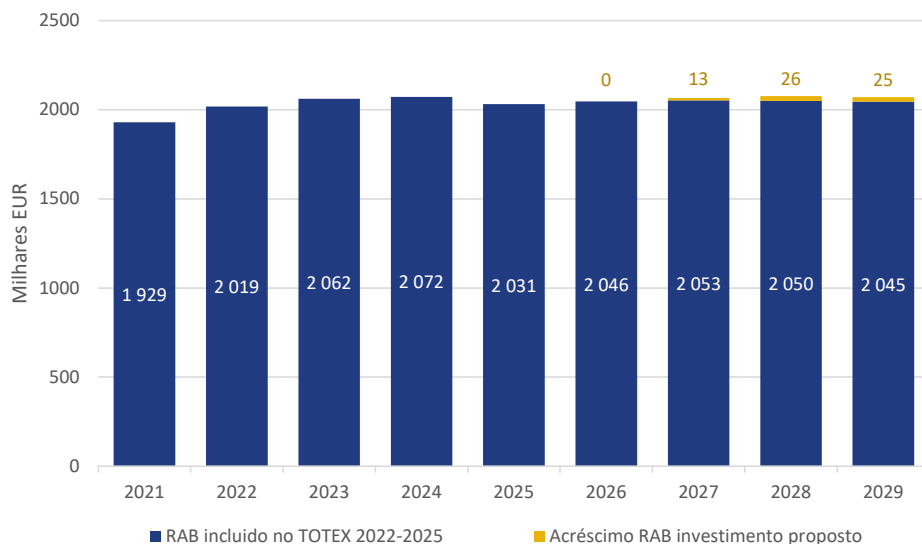
Primeiramente, estimam-se os impactos para um **Cenário Máximo** decorrente da adoção direta dos custos de investimentos indicados no email recebido, que corresponderá a assumir os seguintes pressupostos:

- estimativa de custo para o novo Posto de Corte de 17 milhões de euros, a suportar pela Concessão da RNT;
- estimativa de custo com o reforço da linha Estremoz-Falagueira no valor de 14 milhões de euros, a suportar pela Concessão da RNT, que corresponde a assumir o valor máximo indicado na informação recebida (17 milhões de euros), deduzido de 3 milhões de euros referentes ao custo dos elementos de ligação exclusiva a suportar pelo promotor (onde se assume incluem os correspondentes painéis de ligação no novo posto de corte);
- participações para reforço interno da RNT, na proporção da potência de ligação à rede da central fotovoltaica (150 MVA), no valor de 3,7 milhões de euros⁷, que será suportado pelo promotor;

Com estes pressupostos, **a base de ativos regulada da atividade TEE será incrementada em 27,3 milhões de euros**. A Figura 2-1 mostra a estimativa de evolução do ativo líquido a remunerar da atividade de TEE, desagregada entre o que foi considerado no cálculo da base de custos TOTEX para o período de regulação 2022-2025 (e a respetiva evolução estimada entre 2026 e 2029) e o acréscimo referente ao investimento adicional proposto, a custos totais, que será imputado à Concessão da RNT, e consequentemente, repercutido nas tarifas de acesso às redes. Assumindo que a componente CAPEX na nova base de custos TOTEX, para o período de regulação que se iniciará em 2026, manteria um peso equivalente ao da base de custos definida para o período de regulação 2022-2025 e assumindo um OPEX constante, **o acréscimo de investimento proposto levaria, só por si, a uma variação do TOTEX anual e, consequentemente, do proveito permitido anual desta atividade de cerca 1,48 milhões de euros (0,56% da atual base de custos TOTEX)**. Caso os projetos sejam antecipados em 1 ano (ou seja, entrada em exploração em abril de 2026), **a variação do proveito permitido ao longo do próximo período de regulação será de 2,08 milhões de euros por ano (0,79% da atual base de custos TOTEX)**.

⁷ Ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 22 de abril de 2019.

Figura 2-1 – Previsão de evolução da base de ativos regulada da atividade de TEE – Cenário BASE



Fonte: ERSE

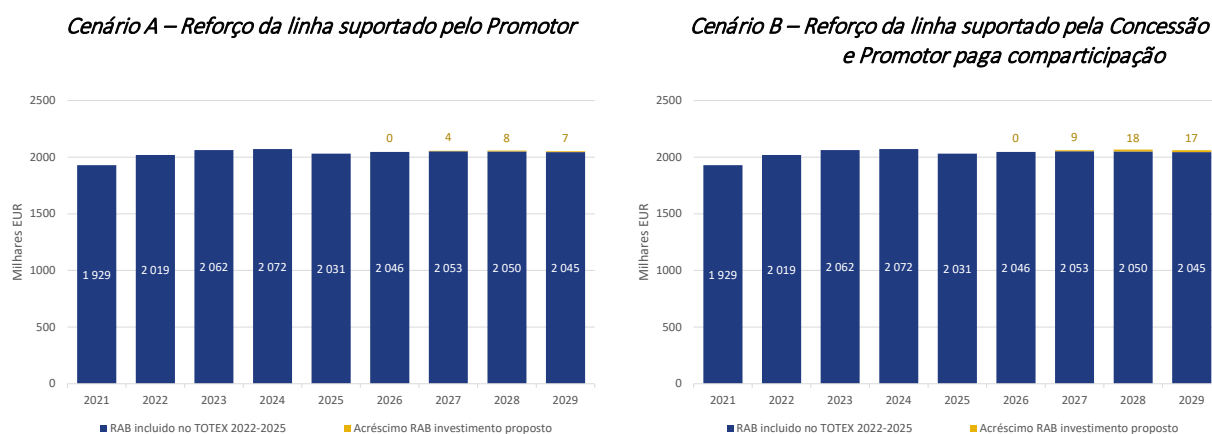
Como referido no ponto 2.2 do presente parecer, no que diz respeito aos custos de investimento da solução proposta pela REN, a ERSE considera que a estimativa do custo para o novo Posto de Corte deverá ser da ordem de 14 milhões de euros, ao invés dos 17 milhões de euros indicados pela REN. Este valor incluirá o custo de dois painéis para ligação da central fotovoltaica ao posto de corte, cujo custo se estima em 6 milhões de euros, e que terão de ser integralmente suportados pelo promotor. Deste modo, o valor líquido do posto de corte a suportar pela Concessão da RNT será de 8 milhões de euros. Nesta situação, o custo de 3 milhões de euros referente a custos com elementos de ligação exclusivos que é indicado na informação recebida refere-se à restante infraestrutura de ligação entre o posto de corte e a central do Pisão. Nestas circunstâncias, simularam-se os impactos para dois cenários, que se distinguem pelas participações que se assume terem de ser suportadas pelo promotor:

- Cenário A – o promotor suporta integralmente o custo do reforço da linha Falagueira-Estremoz;
- Cenário B – o custo de reforço da linha é suportado pela Concessão, e o promotor paga as participações para reforço da RNT, no valor de 3,7 milhões de euros (vide nota de rodapé 8).

Com estes pressupostos, a base de ativos regulada da atividade TEE será incrementada em 8,0 milhões de euros no Cenário A e em 18,3 milhões de euros no Cenário B.

A Figura 2-2 mostra a estimativa de evolução do ativo líquido a remunerar da atividade de TEE, com desagregação das partes referente ao investimento que será imputado à Concessão da RNT, e consequentemente, repercutido nas tarifas de acesso às redes.

Figura 2-2 – Previsão de evolução da base de ativos regulada da atividade de TEE – Cenários A e B



Fonte: ERSE

Assumindo que a componente CAPEX na nova base de custos TOTEX, para o período de regulação que se iniciará em 2026, manteria um peso equivalente ao da base de custos definida para o período de regulação 2022-2025 e assumindo um OPEX constante, **o acréscimo de investimento proposto levaria a uma variação do TOTEX anual e, consequentemente, do proveito permitido anual desta atividade de cerca 0,45 milhões de euros (0,17% da atual base de custos TOTEX) no Cenário A, e de 0,99 milhões de euros (0,37% da atual base de custos TOTEX) no Cenário B⁸.** Caso os projetos sejam antecipados em 1 ano face ao pressuposto assumido (ou seja, em abril de 2026), a variação do proveito permitido ao longo do próximo período de regulação 2026-2029 será de 0,63 milhões de euros (0,24% da atual base de custos TOTEX) no Cenário A e de 1,39 milhões de euros (0,52% da atual base de custos TOTEX) no Cenário B.

O quadro seguinte resume os impactos obtidos para os três cenários analisados.

⁸ Com uma taxa de remuneração dos ativos igual ao valor real de 2023 (5,27%), para a totalidade do período de 2026 a 2029.

Quadro 2-1 – Resumo dos impactos

	Acrésc. Base Ativos TEE [M€]	Acrésc. Prov. TEE 2026-2029 [M€/ano]		Var. Prov. TEE 2026-2029	
		Explor. 2027	Explor. 2026	Explor. 2027	Explor. 2026
Cenário Máximo	27,3	1,48	2,08	0,56%	0,79%
Cenário A	8,0	0,45	0,63	0,17%	0,24%
Cenário B	18,3	0,99	1,39	0,37%	0,52%

Finalmente, na ausência de informação específica dos custos com o estabelecimento da ligação temporária em “T” e, posteriormente, dos custos com o seu desmantelamento e reconfiguração da rede para a solução definitiva, não é possível à ERSE confirmar eventuais impactos adicionais decorrentes destes custos ou de abates de ativos que envolvidos na transição da solução temporária para a solução definitiva.

5 CONCLUSÕES

Relativamente ao pedido de aprovação autónoma, rececionado a 22 de março, relativa ao projeto de ligação da central fotovoltaica do Pisão, num investimento total que pode ascender a cerca de 35 milhões de euros, incluindo a construção de um novo posto de corte (17 M€), e a abertura e o reforço da capacidade da linha a 400 kV Extremoz-Falagueira (até 17 M€), a ERSE expressa o seguinte:

- A ausência de informação detalhada sobre o projeto em causa, quer do ponto de vista de detalhes sobre a solução técnica de construção do novo posto de corte e sobre os custos relativos a cada equipamento do mesmo, assim como informação sobre a fundamentação da necessidade de reforço da capacidade de transporte da linha a 400 kV Extremoz-Falagueira, e respetivos elementos que sustente a estimativa de custo da REN.
- A sua concordância com a aprovação da solução definitiva de construção do posto de corte que irá substituir a solução temporária da ligação em “T” proposta pela REN, evitando o atraso da ligação da CF.
- A sua reserva sobre a necessidade imediata do reforço da capacidade da linha MAT e respetivos montantes estimados pela REN, assim como sobre a alocação desse montante integralmente à Concessão da RNT, pelo que, a vir a ser aprovado pelo Concedente, deverá ser alocado ao promotor,

por acordo mútuo. Em alternativa, na ausência de acordo de repartição, o montante pode ser alocado ao programa investimento corrente urgente, aprovado no PDIRT-E 2021, sendo a aceitação do montante pela ERSE em sede de Tarifas, condicionado à informação que a REN vier a apresentar à ERSE sobre a efetiva necessidade imediata de reforço da rede, e fundamentação dos custos do projeto.

- A sua não concordância com a proposta da REN sobre a imputação de custos do posto de corte. Entende a ERSE que, ao promotor, devem ser alocados todos os custos relativos aos painéis associados aos circuitos de ligação da CF, que se estima possam ascender a 6 milhões de euros, sendo o restante montante de custos (7 a 8 milhões de euros), a imputar à concessionária.
- A sua concordância com a imputação ao promotor, na qualidade de requerente, dos 3 milhões de euros em elementos de ligação, em conformidade com o disposto no Regulamento de Relações Comerciais.

Não obstante as posições anteriores da ERSE, diferenciadas, a ERSE sublinha que, no caso de investimentos supervenientes, e de natureza urgente, seria desejável que a aprovação desses investimentos fossem igualmente objeto de validação prévia pela DGEG, em particular as razões que justificam o investimento, no quadro das competências desta entidade.

Quanto à análise de impacto económico, foi realizada em diferentes cenários, que se distinguem por diferentes custos totais a suportar pela Concessão da RNT: no cenário Máximo o acréscimo na base de ativos da atividade de TEE é de 27,3 milhões de euros, enquanto nos cenários A e B que resultam de diferente estimativa da ERSE para os custos do novo posto de cortes e das comparticipações a suportar pelo promotor, o acréscimo é de 8,0 milhões de euros no Cenário A (Promotor suporta a totalidade do custo com o reforço da linha Estremoz-Falagueira) e de 18,3 milhões de euros no Cenário B (Concessão da RNT suporta os custos com o reforço da linha Estremoz-Falagueira e o Promotor paga as comparticipações de reforço da RNT previstas regulamentarmente).

No que diz respeito ao impacto financeiro, devido à atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE, os impactes tarifários ocorrerão a partir das tarifas de 2026 por efeito da sua inclusão na base de custos.

Assumindo um conjunto de pressupostos simplificadores, a solução proposta poderá levar a incrementos do proveito permitido desta atividade a recuperar pelas tarifas de acesso entre 0,45 e 2,10 milhões de

euros (0,17% a 0,79% de incremento percentual no proveito permitido da atividade de TEE) por ano no período 2026-2029, consoante a estimativa de custos considerada para o novo posto de corte (14 ou 17 milhões de euros), a comparticipação pelo produtor do reforço da linha Estremoz-Falagueira seja integral ou de acordo com a Diretiva n.º 10/2019, assim como a consideração da transferência para exploração dos projetos em 2027 ou 2026.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 26 de março de 2024

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.