

CONSULTA PÚBLICA 128

PARECER

PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte
2025 a 2034

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

PARECER	1
1 ENQUADRAMENTO	1
2 PARECER	3
ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2024	15
3 ENQUADRAMENTO	15
4 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE	19
4.1 Consumo de energia elétrica.....	20
4.2 Previsão para a ponta de carga.....	26
5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO	32
5.1 Evolução do investimento aprovado e concretizado.....	32
5.2 Cenário de Investimento - Proposta PDIRT-E 2024.....	34
5.2.1 Projetos Base.....	35
5.2.2 Projetos Complementares.....	37
5.3 Cenário Alternativo de Investimento - Cenário ERSE.....	39
5.3.1 Projetos Base.....	41
5.3.2 Projetos Complementares.....	42
6 ANÁLISE DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024	44
6.1 Concretização de investimentos.....	44
6.2 Identificação das necessidades de sistema e reforços na RNT.....	45
6.3 Alternativas ao Investimento tradicional.....	46
6.4 Gestão Operacional da RNT.....	48
6.4.1 Evolução da potência média de produção de energia elétrica.....	50
6.5 Desenvolvimento Estratégico da Rede.....	52
6.5.1 Digitalização e Modernização de ativos.....	52
6.5.2 Exploração eficiente da RNT.....	53
6.6 Projetos Complementares de impacte significativo.....	57
6.6.1 Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo – Eólica Offshore.....	57
6.6.2 Alimentação de consumos estratégicos.....	58
6.6.3 Reformulação da RNT e gestão de território.....	59
6.6.4 Comparticipações.....	60
6.7 Compensações aos municípios.....	61
6.8 Investimento em ativos não específicos.....	62
6.9 Outras Considerações.....	63
7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS	65

7.1	Enquadramento dos proveitos e investimentos da atividade de TEE.....	66
7.2	Metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade TEE (TOTEX) e efeitos na análise de impactes da proposta de PDIRT-E	70
7.3	Impactes económicos estimados da Proposta de PDIRT-E 2024 nos proveitos permitidos da atividade de TEE a recuperar pela tarifa.....	72
7.4	Análise dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2024.....	82

PARECER

1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), definindo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso aquelas atividades e à proteção dos consumidores. O referido Decreto-Lei procede, assim, à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Nesse contexto, nos termos do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o operador da rede de transporte (ORT) deve elaborar o plano de desenvolvimento e investimento decenal da respetiva rede, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 125.º do referido Decreto-Lei.

Para efeitos de processo de aprovação da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024), importa ainda lembrar que, nos termos do n.º 2 do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o PDIRT-E reveste a natureza de programa setorial, sujeitando-se à aplicação do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, conforme remissão expressa para o n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

Deste modo, através do Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto, a Ministra do Ambiente e Energia determinou que a REN – Rede Elétrica nacional, S.A., enquanto operador da RNT, deve apresentar a referida proposta de PDIRT-E 2024 até ao dia 2 de dezembro de 2024, devendo a mesma incorporar uma atualização do PDIRT-E 2021 (2022-2031) aprovado.

Este Despacho veio ainda revogar o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril, da Secretária de Estado da Energia e Clima, que fixava em 180 dias o prazo global para aprovação do PDIRT-E 2024.

Neste enquadramento, no passado dia 2 de dezembro, a REN apresentou à ERSE uma proposta decenal de PDIRT-E 2024, cabendo à ERSE promover uma Consulta Pública, nos termos do n.º 4 do referido artigo 125.º, no prazo de 22 dias com a duração de 30 dias, e que decorreu entre 6 de janeiro e 17 de fevereiro de 2025 ([Consulta Pública n.º 128 da ERSE](#)).

A ERSE elaborou o relatório da consulta pública, o qual, em conjunto com os contributos recebidos, foi levado a conhecimento da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT). De seguida e com base nos resultados desta Consulta Pública, nos termos do n.º 7 do referido artigo 125.º, no prazo de 30 dias, deve a ERSE emitir o seu parecer, podendo determinar alterações à proposta do PDIRT-E apresentada. O parecer da ERSE deverá ser comunicado à DGEG e ao operador da RNT. Nos termos do n.º 7 do referido artigo, a DGEG deverá igualmente elaborar o seu parecer à proposta de PDIRT-E 2024, levando o mesmo a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pela DGEG, no prazo de 60 dias, o operador da RNT elabora a proposta final de PDIRT-E 2024, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 15 dias, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, bem como dos resultados da Consulta Pública.

Por fim, a proposta de PDIRT-E 2024 é submetida pelo Governo a discussão na Assembleia da República, após o qual é aprovado por resolução do Conselho de Ministros.

2 PARECER

CONTEXTO

1. Num contexto geopolítico instável mantém-se o essencial da linha condutora da política energética nacional e europeia, que permite antecipar para Portugal algumas vantagens no caminho da transição energética em curso, rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050.

No atual quadro de desenvolvimento tecnológico, a descarbonização da sociedade orientada pelos Planos Nacionais de Energia e Clima prevê um aprofundar da sua eletrificação, porque para além de serem elétricas as soluções tecnológicas mais competitivas para produzir energia a partir de fontes de origem renovável, também são cada vez mais elétricas as soluções de utilização dessa energia que se apresentam como mais eficientes. A par com o aprofundamento da eletrificação, é previsto o desenvolvimento das restantes fontes energéticas de origem renovável de que se dispõe, até ao limite dos recursos endógenos disponíveis. No entanto, porque esses recursos são finitos e limitados, a energia que delas se consiga produzir deverá ser reservada para as aplicações que delas tirem mais-valias significativas e, no atual contexto, se aponte para a eletrificação das restantes.

2. A proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024) surge, assim, nesse contexto de reforço da importância da eletrificação e, também, do reforço da importância das redes de transporte de eletricidade e da gestão global do sistema, em particular das interligações. Surge ainda num cenário de crescentes desafios colocados à gestão das redes pela transformação do setor, designadamente a nível das características do parque eletroprodutor, cada vez mais de base renovável e de intrínseca natureza variável e intermitente, a que crescem os desafios de incerteza quanto ao ritmo de aceleração dessa eletrificação bem como ao surgimento de novos e significativos consumos elétricos estratégicos.
3. Este parecer, bem como a versão final da proposta de PDIRT-E 2024, surge ainda numa alteração de contexto relevante, na sequência do incidente de grande impacto ocorrido nos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, no passado dia 28 de abril de 2025, em que se verificou um “apagão”, sem precedentes, que afetou os consumos de ambos os países na sua quase totalidade.

PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES SOBRE O INVESTIMENTO APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

4. No global, a ERSE considera a proposta de PDIRT-E 2024 equilibrada. A proposta apresenta um total de investimento da ordem dos **1 691 milhões de euros**, a custos totais¹, ao longo dos dez anos de abrangência do Plano (ou **1 538 milhões de euros** a custos primários). No primeiro quinquénio (2025-2029), os Projetos Base propostos pelo operador da RNT totalizam **497 milhões de euros**, enquanto os Projetos Complementares cerca de **208 milhões de euros**². Por sua vez, no segundo quinquénio (2030-2034), os Projetos Base propostos totalizam **420 milhões de euros**, enquanto os Projetos Complementares **566 milhões de euros**.

Este investimento representa, no total, um aumento de cerca de 65% face aos montantes aprovados em sede dos anteriores PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021, e visa, segundo o operador da RNT, dar resposta aos desafios impostos à rede de transporte, decorrentes da descarbonização e eletrificação da sociedade nos termos previstos no PNEC 2030.

5. Em linha com anteriores exercícios de PDIRT-E, a ERSE considera adequada a opção do operador da RNT de solicitar decisão final de investimento (DFI) definitiva sobre 354 milhões de euros em Projetos Base que necessitam de ser realizados nos primeiros anos do quinquénio, essencialmente associados à segurança da operação da RNT, e ao cumprimento de compromissos com terceiros, designadamente com o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) no que respeita à criação de condições para a alimentação de consumos da RND ou para receção de produção, entre outros.
6. De igual modo considera-se adequada a decisão do operador da RNT de solicitar DFI condicionada para 127 milhões de euros de projetos relacionados, por exemplo, com a gestão operacional da RNT e com a garantia da cibersegurança, e para resposta futura a necessidades de investimento urgente. Em particular, a ERSE considera prudente a opção do operador da RNT de condicionar a execução desses projetos às necessidades decorrentes da real exploração do sistema a ocorrer nos próximos anos.

A ERSE recomenda, contudo, ao operador da RNT que clarifique quais os indicadores que devem ser objeto de monitorização e quais os critérios que irá adotar para a tomada de decisão sobre a necessidade efetiva de cada um desses investimentos em gestão operacional, cuja DFI é condicionada, por exemplo, com os critérios e metodologias definidos pela rede europeia dos

¹ Custos Primários + Encargos de Estrutura e Gestão + Encargos Financeiros.

² Montante resultante da calendarização dos projetos complementares apresentada no Quadro 6-1 da proposta de PDIRT-E 2024.

operadores das redes de transporte para a eletricidade (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E). Na versão final da proposta de PDIRT-E 2024, o operador da RNT deverá introduzir esta melhoria em relação a este conjunto de projetos.

7. Apesar de, no global, considerar a proposta de PDIRT-E 2024 equilibrada em termos dos investimentos propostos, **a ERSE identifica alguns aspetos em que a proposta de PDIRT-E 2024 deve ser melhorada**, designadamente quanto a uma melhor fundamentação das necessidades da atual RNT subjacentes aos projetos agora propostos. Assim, sem prejuízo das competências atribuídas à ERSE, nos termos do n.º 15 do artigo 125.º do DL 15/2022, recomenda-se que o operador da RNT inclua um exercício de balanço de execução dos projetos, designadamente quanto aos impactos decorrentes do atraso na execução de projetos já aprovados (em exercícios de PDIRT-E anteriores e em processos de aprovação autónoma) e consequente risco de não cumprimento das metas e objetivos resultantes desses projetos.
8. O operador da RNT tem de realizar no próximo quinquénio 2 494 milhões de euros de investimentos (com os investimentos decorrentes de acordos para atribuição de reserva de capacidade), o que representa três vezes mais do que o investimento executado no quinquénio anterior. De notar que os investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024 totalizam 705 milhões de euros, representando apenas 28% do total de investimentos a realizar no próximo quinquénio. Já os investimentos por realizar de PDIRT-E aprovados anteriormente, nomeadamente PDIRT-E 2019 e PDIRT-E 2021, representam 748 milhões de euros, aos quais acrescem ainda os investimentos autorizados em processos de aprovação autónoma e os investimentos decorrentes de acordos para atribuição de reserva de capacidade. Neste quadro, a avaliação da capacidade de realização desses investimentos é tão relevante quanto a avaliação da sua necessidade.
9. É fundamental que o operador da RNT, no exercício de planeamento, procure avaliar e incorporar o risco representado por fatores externos que impactem na concretização de projetos, nomeadamente associados a questões logísticas ou de licenciamento, de forma a não colocar em causa a resposta atempada às necessidades de rede identificadas pelo próprio operador da RNT, e, ao mesmo tempo, garantir uma maior aderência aos calendários propostos, com impacto nos proveitos e na mais valia proporcionada pela aplicação da atual metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais.
10. Outro aspeto a melhorar diz respeito à caracterização detalhada de lacunas que a atual RNT apresenta para enfrentar os futuros desafios que lhe serão impostos pela eletrificação e descarbonização do setor, como por exemplo, a escassez de capacidade de rede para ligação de

produtores e consumidores, ou ainda lacunas em termos de necessidades de armazenamento autónomo e resposta a pedidos de ligação. Também do ponto de vista operacional, é importante que a proposta detalhe, em matéria de estabilidade da rede e de gestão de reativa, quais as necessidades do sistema, com uma análise de sensibilidade para diferentes cenários futuros que antecipem o desenvolvimento que se irá aprofundar no parque eletroprodutor, designadamente de um modo cada vez mais assente em fontes de energia renovável e em localizações mais dispersas geograficamente.

11. Recomenda-se ainda que, futuramente, sejam apresentados nos PDIRT-E mais elementos a respeito do modelo de previsão da evolução do consumo, designadamente os dados de modelização e a fundamentação dos pressupostos assumidos (evoluções da adoção de veículos elétricos, previsão do autoconsumo, previsão de alterações nos padrões de comportamento sectoriais). Por forma a evidenciar os fatores de risco nas previsões da procura e deste modo contribuir para um melhor planeamento, os futuros PDIRT-E ganharão ainda em apresentar os motivos pelos quais as previsões da procura constantes das anteriores propostas PDIRT-E não se concretizaram.
12. A ERSE reconhece a importância do reforço da RNT e da ligação a outras redes, mas recomenda que a opção pelo investimento na construção de novos eixos de transporte ou subestações resulte de situações de comprovadas carências de natureza estrutural e não pontual. Efetivamente, existem cada vez mais soluções técnicas alternativas à disposição do operador da RNT, nomeadamente o recurso à flexibilidade, com um menor custo para os consumidores e restantes utilizadores da rede e menor impacto no território, que deverão ser consideradas. É fundamental que o operador da RNT justifique as suas propostas de investimento tradicional com uma análise custo-benefício face a soluções alternativas de flexibilidade, baseadas em mercado, em conformidade com o disposto no n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.
13. Neste mesmo âmbito da flexibilidade, a ERSE realça ainda os comentários recebidos em sede de consulta pública, que consideram que a inclusão do papel do armazenamento nas decisões de planeamento da rede é essencial para otimizar a gestão da intermitência dos recursos renováveis, maximizando a utilização da capacidade de rede já existente, e, por essa via, reduzindo a necessidade de reforços estruturais significativos. A ausência desta abordagem limita a eficiência do exercício de planeamento, aumentando o risco de investimento em infraestruturas subaproveitadas.

A ERSE recomenda que a versão final da proposta de PDIRT-E 2024 contemple a identificação das zonas na RNT onde a instalação de sistemas de armazenamento autónomo possa constituir uma alternativa mais vantajosa face ao reforço clássico das infraestruturas de rede, bem como que identifique os benefícios dessas soluções também em termos de segurança operacional do sistema.

14. Em termos de gestão operacional e resiliência da rede, a ERSE reconhece mérito na abordagem do operador da RNT em não descurar quer a vertente da gestão de reativa, quer a vertente da inércia, ambas com impacto direto na operação do sistema. Ainda assim, e em particular sobre as necessidades de inércia, a ERSE recorda que as propostas de investimento para resposta aos desafios de estabilidade da rede devem decorrer dos resultados da monitorização do comportamento da rede, em conformidade com as boas práticas europeias da ENTSO-E, que recomenda uma abordagem tecnologicamente neutra. Recomenda-se que, à luz da metodologia definida pela ENTSO-E, o operador da RNT realize uma avaliação das reais necessidades do sistema, e faça um levantamento da existência de promotores em mercado disponíveis para fornecer os serviços em causa, para uma gestão operacional de rede eficiente e segura. Igual perspetiva de procura de soluções alternativas, em ambiente de mercado, ao investimento pelo operador da RNT, deverá ser encarada quanto aos investimentos em gestão de potência reativa ou de controlo de tensão.
15. Quanto à ambição subjacente ao desenvolvimento da RNT para a próxima década, entende a ERSE que esta ambição deve assentar num maior uso da digitalização e da inteligência artificial, indo além da realização de projetos-piloto de operação dinâmica de redes. A ERSE desafia o operador da RNT a incorporar a adoção de opções tecnológicas e práticas inovadoras em termos de planeamento e gestão ativa da rede, as quais têm vindo a demonstrar maturidade para tal. Assim, é importante que, em sede de versão final, o PDIRT-E 2024 preveja já o recurso a modelos dinâmicos e probabilísticos de gestão inteligente da rede, assim como o recurso a equipamentos de observação e atuação nas redes, metodologias assentes na digitalização que permitem conhecer o estado das redes em cada momento, incluindo a capacidade das mesmas, por exemplo recorrendo, por exemplo, a “Dynamic Line Rating”³ ou a “Digital Twins”⁴.

³ Metodologia de gestão da operação da rede que visa avaliar a possibilidade de operação com valores de capacidade de transmissão diferentes das capacidades sazonais definidas em projeto.

⁴ Representação virtual e que acompanha o ciclo de vida, com atualização de dados em tempo real.

16. Face ao atual contexto de escassez de capacidade firme da rede para injeção, insuficiente para dar resposta ao aumento de pedidos de ligação à rede por parte de produtores e de promotores de instalações de armazenamento autónomo, é fundamental encontrar outras soluções que permitam acelerar o acesso destas instalações às redes, não só à RNT, mas igualmente à RND, recorrendo ao modelo de acesso com restrições.

A ERSE considera, por isso, fundamental que se possam disponibilizar aos requerentes a atual capacidade existente nas redes, ainda que com restrições, beneficiando da adoção dos referidos modelos dinâmicos e metodologias probabilísticas de cálculo de capacidade, indispensáveis e inadiáveis no atual contexto de transição energética.

Neste contexto, recomenda-se ao operador da RNT que apresente uma estimativa, para cada ano do horizonte temporal do PDIRT-E 2024, da extensão da rede que prevê operar com base em parâmetros dinâmicos, sendo este um indicador essencial para efeitos do acesso às redes, mormente com restrições.

17. Para o efeito, não deve ser considerada unicamente a capacidade da RNT, mas igualmente a capacidade atualmente disponível na RND e que não pode ser atribuída pelo operador da RND como firme devido à sua inviabilização por parte do operador da RNT, relacionada com situações de inversão de trânsito, mas que poderia ser atribuída com restrições.

A ERSE considera, por isso, fundamental que exista uma maior cooperação entre os operadores da RNT e da RND, para que realizem estudos conjuntos sobre a real capacidade das suas redes, que lhes permitam identificar as situações em que uma limitação da capacidade firme pode ainda assim ser atribuída com restrições a instalações de produção ou de armazenamento autónomo. Recomenda-se, igualmente, ao operador da RNT que estude e adote outros casos de boas práticas internacionais nesta matéria, como o modelo de acesso dos Países Baixos⁵, onde já existe a possibilidade de atribuir capacidade com restrições, podendo o gestor de sistema limitar essa capacidade em 15% do ano.

18. Também do lado da ligação de novos consumidores, existe um significativo aumento da procura, acima da capacidade firme disponível nas redes, podendo existir determinados tipos de consumidores que se disponibilizam para lhes ver atribuída capacidade no quadro de um acesso

⁵ <https://www.tennet.eu/nl-en/time-dependent-transport-rights-tdtr>

com restrições. Nesse sentido, a ERSE recomenda ao operador da RNT que estude e caracterize as limitações para alimentação de consumos e que determine em que grau é possível atribuir a capacidade existente na modalidade com restrições em complemento à criação e atribuição de capacidade firme, resultante dos reforços de rede aprovados e em execução.

19. Sobre os projetos complementares de impacto significativo, designadamente os relativos à zona livre tecnológica (ZLT) de Viana do Castelo e à alimentação de consumos estratégicos (como a linha ferroviária de alta velocidade), a par a reformulação da RNT por motivos de otimização do território, e sem prejuízo da bondade dos investimentos propostos, a ERSE tem uma posição alinhada com o Conselho Tarifário (CT), que considera que deve ser ponderada a calendarização da realização dos investimentos em causa, e respetiva afetação de recursos limitados, quando existem outros desafios colocados à RNT que necessitam de resposta urgente, com vista ao cumprimento das metas de política energética.

Em termos de projetos de ligação à rede, de produção e de consumo, a ERSE reforça a necessidade de acautelar as condições comerciais previstas na legislação e na regulamentação, em que os projetos de produção de energia elétrica, ainda que *offshore*, devem suportar os custos de ligação à rede. Igual cautela deve ser aplicada nos projetos relativos à alimentação da rede ferroviária, relembrando que este setor tem estado sempre diretamente envolvido na comparticipação dos custos adicionais de investimento no setor elétrico que as suas especificidades provocam.

20. Sobre os projetos com vista à melhoria de ordenamento do território, a ERSE recomenda ainda ao operador da RNT, que diligencie, junto das entidades oficiais em matéria de ambiente, planeamento e ordenamento do território, no sentido de identificar instrumentos nacionais e comunitários que permitam suportar investimentos desta natureza, sendo que se considera que estes investimentos devem ser convenientemente ponderados em função da pronúncia das autoridades competentes na respetiva matéria e decididos pelo Concedente.
21. Outro tema com impacte nos custos a suportar pelos consumidores diz respeito às compensações devidas aos municípios no âmbito dos projetos elétricos estratégicos de grande impacto, nos termos do Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro. Sobre este tema, a ERSE recomenda que, na versão final da proposta de PDIRT-E 2024, o operador da RNT procure justificar a seleção da lista de projetos de grande impacto, identificando, se possível, o potencial de esses projetos provocarem externalidades locais negativas, de modo a que sejam disponibilizados ao Concedente, elementos suficientes para a sua tomada de decisão.

22. Finalmente, e em complemento às recomendações e sugestões de melhoria acima apresentadas, a ERSE chama a atenção ao operador da RNT que, aquando da versão final da proposta de PDIRT-E 2024, poderão já existir algumas conclusões, ainda que preliminares, sobre o incidente ocorrido a 28 de abril último no sistema elétrico português e espanhol, as quais serão aprofundadas na versão final do relatório técnico em curso. Nesse sentido, não deve ser excluída a possibilidade de o operador da RNT poder rever as necessidades de rede em matéria de segurança e gestão operacional da RNT ou de segurança de abastecimento, à luz desses primeiros resultados.

A ERSE recomenda, por isso, que, na versão final do documento, o operador da RNT identifique qualquer aspeto relevante com impacto nos investimentos da RNT, não previsto na versão inicial, e que apresente a devida fundamentação dessa necessidade designadamente em termos de DFI ou recalendarização de projetos. O operador da RNT poderá ainda propor a aprovação de novos investimentos em sede de processo autónomo, em momento posterior à versão final da atual proposta de PDIRT-E 2024.

A ERSE alerta, contudo, que previamente à opção por mais investimento, o operador da RNT deverá sempre procurar estudar alternativas em mercado, nomeadamente através do recurso a oferta de serviços custo-eficazes por parte dos atuais utilizadores da RNT, produtores ou consumidores, ou ainda pelo recurso a soluções de armazenamento autónomo.

23. No que respeita à natureza dos investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024, a ERSE recomenda o retorno à anterior metodologia, onde apenas eram incluídos nas propostas de PDIRT-E os investimentos em ativos específicos, ou seja, referentes a infraestruturas e ativos com uma natureza especializada. Assim, os planos não devem incluir os investimentos não específicos, o que se entende devido à natureza particular desses investimentos, que são de suporte, de utilidade transversal, tendencialmente de pequena dimensão e com vida útil curta. Para melhor enquadramento, remete-se para a Instrução n.º 7/2024 da ERSE, de 3 outubro, que define a natureza dos ativos específicos e não específicos e os respetivos critérios de classificação.

CENÁRIOS DE INVESTIMENTO

24. Para efeitos da análise de impactos em proveitos e em tarifas, foram adotados dois cenários incrementais ao cenário “base” que engloba todos os investimentos já aprovados pelo Concedente (investimentos anteriores a 2025, investimentos no âmbito dos PDIRT-E 2017 e 2021, e aprovações autónomas).

25. Um primeiro cenário que considera a totalidade do investimento proposto pelo operador da RNT, assim como a sua calendarização, designado “Cenário PDIRT-E 2024”, e que abrange todo o horizonte do Plano até 2034.
26. Adicionalmente é adotado um cenário alternativo mais prudente quanto à evolução do nível de investimento a concretizar ao longo dos dez anos, designado “cenário ERSE”, em que se considera um deslize temporal de dois anos na calendarização proposta pelo operador da RNT para montantes de projetos complementares, assim como a inclusão das DFI condicionadas solicitadas para o primeiro quinquénio (127 milhões de euros), tal como apresentado na tabela seguinte. Este adiamento temporal dos projetos complementares e dos pedidos de DFI condicionadas, por dois anos, permite avaliar o efeito tarifário do risco de concretização dos projetos associado com fatores externos designadamente os relacionados com questões logísticas ou de licenciamento e acessibilidade a equipamentos e materiais, como os metais críticos para a transição energética, entre outros.

		Milhões de euros												
Projetos Base	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2025-29	2030-34	TOTAL	
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	35	66	87	135	174	84	84	84	84	84	497	420	916	
Cenário ERSE	27	64	85	133	172	84	84	84	84	84	481	420	901	
													-16	
Projetos Complementares														
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	0	0	0	5	203	113	113	113	113	113	208	566	775	
Cenário ERSE	0	0	0	0	0	5	203	113	113	113	0	548	548	
													-227	
Total													-775	
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	35	66	87	140	377	197	197	197	197	197	705	986	1691	
Cenário ERSE	27	64	85	133	172	89	287	197	197	197	481	968	1449	
													-242	

Nota: Valores arredondados ao milhão de euros

CENÁRIOS DE PROCURA

27. À data da apresentação da proposta de PDIRT-E 2024, encontrava-se aprovado o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2024-2040 (RMSA-E 2023). O RMSA-E 2024 (2025-2040) foi publicado posteriormente, em fevereiro de 2025.

Atendendo a que os cenários do RMSA-E 2024 atualizaram as previsões dos consumos de todos os cenários de procura de energia elétrica, entre 2027 e 2030, previstos no RMSA-E 2023, a ERSE, na sua avaliação de impactes, quer em proveitos unitários, quer tarifários, considerou nas suas previsões a informação mais recente definida no RMSA-E 2024, que, comparativamente ao RMSA-E 2023, é mais baixa para 2030 e mais alta para 2034.

28. Mais precisamente, a ERSE considerou 3 cenários de evolução do consumo, que tiveram por base as suas previsões para as tarifas de energia elétrica 2025, que evoluem para o período do PDIRT-E 2024 com a taxa média anual implícita no RMSA-E 2024 (cenário Central Ambição) e que se diferenciam entre eles pela utilização da RNT para a produção de H₂.
29. Os cenários de evolução da procura considerados foram: i) cenário ERSE Superior: 100% do consumo previsto no cenário superior de H₂, do RMSA-E 2024; ii) cenário ERSE Central: 100% do consumo previsto no cenário inferior de H₂, do RMSA-E 2024; iii) cenário ERSE Inferior: 50% do consumo previsto no cenário inferior de H₂, do RMSA-E 2024.

IMPACTE TARIFÁRIO

30. A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2024 incidiu sobre a atividade de transporte de energia elétrica, tendo sido utilizados os cenários de investimento da proposta PDIRT-E 2024 e o cenário de investimentos ERSE, assim como os cenários de evolução da procura definidos pela ERSE, num total de seis cenários compostos.

A avaliação dos impactes tarifários é efetuada *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SEN, designadamente os custos de interesse económico geral (CIEG), as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos e receitas não se alteram ao longo do período de análise.

31. A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incidiu sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte, sobre as tarifas de Acesso às Redes, assim como sobre os preços médios de referência de venda a clientes finais. O período analisado situa-se entre 2025 (ano de referência dos cenários de procura e de investimentos) e 2029 (último ano do primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2024).
32. Os impactes tarifários apresentados ao nível da tarifa de Uso da Rede de Transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de Acesso às Redes, bem como nos preços finais pagos pelos consumidores, e apresentam valores diferenciados por nível de tensão, tanto menores quanto menor é o nível de tensão, pois a rede de transporte assume um peso mais reduzido na fatura dos consumidores dos níveis de tensão inferiores.
33. Verifica-se que, para o cenário de procura ERSE central, tendo em conta a proposta de investimentos do PDIRT-E 2024, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, em 2029 face a 2025, apresentaria um agravamento tarifário médio anual de +1,7 pontos percentuais (p.p.) face ao

cenário Base, o que implicaria aumentos médios anuais de +0,2 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1 p.p. nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Para o mesmo cenário de procura, considerando a proposta de investimentos alternativa do cenário ERSE, a tarifa de Uso da Rede de Transporte teria um incremento tarifário médio anual inferior (+1,4 p.p.), com valores semelhantes no que se refere às tarifas de Acesso às Redes e aos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Estas variações nos preços de venda a clientes finais são de valor relativamente reduzido (inferior a 0,1 p.p.) podendo ainda ser mitigadas se a procura se revelar superior aos cenários adotados até 2029, como seja um ritmo mais acelerado, a médio prazo, da eletrificação da sociedade. Acresce que esta variação não tem em consideração alterações de preços das restantes componentes que compõem o preço final dos clientes. Neste período em análise, esperam-se descidas nos sobrecustos da produção com remuneração garantida decorrente do término destes contratos históricos, o que poderá contribuir para mitigar as pequenas variações identificadas neste Parecer.

34. Até 2029, os investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024 representam apenas uma pequena parte dos investimentos que o operador da RNT deverá realizar, cerca de 28%, pelo que o seu impacto tarifário, avaliado individualmente, também é reduzido. No segundo quinquénio da proposta de PDIRT-E 2024, estes investimentos representam cerca de 87% dos investimentos a realizar até 2034.

Assim, enquanto o valor do proveito permitido anual a recuperar pelas tarifas que está diretamente associado aos investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024 deverá representar cerca de 23 milhões de euros no primeiro quinquénio, no segundo quinquénio deverá corresponder a mais de 113 milhões de euros.

Considerando que o PDIRT-E é atualizado de dois em dois anos estes valores de investimento para o segundo quinquénio serão revisitados podendo sofrer alterações, de modo a serem melhor ajustados à identificação das necessidades de utilização das redes.

35. No anexo a este Parecer, e que dele faz parte integrante, a ERSE apresenta uma análise mais aprofundada à proposta de PDIRT-E 2024, identificando algumas das alterações introduzidas face aos Planos anteriores e os seus impactes nos proveitos e nas tarifas. Para tal, avalia a evolução da procura de eletricidade, descreve a metodologia de planeamento e seleção de investimentos e analisa os montantes previstos em cada rubrica de investimento.

ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

3 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), definindo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso aquelas atividades e à proteção dos consumidores. O referido Decreto-Lei, que procede, assim, à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Nesse contexto, nos termos do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o operador da RNT deve elaborar o plano de desenvolvimento e investimento decenal da respetiva rede, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 125.º do referido Decreto-Lei.

Para efeitos de processo de aprovação da proposta decenal de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024), importa ainda lembrar que, nos termos do n.º 2 do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o PDIRT-E reveste a natureza de programa setorial, sujeitando-se à aplicação do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, conforme remissão expressa para o n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

Deste modo, através do Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto, a Ministra do Ambiente e Energia determinou que o operador da RNT deve apresentar a referida proposta de PDIRT-E 2024 até ao dia 2 de dezembro de 2024, devendo a mesma incorporar uma atualização do PDIRT-E 2021 (2022-2031) aprovado. Este Despacho veio ainda revogar o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril, da Secretária de Estado da Energia e Clima, que fixava em 180 dias o prazo global para aprovação do PDIRT-E 2024.

Neste enquadramento, no passado dia 2 de dezembro, a REN, enquanto operador da RNT, apresentou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2024, cabendo à ERSE promover uma Consulta Pública, nos termos do n.º 4 do

referido artigo 125.º, no prazo de 22 dias com a duração de 30 dias, e que decorreu entre 6 de janeiro e 17 de fevereiro de 2025 (Consulta Pública n.º 128 da ERSE).

A ERSE elaborou o relatório da consulta pública, o qual, em conjunto com os contributos recebidos, foi levado a conhecimento da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT). De seguida e com base nos resultados desta Consulta Pública, nos termos do n.º 7 do referido artigo 125.º, no prazo de 30 dias, deve a ERSE emitir o seu parecer, podendo determinar alterações à proposta do PDIRT-E apresentada. O parecer da ERSE deverá ser comunicado à DGEG e ao operador da RNT. Nos termos do n.º 7 do referido Artigo, a DGEG deverá igualmente elaborar o seu parecer à proposta de PDIRT-E 2024, levando o mesmo a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pela DGEG, no prazo de 60 dias, o operador da RNT elabora a proposta final de PDIRT-E 2024, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 15 dias, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, bem como dos resultados da Consulta Pública.

PLANO SETORIAL

Para efeitos de processo de aprovação da proposta de PDIRT-E 2024, importa lembrar que o mesmo reveste a natureza de programa setorial, sujeitando-se à aplicação do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, conforme remissão expressa para o n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

Para o efeito, o artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, estabelece que a elaboração do PDIRT-E, enquanto programa setorial, é determinada por despacho do membro do Governo competente em razão da matéria, em articulação com o membro do Governo responsável pela área do ordenamento do território. Assim, através do Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto, a Ministra do Ambiente e Energia determinou que o operador da RNT deve apresentar a referida proposta de PDIRT-E 2024 até ao dia 2 de dezembro de 2024, devendo a mesma incorporar uma atualização do PDIRT-E 2021 (2022-2031) aprovado. Este Despacho veio ainda revogar o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril, da Secretária de Estado da Energia e Clima, que fixava em 180 dias o prazo global para aprovação do PDIRT-E 2024.

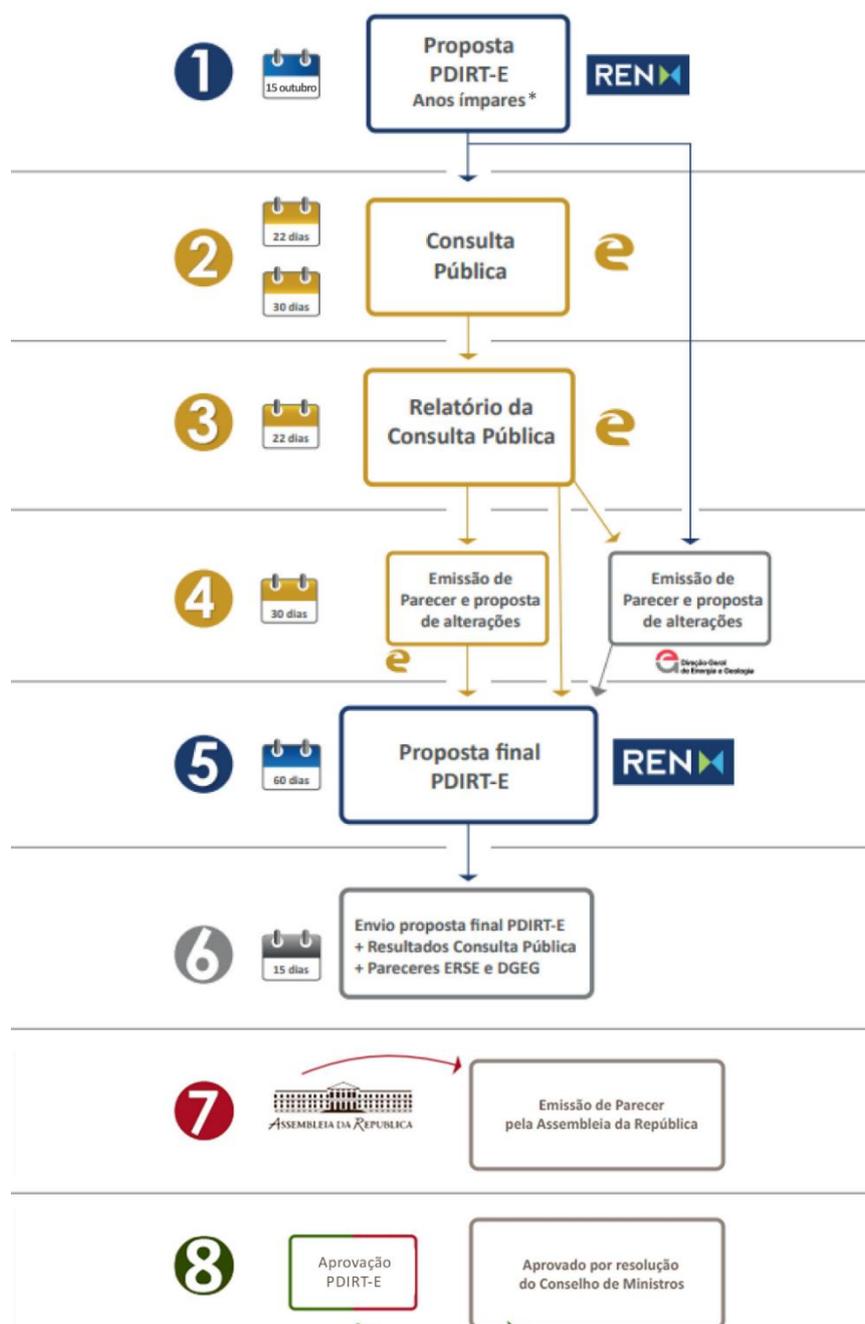
Finalmente, o n.º 14 do artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, estabelece que o PDIRT-E é aprovado por resolução do Conselho de Ministros, aplicando-se o disposto no artigo 51.º do supramencionado Decreto-Lei n.º 80/2015.

Nos termos da lei, o PDIRT-E é aprovado de dez em dez anos, com uma atualização de dois em dois anos, através de procedimento mais simplificado, sendo a referida atualização aprovada pelo membro do Governo responsável pela área da energia, e dispensando a discussão prévia em sede de Assembleia da República.

Concretizando este quadro legal, a proposta de PDIRT-E 2024 integra os conteúdos indicados no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, e constitui-se como o relatório do programa setorial, apresentando no seu corpo e anexos o diagnóstico da situação territorial, bem como a fundamentação técnica das opções e dos objetivos estabelecidos. Integra ainda uma Avaliação Ambiental Estratégica que responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de identificar, avaliar e acompanhar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RNT, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução da atual edição do PDIRT-E 2024, encontra-se ilustrado na figura seguinte.

Figura 3-1 - Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E 2024



* Recalendarizado de 2023 para 2024, em linha com o Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto, que revogou o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril

Fonte: ERSE

4 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

ENQUADRAMENTO

A presente análise efetua-se num contexto de transição energética, com a alteração e diversificação de fontes primárias de energia e das tecnologias.

Para um adequado planeamento da rede nacional de transporte (RNT), a previsão da evolução da procura de energia elétrica é um dos aspetos a ter em conta, atendendo a:

- motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser adequado à ponta de carga nos pontos de entrega da rede de transporte e à natureza desses pontos de entrega, nomeadamente a capacidade e perfil da produção embebida ligada na rede de distribuição a jusante desses mesmos pontos de entrega;
- motivos económicos, uma vez que o custo do investimento é suportado pelos utilizadores das redes em função dos seus consumos e utilização de potência, através das tarifas de uso dessas infraestruturas.

No atual estado de desenvolvimento da RNT, a evolução da procura de energia elétrica deixou de ser o principal determinante das necessidades de investimento, necessitando, contudo, de ser avaliada na ótica da segurança de abastecimento e da continuidade de serviço. Por outro lado, as condicionantes impostas por políticas energéticas relativas ao desenvolvimento de produção baseada em fontes renováveis, têm ganho relevância, implicando o desenvolvimento de uma rede de transporte que permita a ligação de nova capacidade de produção, nos locais onde existem os recursos renováveis, e o seu escoamento para os locais de maior consumo.

Contudo, a evolução prevista do consumo de energia elétrica continua a ser de maior relevância para estimar os impactos tarifários associados à realização destes investimentos. Deste modo, justifica-se que a evolução do consumo de energia elétrica seja cuidadosamente analisada e ponderada tanto nos exercícios de planeamento, como na subsequente tomada de decisão sobre os planos de investimento.

4.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para a definição da evolução da procura com um horizonte decenal, a proposta de PDIRT-E 2024 (2025-2034) em apreço, considerou como base o **cenário Central Ambição** do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2024 a 2040 (RMSA-E 2023)⁶, não incluindo a energia elétrica dedicada à produção de hidrogénio (H₂) em circulação na RNT. Entretanto, foi publicado o RMSA-E 2024 ⁷, em 18 de fevereiro de 2025, que alterou significativamente os cenários de consumo face ao RMSA-E 2023.

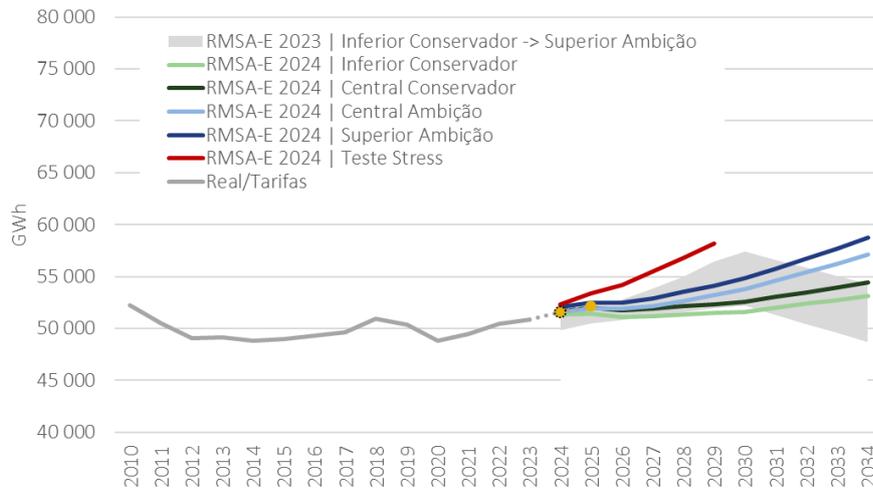
Tal pode ser observado na Figura 4-1, onde se comparam as evoluções previstas para o consumo nas duas edições do RMSA-E. A zona cinza representa o intervalo dos consumos compreendido entre os **cenários Superior Ambição e Inferior Conservador**, previstos no RMSA-E 2023⁸. Verifica-se que as previsões de evolução da procura do RMSA-E 2024 são inferiores às do RMSA-E 2023, para os cenários extremos, o mesmo acontecendo para os demais cenários até 2030. A partir de 2030, a procura nos cenários do RMSA-E 2024 apresenta uma tendência crescente, em oposição ao considerado no RMSA-E 2023. Esta alteração no RMSA-E 2024 deve-se, essencialmente, a uma previsão de evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos industriais a partir de 2030, apesar de se assumir uma vertente de autoconsumo que reduz o consumo referido à produção líquida.

⁶ Os cenários do [RMSA-E 2023](#) baseiam-se em dados reais até ao ano de 2020 e foi publicado pela DGEG em dezembro de 2023.

⁷ [RMSA-E 2024](#).

⁸ Sem considerar os consumos de energia elétrica veiculados na RNT para produção de H₂.

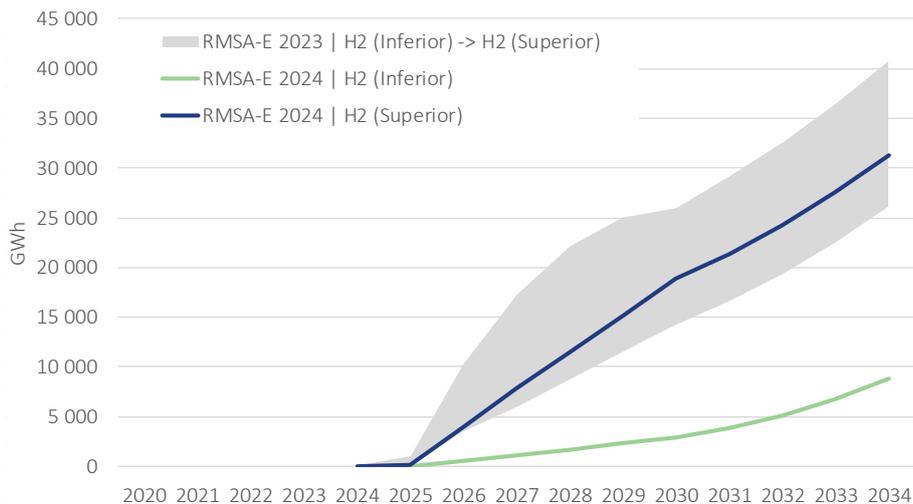
Figura 4-1 – Evolução dos cenários de consumo no RMSA-E 2023 e RMSA-E 2024, sem consumo veiculado na RNT para a produção de H₂



Fonte: RMSA-E 2023, RMSA-E 2024

No que respeita às previsões do consumo de energia elétrica que utiliza a RNT para produção de H₂, verifica-se na Figura 4-2 que o RMSA-E 2024 subentende um aumento do risco nesta utilização (aumento da diferença entre os cenários máximo e mínimo), estabelecendo um cenário inferior substancialmente mais baixo do que na edição anterior do RMSA e um máximo um pouco inferior.

Figura 4-2 – Evolução dos cenários de consumo veiculado na RNT para a produção de H₂ no RMSA-E 2023 e RMSA-E 2024



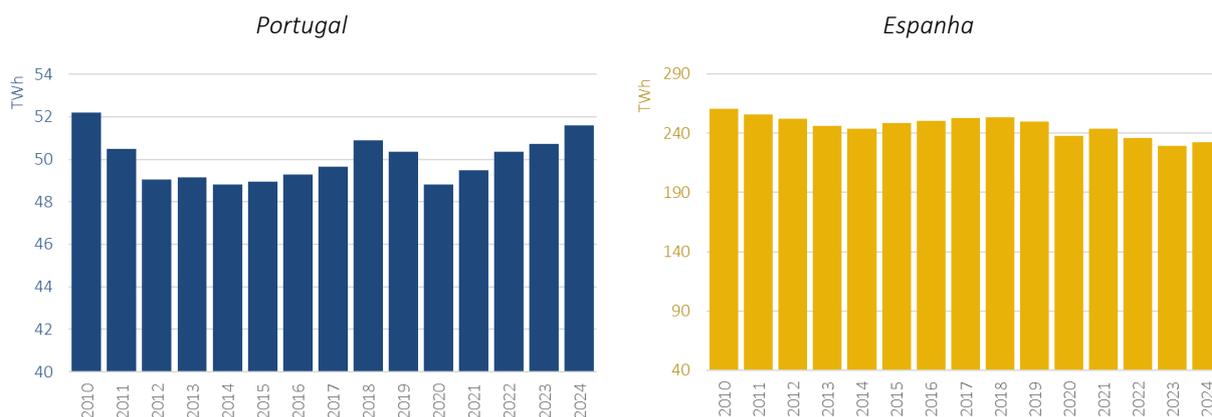
Fonte: RMSA-E 2023, RMSA-E 2024

EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA RNT

A evolução do consumo de eletricidade na rede de transporte em Portugal e em Espanha até 2024 é apresentada na Figura 4-3. Da figura destacam-se os seguintes aspetos:

- 1 A crise da dívida pública, à qual esteve associado o programa de assistência financeira da Troika, reduziu o nível de atividade económica entre 2011 e 2014, com impactos notórios ao nível da procura de eletricidade veiculada pela RNT.
- 2 A partir de 2015, com a recuperação económica portuguesa, observou-se um crescimento do consumo referido à emissão com uma TCMA₂₀₁₄₋₂₀₁₉ de 0,65%.
- 3 Em 2020, devido aos efeitos da crise pandémica, o consumo referido à emissão verificou uma redução de 3% face a 2019 (no caso espanhol é possível identificar uma evolução semelhante).
- 4 Após 2020 e até 2024, observou-se um crescimento consistente do consumo referido à emissão, verificando-se uma TCMA₂₀₂₀₋₂₀₂₄ de 1,4%. Apesar disso, o consumo referido à emissão em 2024 em Portugal foi 1,2 % inferior ao verificado em 2010, tendo provavelmente contribuído para isso medidas de eficiência energética e o aumento do autoconsumo. Em contraste com o observado em Portugal, o consumo referido à emissão em Espanha registou uma tendência decrescente de 2017 até 2024, com uma TCMA₂₀₂₀₋₂₀₂₄ de -1,3%.

Figura 4-3 – Evolução do consumo de eletricidade na rede de transporte em Portugal e em Espanha



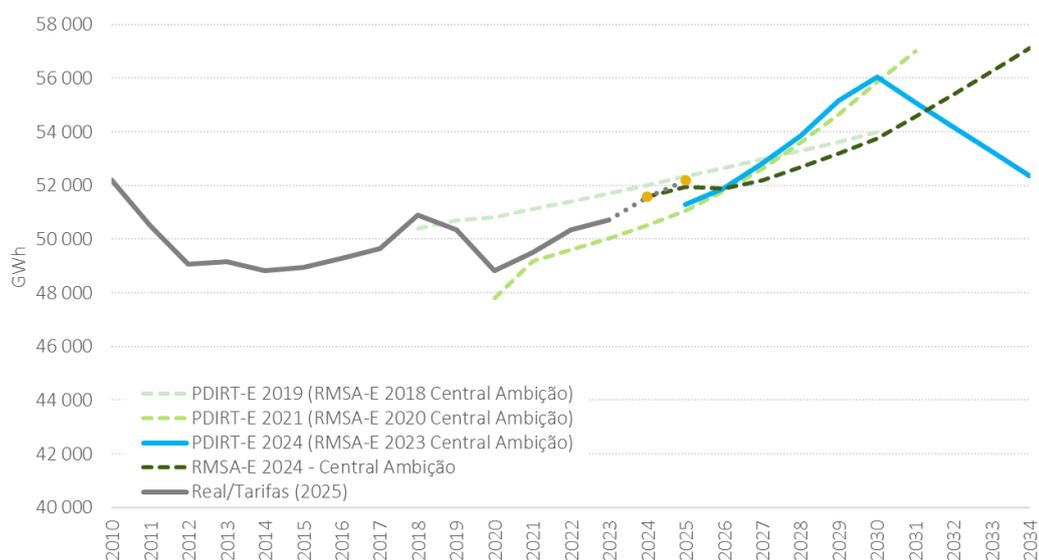
Fonte: REN e REE

COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA COM AS PROPOSTAS ANTERIORES DO PDIRT-E

Na Figura 4-4, comparam-se as previsões do consumo apresentadas nos PDIRT-E 2019, PDIRT-E 2021 e na proposta de PDIRT-E 2024. **Em todos os planos foi adotado o cenário Central Ambição do RMSA-E** mais recente à data da elaboração do plano. Assim, e uma vez que se verificam diferenças relevantes entre as previsões no RMSA-E 2023 e RMSA-E 2024, acrescenta-se à Figura 4-4 o **cenário Central Ambição da última edição do RMSA-E**.

Em 2030, verifica-se que as previsões do PDIRT-E 2024 estão em linha com o PDIRT-E 2021 e que estas são, cerca de 2 GWh, superiores ao cenário Central Ambição do RMSA-E 2024 e PDIRT-E 2019. A diferença mais relevante verifica-se na alteração de tendência após 2030 entre a proposta de PDIRT-E 2024 e o cenário Central Ambição do RMSA-E 2024. Enquanto a primeira apresenta uma tendência decrescente, a segunda é crescente até 2034. Esta diferença decorre da previsão implícita no cenário do RMSA-E 2023 para as medidas de eficiência energética e de autoconsumo, que predominavam sobre os consumos noutros setores. Em 2034, a previsão do consumo no RMSA-E 2024 é 13% superior à previsão na proposta de PDIRT-E 2024. Nos anos de 2024 e 2025, destaca-se o alinhamento dos valores estimados e previstos nas tarifas para o ano de 2025 com as previsões do RMSA-E 2024.

Figura 4-4 – Consumo de eletricidade real e previsto nos PDIRT-E 2019, 2021 e 2024 e no RMSA-E 2024



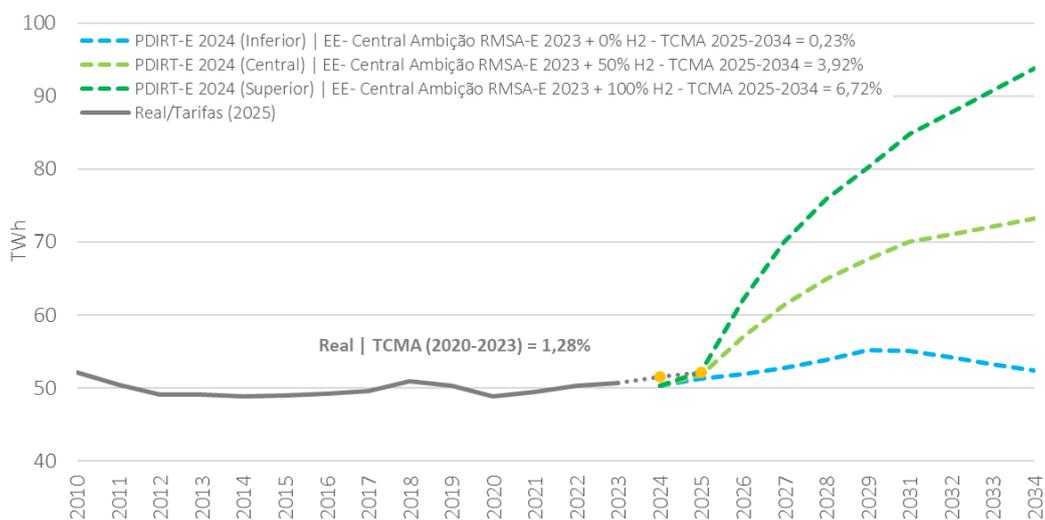
Fonte: PDIRT-E 2024, PDIRT-E 2021, PDIRT-E 2019, RMSA-E 2024, ERSE

PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

No capítulo 3.4 da proposta PDIRT-E 2024 é apresentada a metodologia de previsão dos cenários de consumo. Tal como referido anteriormente, essa previsão teve como referência o consumo de eletricidade previsto no RMSA-E 2023 e, do conjunto dos cinco cenários definidos neste relatório, o **operador da RNT considerou como base para a evolução do consumo o cenário «Central Ambição»**, sem os consumos associados à produção de H₂ que utilizam a RNT.

A proposta de PDIRT-E 2024 prevê ainda três cenários alternativos nos quais, ao seu cenário base, adiciona 0%, 50% e 100% do consumo previsto no cenário superior do RMSA-E 2023 para produção de H₂, que utiliza a RNT (ver Figura 4-2). O resultado para o consumo total referido à emissão é o apresentado na Figura 4-5. Partindo de um consumo em 2025 de 52 TWh, a previsão no cenário superior é de 94 TWh, em 2034, ou seja, um aumento de 79%. Para os cenários inferior e central de consumo, a proposta de PDIRT-E 2024 prevê evoluções para 52 TWh e 73 TWh, respetivamente, a que correspondem TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₄, de 0,2% e 3,9%, respetivamente. Estas TCMA compararam com uma TCMA₂₀₂₀₋₂₀₂₃ real de 1,28%.

Figura 4-5 – Cenários do consumo total na proposta de PDIRT-E 2024 (considerando o consumo veiculado na RNT para a produção de H₂)



Fonte: ERSE, PDIRT-E 2024

É opinião da ERSE que, futuramente, **deverão ser apresentados nos PDIRT-E mais elementos a respeito do modelo de previsão da evolução do consumo**, designadamente os dados de modelização e a fundamentação dos pressupostos assumidos (evoluções da adoção de veículos elétricos, previsão do autoconsumo, previsão de alterações nos padrões de comportamento sectoriais). Por forma a evidenciar

os fatores de risco nas previsões da procura, os futuros PDIRT-E ganharão ainda em **apresentar os motivos pelos quais as previsões constantes nos anteriores PDIRT-E não se concretizaram.**

CENÁRIOS ERSE DE PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

Considerando a relevância das diferenças de previsões entre o RMSA-E 2024 e o RMSA-E 2023, a ERSE considera ser necessário adequar os cenários de procura, utilizados na sua análise de impactes nos proveitos e nas tarifas, a esta fonte de informação mais recente. Desta forma, como cenário base de consumo referido à emissão, a ERSE assume como **ponto de partida o valor previsto em tarifas para o ano de 2025**, 52 TWh, ao qual são aplicadas as **taxas de evolução anual implícitas no cenário Central Ambição do RMSA-E 2024, excluindo consumos para produção de H₂**, para obtenção dos consumos anuais até 2034.

Como cenários de consumo de energia elétrica para a produção de H₂, que utiliza a RNT, a ERSE considera os seguintes pressupostos:

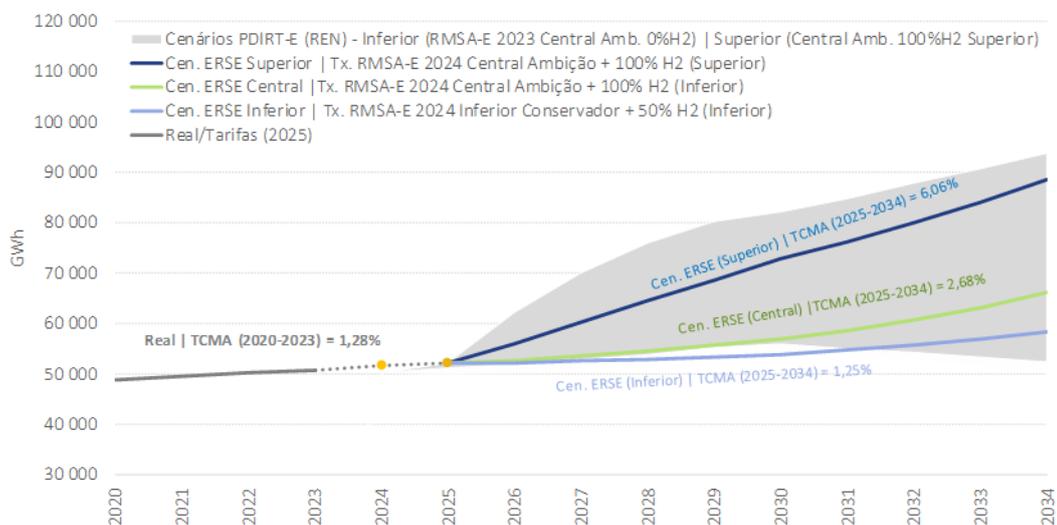
1. cenário ERSE Superior: 100% do consumo previsto no cenário superior de H₂, do RMSA-E 2024;
2. cenário ERSE Central: 100% do consumo previsto no cenário inferior de H₂, do RMSA-E 2024;
e
3. cenário ERSE Inferior: 50% do consumo previsto no cenário inferior de H₂, do RMSA-E 2024.

Os **cenários de consumo total da ERSE** resultam da soma de cada um destes cenários de consumo para produção de H₂ com o cenário base assumido pela ERSE acima descrito.

A Figura 4-6 compara os cenários da procura total propostos no PDIRT-E 2024 (zona cinza) com os cenários considerados pela ERSE. Ao contrário do cenário inferior apresentado na proposta de PDIRT-E 2024, o cenário inferior considerado pela ERSE assume que até 2034 existirá utilização das redes para a produção de H₂, mesmo que esta seja residual (na ordem dos 4 TWh, em 2034).

Os cenários de consumo de energia elétrica considerados pela ERSE estão, na sua maioria, contidos no intervalo de consumos considerados na proposta de PDIRT-E 2024, até 2034. A TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₄ do cenário superior da ERSE (6,1%) é ligeiramente inferior à implícita no cenário superior do PDIRT-E 2024 (6,7%). Tal decorre da atualização dos cenários previstos no RMSA-E 2024. A TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₄ do cenário inferior da ERSE (1,3%) é superior à implícita no cenário inferior da proposta de PDIRT-E 2024 (0,2%). Tal decorre de a ERSE considerar consumos de energia elétrica para produção de H₂, que utilizam a RNT.

Figura 4-6 - Cenários do consumo total da ERSE (considerando o consumo veiculado na RNT para a produção de H₂)



Fonte: RMSA-E 2024, ERSE

O Quadro 4-1 sumariza os consumos de energia elétrica dos cenários considerados pela ERSE, na análise de impactes nos proveitos e nas tarifas, para o próximo quinquénio (*i.e.*, até 2029).

Quadro 4-1 – Cenários de consumo de energia elétrica considerados na análise de impactes nos proveitos e nas tarifas no primeiro quinquénio

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TCMA ₂₀₂₅₋₂₀₂₉
Real/Tarifas (2025)	51 582	52 179					
Cen. ERSE Superior	51 582	52 179	56 072	60 271	64 413	68 593	7,1%
Cen. ERSE Central	51 582	52 179	52 689	53 562	54 620	55 731	1,7%
Cen. ERSE Inferior	51 582	52 179	52 184	52 534	52 959	53 388	0,6%

4.2 PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

Na proposta de PDIRT-E 2024, nomeadamente no seu capítulo 2, são apresentados alguns dados históricos das pontas de carga síncronas sazonais verificadas entre 2014 e 2023, quer para o Continente, quer para algumas regiões do país.

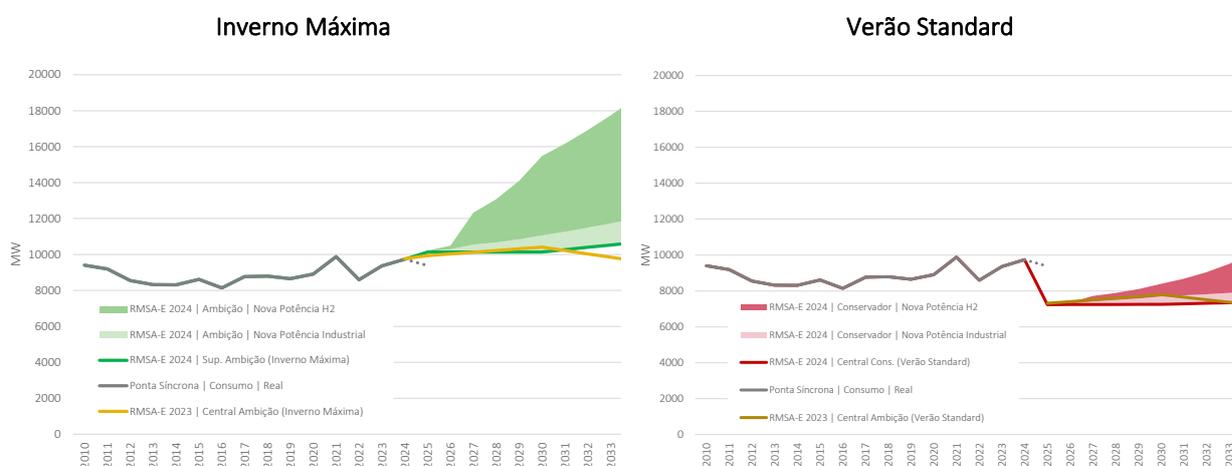
Tendo por base a metodologia descrita nos Anexos do RMSA-E 2023⁹, são apresentadas as metodologias de previsão das pontas de carga síncronas do SEN, bem como os resultados obtidos para o cenário de consumo «Central Ambição» adotado como referência no PDIRT-E 2024 e para os restantes cenários de consumo do RMSA-E 2023, incluindo as pontas com agravamento de efeito de temperatura. À semelhança do referido sobre a metodologia de previsão do consumo, a ERSE considera que poderão ser disponibilizados na proposta de PDIRT-E 2024 mais elementos sobre a previsão da evolução das pontas de carga, designadamente os dados de modelização e uma maior fundamentação de pressupostos.

No cenário «Central Ambição» usado como referência no PDIRT-E 2024 (RMSA-E 2023), na ponta Anual de Inverno máxima, prevê-se uma TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₄ da ponta de carga síncrona do SEN de -0,31%, enquanto que na ponta de Verão standard, prevê-se uma TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₄ da ponta de carga síncrona do SEN de -0,12%. Estes são os cenários máximo e mínimo testados. Note-se que as pontas síncronas de carga do SEN do cenário de referência do PDIRT-E 2024 (correspondentes ao consumo do cenário Central Ambição do RMSA-E 2023) encontram-se abaixo dos dados mais recentes da ponta síncrona de carga do SEN no RMSA-E 2024.

A Figura 4-7 permite comparar a evolução das pontas síncronas de carga do SEN, previstas no PDIRT-E 2024 (RMSA-E 2023), distinguido entre Verão e Inverno, e as novas previsões previstas no RMSA-E 2024 para as diferentes situações acima referidas, com as pontas síncronas de carga ocorridas no passado e com as pontas de utilização da RNT. De salientar que, nas evoluções abaixo apresentadas, foram incluídos outros consumos com valores potencialmente elevados, tal como previsto no mais recente RMSA-E 2024.

⁹ «Previsão das pontas síncronas do SEN para o período 2024-2040».

Figura 4-7- Evolução ocorrida e estimada das pontas síncronas sazonais da carga (referidas à emissão) em Portugal Continental



Fonte: ERSE, Proposta PDIRT-E 2024, RMSA-E 2023 e RMSA-E 2024

Nos pressupostos da proposta PDIRT-E 2024, o operador da RNT refere que se tem assistido a um conjunto significativo de manifestações de interesse de novas instalações de consumo com elevados valores de potência e de fatores de carga. Um caso paradigmático é o da zona de Sines, reconhecido como «zona de grande procura» (ZGP), sujeita a procedimento excecional nos termos do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro. Nesta ZGP de Sines, encontram-se previstos novos reforços na RNT, já aprovados pelo Concedente e incluídos nos pressupostos deste PDIRT-E, correspondente a uma instalação de 6 GVA de potência adicional à que hoje se encontra abastecida naquela área. Para além da zona de Sines, o operador da RNT assinala diversas manifestações de interesse para alimentação de novas instalações de consumo, ascendendo no seu todo a valores superiores aos mencionados na ZGP de Sines.

Verifica-se que a evolução estimada das pontas síncronas poderá duplicar até 2033, no entanto, tal deve ser enquadrado à luz das manifestações de interesse. Vindo a concretizar-se parte deste investimento industrial, importa também assinalar o carácter local deste consumo, e conseqüentemente desta ponta. Adicionalmente, no caso de algumas destas instalações apresentarem fatores de carga mais baixos, os mecanismos de flexibilidade podem inclusive permitir mitigar hipotéticos constrangimentos ao nível da RNT.

A proposta de PDIRT-E 2024 apresenta também a evolução da ponta da RNT e a sua comparação com a ponta síncrona de carga do SEN. A ponta síncrona de carga do SEN apresentou, ao longo dos primeiros anos deste século, uma evolução com valores superiores aos da ponta da RNT, situação que se manteve até 2015. A partir de 2016, observa-se uma tendência agregada de aumento de Ponta da RNT, constatando-

se um valor da Ponta da RNT normalmente superior ao da Ponta síncrona do SEN, como se pode observar na Figura 4-8.

Figura 4-8 – Evolução da Ponta Síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT



Fonte: Proposta PDIRT-E 2024

No caso da ponta da RNT, a alteração do seu comportamento justifica-se pela maior diversidade de fatores que contribuem para a sua ocorrência, comparativamente com os fatores que influenciam a ponta síncrona de carga do SEN.

Enquanto a ponta síncrona de carga do SEN está dependente do comportamento dos consumidores, designadamente do seu perfil de consumo e da simultaneidade de ocorrência das pontas nos vários pontos de entrega, independentemente da rede a que se encontram ligados, no caso da ponta da RNT existem outros fatores a considerar, a maioria dos quais não controlável e de difícil previsão. Com o aumento da produção embebida na rede de distribuição, os fluxos de potência nos pontos de ligação entre a RNT e a RND tornaram-se dependentes não só do perfil de consumo, mas também do perfil da produção ligada nestes pontos, que contribuem para a satisfação da carga natural ligada ao mesmo ponto. Assim, para determinar a ponta da RNT há também que ter em conta o ponto de ligação dos consumidores e o ponto de ligação e perfil de produção das centrais que satisfazem esses consumidores.

Adicionalmente, para determinar a ponta da RNT há que considerar os trânsitos de potência nas interligações internacionais que, devido à crescente capacidade comercial disponível e à evolução na

integração do mercado europeu de eletricidade, poderá ter um peso cada vez maior na determinação da ponta da RNT.

Em sede de consulta pública, o Conselho Tarifário (CT) destacou o elevado valor da ponta síncrona de carga do SEN a partir de 2029, acima de 18 GW, o dobro do valor atingido em 2024, tendo chamado à atenção que parte do consumo associado a ZGP, como Sines, será satisfeito com recurso a produção local. No entanto, e apesar dessa proximidade, o CT assinala que as instalações de consumo não estão suficientemente junto da produção, pelo que haverá sempre uma utilização da RESP, provocando um impacto na ponta.

Há, contudo, que ter em conta toda a incerteza associada a estes grandes projetos de consumo, pois existe a probabilidade de nem todos virem a ser concretizados no calendário inicialmente anunciado. Desta forma, e em linha com o CT, a ERSE recomenda prudência no que diz respeito aos investimentos decididos com base nestas expectativas máximas de consumo e ponta, sob pena de se vir a comprometer a trajetória de sustentabilidade do SEN. Esta é, aliás, uma das recomendações que resulta da consulta pública e dos comentários recebidos, que na sua maioria colocam dúvidas sobre a real concretização dos cenários de consumo adotados na proposta de PDIRT-E 2024, recomendando condicionar a decisão de aprovação dos investimentos de rede à efetiva concretização desses projetos industriais, através do estabelecimento de garantias mais volumosas.

Finalmente, importa salientar que os investimentos na RNT devem assegurar que a infraestrutura está preparada para as solicitações que lhe são dirigidas, primeiramente do lado da procura, garantindo uma adequada capacidade de transformação nos pontos de entrega, mas também para diferentes perfis de produção ¹⁰ e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Atendendo às alterações observadas nos últimos anos na evolução da ponta síncrona de carga do SEN e da ponta da RNT, a consideração de cenários de planeamento que cubram estes dois aspetos é cada vez mais relevante no planeamento da RNT. Estes aspetos são sucintamente descritos no PDIRT-E 2024, sendo, contudo, desejável um maior nível de detalhe para que se possa aprofundar os cenários de simulação da rede.

¹⁰ Determinados por diferentes regimes de produção, maioritariamente renovável.

5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO

5.1 EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO APROVADO E CONCRETIZADO

O operador da RNT caracteriza, no Anexo 4 da proposta de PDIRT-E 2024, o estado de concretização dos projetos já aprovados, desagregada por edição de PDIRT-E aprovado. No global, o operador da RNT identifica um montante de **1 789 milhões de euros**, a custos totais, de projetos que se encontram ainda por concretizar¹¹, referentes quer a investimentos já aprovados em sede de PDIRT-E anteriores, quer a Acordos para atribuição de capacidade ou ainda referentes a processos de aprovação autónoma.

Em particular, de um total de cerca de **1 010 milhões de euros**, aprovados em sede do PDIRT-E 2017 e em sede de PDIRT-E 2021, verifica-se que **779 milhões de euros** estão ainda por concretizar, tendo entrado em exploração pouco mais de **231 milhões de euros** dos projetos aprovados.

A este montante de 1 010 milhões de euros, há que acrescentar cerca de **702 milhões de euros**¹², a custos totais, aprovados em processo autónomo pelo Concedente até 2024, e que na sua maioria, estão ainda por concretizar, incluindo o Plano de Investimento Específico de Sines.

Por último, de um total de 500 milhões de euros já aprovados, há também em fase de concretização cerca de **450 milhões de euros** de investimentos na RNT referente aos dois grupos de Acordos celebrados com promotores para atribuição de capacidade, ao abrigo do artigo 18.º, n.º 2, alínea b) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Segundo o operador da RNT, o atraso na concretização destes projetos deve-se a vários fatores, entre os quais a indisponibilidade de resposta do mercado para as necessidades de equipamentos e meios que a eles estão associados, assim como a necessidade de coordenação das indisponibilidades dos elementos da RNT com as instalações ligadas e com o operador da rede de transporte espanhola e o operador da RND. Igualmente preponderante para o atraso na conclusão dos projetos em causa, segundo o operador da RNT, estão as dificuldades na obtenção das respetivas licenças de estabelecimento, face às estimativas iniciais inscritas nos PDIRT-E.

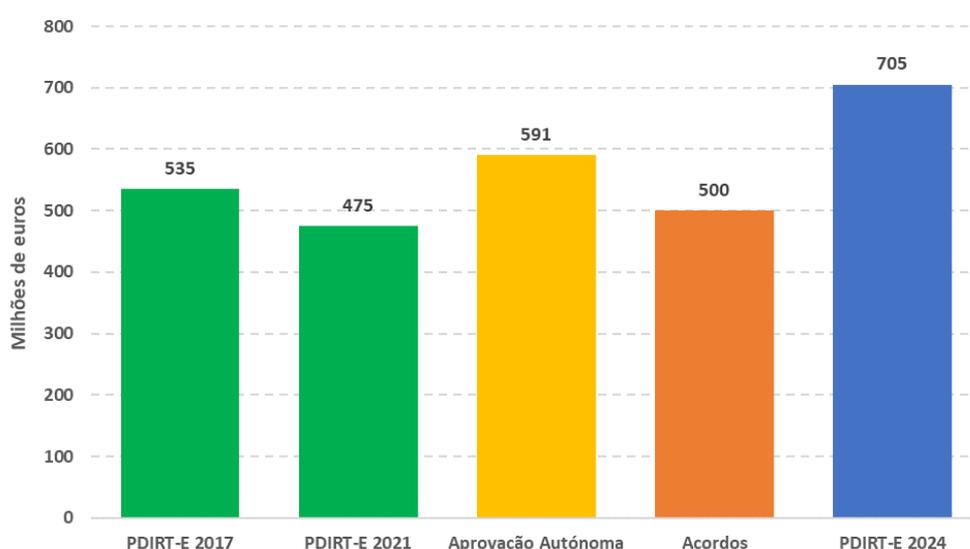
¹¹ Situação à data de 31 de dezembro de 2023.

¹² Aprovações Autónomas de 591 milhões de euros a concretizar até 2029, e de 111 milhões de euros a concretizar além de 2029.

É neste contexto de atraso na concretização de projetos já aprovados que se insere a atual proposta de PDIRT-E 2024, constituindo-se ela própria como um desafio adicional em termos de capacidade de concretização de um tão significativo volume de projetos.

Para ilustrar este desafio, apresenta-se nas figuras seguintes os montantes aprovados e propostos até 2029 (Figura 5-1), assim como a evolução por quinquénio dos montantes associados aos projetos entrados em exploração ao longo da última década (média da ordem dos **700 milhões de euros** por quinquénio).

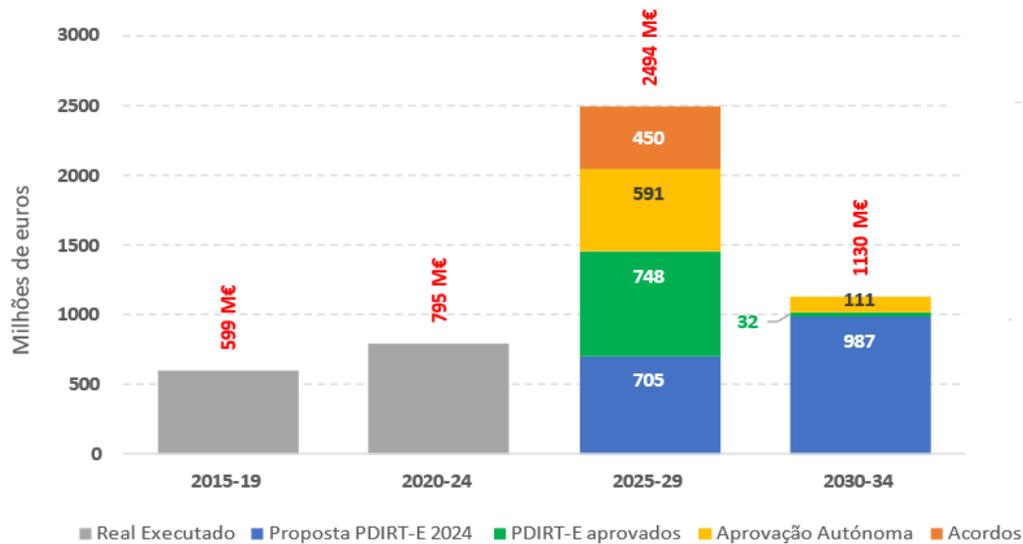
Figura 5-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E anteriores, Aprovação Autónoma e Acordos) e Proposta de PDIRT-E 2024, até 2029



Fonte: REN, valores a custos totais.

A Figura 5.2 ilustra a dimensão da ambição que se perspetiva concretizar nos próximos quinquénios e apresenta os projetos que o operador da RNT perspetiva concretizar até 2034, onde se incluem, quer os investimentos inscritos na proposta de PDIRT-E 2024 em apreciação, quer os investimentos já aprovados por concretizar, referentes aos PDIRT-E anteriores, às aprovações autónomas e aos Acordos.

Figura 5-2 – Evolução do investimento realizado e a realizar



Fonte: REN, valores a custos totais.

5.2 CENÁRIO DE INVESTIMENTO - PROPOSTA PDIRT-E 2024

À semelhança das anteriores propostas de PDIRT-E, o operador da RNT mantém a classificação dos projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos, desagregando e classificando-os em Projetos Base e Projetos Complementares.

Ao longo dos dez anos de abrangência da proposta de PDIRT-E 2024, o investimento proposto ascende a **1 691 milhões de euros**, a custos totais¹³, ou **1 538 milhões de euros** a custos primários, distribuídos em 705 milhões de euros no primeiro quinquénio (2025-2029) e **986 milhões de euros** no segundo quinquénio (2030-2034).

Em termos de classificação, o operador da RNT propõe no primeiro quinquénio, **497 milhões de euros** em Projetos Base e **208 milhões de euros**¹⁴ em Projetos Complementares. Já no segundo quinquénio, propõe **420 milhões de euros** em projetos base e **566 milhões de euros** em projetos complementares. Um detalhe mais exaustivo sobre a caracterização destes projetos pode ser encontrado, respetivamente, nos capítulos 4 e 5 da Proposta de PDIRT-E 2024.

¹³ Custos Primários + Encargos de Estrutura e Gestão + Encargos Financeiros.

¹⁴ Montante resultante da calendarização dos projetos complementares apresentada no Quadro 6-1 da proposta de PDIRT-E 2024.

5.2.1 PROJETOS BASE

Nos **Projetos Base** estão incluídos aqueles projetos que o operador da RNT considera serem essenciais para que “possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço” e projetos decorrentes de “compromissos já acordados com o operador da RND relativamente ao reforço da alimentação de consumos da RND”.

No primeiro quinquénio, estão propostos cerca de **497 milhões de euros**, a custos totais, divididos num primeiro bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com **378 milhões de euros**, e um segundo bloco associado à atividade de GGS/Cibersegurança/IT/outros, com cerca de **84 milhões de euros**. Os restantes investimentos em projetos base, num total de cerca de **35 milhões de euros**, dizem respeito a Investimento Corrente Urgente.

DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO (DFI)

Tal como em anteriores edições do PDIRT-E, o operador da RNT identifica projetos para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) a emitir pelo Concedente, e outros em que considera que a decisão sobre a sua concretização pode ser discutida nos exercícios de PDIRT-E seguintes.

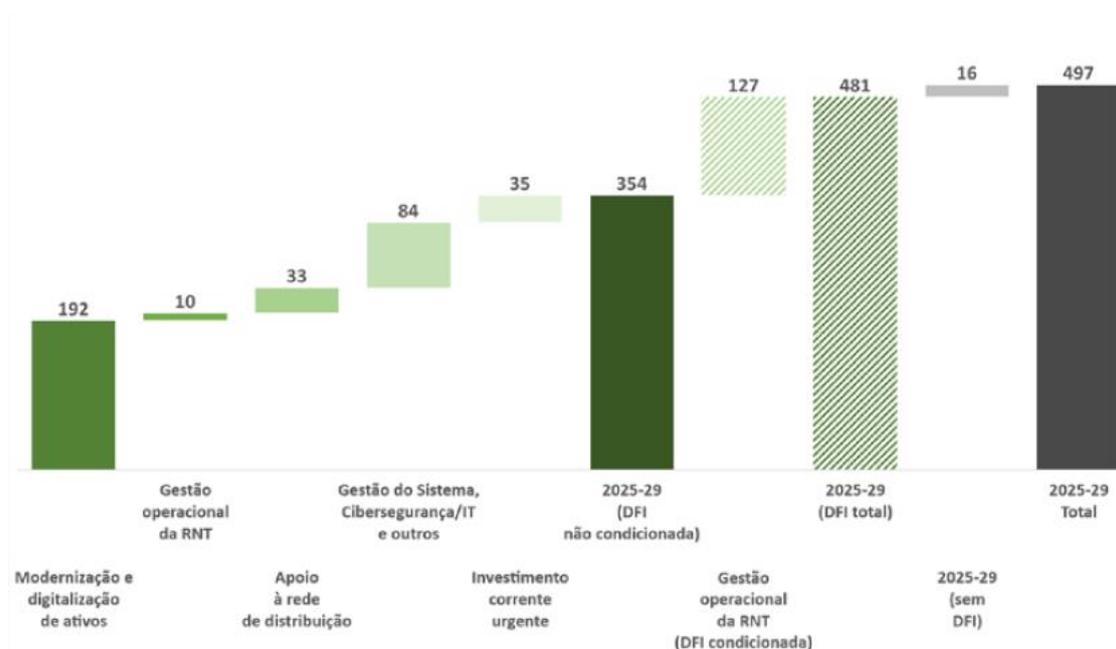
De um montante global de **497 milhões de euros** em Projetos Base, a custos totais, calendarizados para o primeiro quinquénio até 2029, o operador da RNT solicita emissão de DFI para **354 milhões de euros**, ou seja, 71% do investimento proposto em Projetos Base.

Propõe ainda a emissão de DFI sobre mais **127 milhões de euros**, mas cuja concretização deve ficar condicionada à verificação de condições de exploração da RNT que o justifiquem (essencialmente meios de compensação de reativa e estabilidade da frequência, como reatâncias *shunt* adicionais e compensação síncrona), classificando este montante como **DFI condicionada**. Finalmente, o operador da RNT considera que há **16 milhões de euros** que não necessitam, ainda, de emissão DFI.

Na Figura seguinte é possível verificar esta mesma desagregação do investimento, sendo ainda possível constatar os montantes propostos para o primeiro quinquénio, nas diferentes finalidades afetas a projetos base, com particular destaque para o bloco de investimento em “Modernização e digitalização de ativos” (**192 milhões de euros**), a custos totais.

Embora não apresentado na figura, o operador da RNT não solicita ainda DFI para o investimento total a concretizar no segundo quinquénio até 2034, num total de **420 milhões de euros** a custos totais, nem desagrega as finalidades do mesmo.

Figura 5-3 - Projetos Base: Transferências para Exploração (M€) no período 2025-2029
(valores estimados a custos totais)



Fonte: REN

Em linha com anteriores exercícios de PDIRT-E **considera-se adequada a opção do operador da RNT de solicitar DFI sobre aqueles projetos que considera terem de ser concretizados nos primeiros anos do quinquénio**, e cujas obras até já se iniciaram em alguns casos, essencialmente associados à segurança da operação da RNT e ao cumprimento de compromissos com terceiros (designadamente com o operador da RND no que respeita à criação de condições para a alimentação de consumos da RND ou para receção de produção, entre outros). **Considera-se igualmente adequado que o operador da RNT solicite a aprovação de projetos relacionados com a gestão operacional da RNT e gestão do Sistema**, incluindo projetos relativos à cibersegurança e tecnologias IT (na qual se inclui a definição de um programa transversal para fazer face a necessidades de investimento urgente).

A ERSE dá assim parecer favorável à solicitação de DFI definitiva para 354 milhões de euros em projetos base a concretizar no primeiro quinquénio, em linha com o solicitado pelo operador da RNT.

Já sobre o montante adicional de **127 milhões de euros**, cuja DFI o operador da RNT considera dever ficar condicionada às necessidades decorrentes da monitorização da real exploração do sistema a ocorrer nos próximos anos, a ERSE considera que o operador da RNT deve clarificar quais os indicadores que devem ser objeto de monitorização, e quais os critérios a adotar para a tomada de decisão sobre a necessidade efetiva de cada um desses investimentos, em linha, por exemplo, com os critérios e metodologias definidos pela ENTSO-E em termos de operação do sistema. Assim, a ERSE considera prudente a opção do operador da RNT em solicitar uma DFI condicionada e não definitiva, mas recomenda ao operador da RNT que, em sede da versão final da proposta, reavalie e fundamente qualquer alteração que considere pertinente quanto à decisão de concretizar estes investimentos.

Já sobre os restantes projetos sem DFI, a ERSE concorda que os mesmos podem ser reavaliados quer em sede da próxima atualização do PDIRT-E, a ter lugar até 2027, quer em ocasiões futuras, incluindo neste lote os montantes calendarizados para o 2.º quinquénio.

5.2.2 PROJETOS COMPLEMENTARES

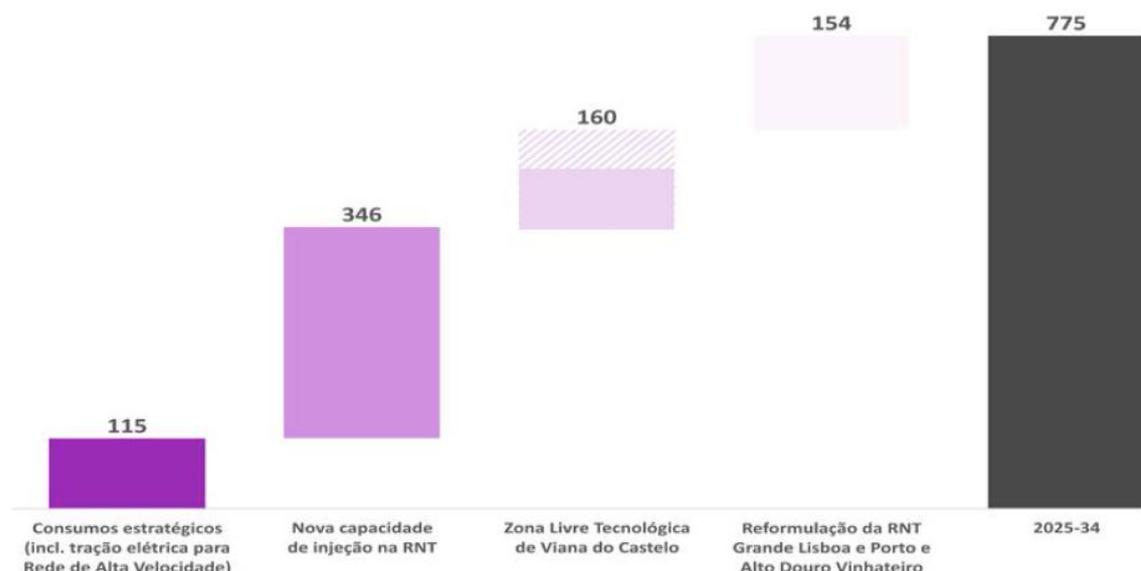
Ao longo dos próximos dez anos, o operador da RNT propõe concretizar um total de **775 milhões de euros**, a custos totais, em projetos classificados como complementares¹⁵, essencialmente calendarizados para o 2.º quinquénio (**566 milhões de euros**).

Destacam-se os projetos que visam dar resposta aos desafios associados à integração de um volume crescente de produção a partir de fontes de energia renovável, ou seja, projetos dedicados à criação de capacidade de receção da RNT, e que representam 45% do total a concretizar em Projetos Complementares, com cerca de **350 milhões de euros**, a custos totais. Estes projetos contribuirão, de acordo com o operador da RNT, para a ligação de cerca de 1850 MW de capacidade de produção renovável. Importa ter em consideração que, com o mesmo objetivo, o operador da RNT já tem acordado, com promotores que se disponibilizaram a serem eles a pagar os reforços de rede necessários para a sua ligação à RESP, a ligação de 7 000 MW de produção renovável, num total de 500 milhões de euros de investimento que deverá ser concretizado até 2030.

¹⁵ De forma resumida, os Projetos Complementares são caracterizados por quatro blocos de investimento: i) Consumos Estratégicos; ii) Capacidade de Injeção na RNT; iii) Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo; e iv) Reformulação da RNT.

A Figura 5-4 ilustra quais as finalidades do investimento proposto nos Projetos Complementares em apreciação na proposta de PDIRT-E 2024.

Figura 5-4 - Projetos Complementares: Transferências para Exploração (M€) no período 2025-2034
(valores estimados a custos totais)



Fonte: REN

Também em linha com exercícios anteriores de PDIRT-E, a ERSE considera equilibrada a opção do operador da RNT de não solicitar diretamente a emissão de DFI para os projetos complementares, na medida que a efetiva necessidade de realização destes projetos e respetiva calendarização está condicionada, caso a caso, às decisões em matéria de política energética a definir pelo Concedente, seja em termos de metas de produção renovável, seja em termos de alimentação de consumos estratégicos.

A ERSE salienta igualmente como positiva a disponibilização de informação detalhada para a grande maioria dos projetos, constante nos anexos da proposta PDIRT-E 2024, incluindo a descrição das obras propostas e sua fundamentação, bem como a identificação de alternativas em termos de traçados¹⁶.

Sem prejuízo da opção de não solicitar já a emissão de DFI, a ERSE sublinha o alerta que o operador da RNT faz sobre a antecedência mínima de aprovação de projetos associados à construção de novos eixos de

¹⁶ O operador da RNT refere que para este tipo de projetos, apenas apresenta soluções para dar resposta às necessidades de rede identificadas, com destaque para o reforço e adequação da RNT no que diz respeito a orientações de política energética, ficando a respetiva "Decisão Final de Investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente".

transporte (4 anos) para que os projetos possam estar concretizados quando são necessários. **A ERSE realça como positiva esta preocupação do operador da RNT, na medida que compete ao operador da RNT estabelecer qual a antecedência dos processos necessários para garantir que não existam atrasos na concretização de projetos estruturais de rede, com os consequentes impactos negativos no desenvolvimento eficiente da RNT, essencial para se responder aos desafios da eletrificação e descarbonização do setor energético.**

Esta não necessidade de DFI beneficia ainda do facto da oportunidade de se reavaliar a necessidade e calendarização dos projetos em sede de futura atualização do PDIRT-E 2024, a ocorrer a cada dois anos após a aprovação do PDIRT-E 2024, e a ocorrer até final de 2027.

5.3 CENÁRIO ALTERNATIVO DE INVESTIMENTO - CENÁRIO ERSE

Tendo por base os desafios impostos ao operador da RNT em adaptar e desenvolver a RNT para dar resposta aos vários desafios futuros, **a ERSE não denega, no geral, o racional subjacente aos indutores de investimento propostos pelo operador da RNT, nem a sua fundamentação.**

No entanto, ao longo da análise crítica efetuada a cada um dos indutores de investimento, a ERSE identifica alguns aspetos que merecem reflexão e para os quais chama a atenção do operador da RNT. No ponto 6, são apresentados um conjunto de considerações e recomendações para que o exercício de planeamento no geral, e a proposta de PDIRT-E 2024 em particular, possam evoluir, trazendo valor acrescentado e maior clareza para a sua compreensão pelos utilizadores das redes.

Desde logo, e em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRT-E 2024, **a ERSE considera que, na atual conjuntura, é fundamental, por um lado, a correta calendarização dos projetos, e por outro, a sua concretização no tempo.** Só desse modo será possível garantir ao mesmo tempo o interesse público de proteção dos consumidores e a criação de condições de rede para a ligação de novos produtores renováveis, cumprindo metas ambientais e reduzindo o custo da eletricidade para os consumidores, industriais e domésticos, sem, contudo, colocar em causa os níveis de qualidade de serviço e de segurança da operação da RNT.

A ERSE está alinhada com a posição do operador da RNT quando afirma que ao nível da operação e gestão do sistema, existirão cada vez mais desafios derivados da exploração de um sistema baseado em mais incerteza, seja do lado da produção renovável, seja do lado dos consumos. Nesse sentido, **recomenda-se ao operador da RNT que, em sede da versão final da proposta de PDIRT-E 2024, apresente uma atualização**

das necessidades concretas da RNT para a tornar mais resiliente, à luz das evoluções recentes em termos de operação e segurança da operação da RNT.

Contudo, para alcançar todos esses objetivos, o investimento a concretizar ao longo do horizonte do plano deve ser cuidadosamente calendarizado e concretizado, evitando sobre investimento com impactes tarifários significativos e desnecessários, com efeitos negativos na economia nacional e nos consumidores no geral. Assim, cabe ao operador da RNT selecionar aqueles projetos que, sendo necessários no médio prazo, possam ser adiados e recalendarizados, e quais aqueles que, pela sua urgência, necessitem de ser concretizados no curto prazo.

Atendendo a que existem cerca de **1 800 milhões de euros** de projetos já aprovados e ainda por concretizar, que o operador da RNT estima entrarem em exploração até 2029, e que nesse mesmo horizonte temporal há mais **705 milhões** de euros de novos projetos agora propostos, tal significa que haverá um total de cerca **2 494 milhões de euros** de novas entradas em exploração até 2029. Não colocando em causa a necessidade de execução desses projetos, mas tendo em conta o contexto inflacionista e também o grau de execução dos anos mais recentes, **a ERSE tem dúvidas quanto à capacidade do operador da RNT em garantir a calendarização e concretização de todos estes projetos no horizonte até 2029.** Estas dúvidas são sustentadas pelos desafios colocados ao operador da RNT, não só em termos logísticos, mas igualmente em termos de procedimentos de licenciamento, que podem colocar em causa o cumprimento dos objetivos subjacentes aos projetos aprovados e em apreciação.

Efetivamente, não ignorando que parte destes atrasos são por motivos alheios ao operador, **recomenda-se uma profunda reflexão sobre o modo como o operador da RNT vai conseguir reverter o atraso recente na calendarização de projetos de PDIRT-E anteriores já aprovados, ao mesmo tempo que garante a calendarização dos novos projetos, recordando que em causa está uma média anual de investimento de aproximadamente 350 milhões de euros até 2034, que compara com 150 milhões de euros anuais nos quinquénios anteriores, como demonstrado no ponto 5.1.**

DESCRIÇÃO DO NOVO CENÁRIO

Tendo por base este histórico na concretização de projetos, **a ERSE criou um cenário alternativo de investimento, mais prudente,** em que adota um deslize temporal de 2 anos ao longo dos 10 anos do horizonte do PDIRT-E aplicado à calendarização proposta pelo operador da RNT para montantes de projetos complementares (principais grandes eixos de transporte), assim como a inclusão no cenário das DFI condicionadas solicitadas para o primeiro quinquénio.

No ponto seguinte, descreve-se em detalhe o cenário ERSE, desagregando a explicação por Projetos Base e Projetos Complementares.

5.3.1 PROJETOS BASE

A primeira alteração face à proposta de PDIRT-E 2024 diz respeito aos montantes para os quais o operador da RNT solicita DFI imediata (354 milhões de euros), e aqueles que solicita DFI condicionada (**127 milhões de euros**).

No “Cenário ERSE”, propõe-se incluir este montante de 127 milhões de euros, em acréscimo aos 354 milhões de euros já previstos no cenário PDIRT-E, aumentando o total de Projetos Base inscritos no cenário ERSE para cerca de 480 milhões de euros. Desta forma, para o primeiro quinquénio apenas são excluídos **16 milhões de euros**, para os quais o operador da RNT não solicita qualquer DFI.

Esta opção da ERSE em incluir os projetos com DFI condicionada não deve ser interpretada como um parecer favorável à aprovação da construção desses projetos, mas sim como uma análise de sensibilidade em que se admite uma eventual necessidade dos mesmos, num cenário em que o operador da RNT não possa recorrer a alternativas ao investimento, por exemplo contratando serviços equivalentes em mercado junto de promotores, ou caso o operador da RNT venha a fundamentar devidamente a urgência de construção imediata dos investimentos propostos junto do Concedente. Lembra-se que em causa estão projetos relacionados com a gestão operacional da RNT, abordados em maior detalhe no capítulo 6, que visam dar resposta a desafios relacionados com a inércia do sistema ou com a gestão de reativa.

Quanto ao segundo quinquénio, não existindo solicitação expressa de DFI, mas admitindo que os projetos base previstos para esse quinquénio venham a necessitar de DFI, num exercício semelhante ao do primeiro quinquénio, a ERSE propõe adotar a totalidade dos valores previstos na proposta de PDIRT-E 2024 em projetos base.

A ERSE recomenda ainda ao operador da RNT que, à luz das metodologias definidas pela ENTSO-E, realize uma avaliação das reais necessidades do sistema, e faça um levantamento da existência de promotores em mercado disponíveis para fornecer os serviços em causa para uma gestão operacional de rede eficiente e segura, assente na neutralidade tecnológica.

5.3.2 PROJETOS COMPLEMENTARES

Quanto aos projetos complementares, o cenário é distinto. Como referido, tendo em conta o estado atual de concretização dos investimentos já aprovados, a ERSE considera prudente que o planeamento da RNT reflita a necessidade de alocação de recursos para recuperar o *backlog* de execução existente.

A ERSE solicita que sejam envidados todos os esforços no sentido de recuperar tanto quanto possível o ritmo de execução necessário para cumprir os objetivos propostos, e que se admite possa ser obtido à custa de uma adequada recalendarização dos projetos complementares.

Sendo estes projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao operador da RNT, nomeadamente de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, admite-se possível uma recuperação ao longo do decénio 2025-2034, permitindo chegar ao final de 2034 com um atraso médio na execução de até dois anos, o que representaria uma recuperação de 33% face ao cenário recente.

Em termos concretos, **no cenário ERSE, propõe-se assim considerar um deslizamento de dois anos no calendário proposto para projetos complementares, até 2034.** No caso do primeiro quinquénio, traduz-se por adiar do primeiro para o segundo quinquénio cerca de **208 milhões de euros** propostos pelo operador da RNT para 2028 e 2029, resultando na ausência de qualquer novo investimento em projetos complementares no primeiro quinquénio, num período em que, relembre-se, estarão em execução cerca de **1 800 milhões de euros** de projetos já aprovados.

Tal adiamento está em linha com os pressupostos assumidos na proposta de PDIRT-E 2024, que refere “*os projetos cuja DFI seja adiada para a próxima edição do PDIRT-E, caso venham a obter aprovação pelo Concedente, i.e., previsivelmente em 2028, não deverão estar implementados no terreno antes de 2031 ou de 2032*”. Considera-se assim razoável este cenário alternativo de investimento, quer do ponto de vista das expectativas de capacidade de concretização pelo operador da RNT, quer face à necessidade efetiva do investimento.

Ao longo dos próximos dez anos, esta realocação temporal de projetos traduzir-se-á numa diminuição de **227 milhões de euros** no total a concretizar em projetos complementares, uma vez que os projetos calendarizados para 2033 e 2034 deslizam para fora do horizonte do PDIRT-E agora proposto.

Finalmente, **a ERSE identifica ainda algumas lacunas em termos de informação que permita avaliar a necessidade imediata de alguns projetos, como, por exemplo, em ativos cuja expectativa de serem objeto de participação no reforço das redes é elevada.** Inserem-se neste âmbito os projetos de Reformulação

da RNT, que consistem na sua maioria em processos de enterramento de linhas. Não se coloca em causa a necessidade de concretização desses investimentos, apenas a forma como os mesmos serão financiados e a eventual redução do impacto nos custos a suportar pelos consumidores do setor elétrico. **A ERSE recomenda, por isso, que, previamente à aprovação desses projetos, o operador da RNT forneça mais informação, de modo a que haja maior compreensão pública sobre a calendarização proposta e a sua adequabilidade.**

Apresenta-se na tabela seguinte o cenário ERSE, anteriormente descrito, por comparação com o cenário da proposta de PDIRT-E 2024, desagregado por projetos Base e Projetos Complementares.

Figura 5-5 - Cenários de Investimento

Milhões de euros

Projetos Base	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2025-29	2030-34	TOTAL
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	35	66	87	135	174	84	84	84	84	84	497	420	916
Cenário ERSE	27	64	85	133	172	84	84	84	84	84	481	420	901
													-16
Projetos Complementares													
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	0	0	0	5	203	113	113	113	113	113	208	566	775
Cenário ERSE	0	0	0	0	0	5	203	113	113	113	0	548	548
													-227
Total													-775
Cenário Proposta PDIRT-E 2024	35	66	87	140	377	197	197	197	197	197	705	986	1691
Cenário ERSE	27	64	85	133	172	89	287	197	197	197	481	968	1449
													-242

Nota: Valores arredondados ao milhão de euros.

6 ANÁLISE DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

6.1 CONCRETIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Na Consulta Pública n.º 128 da ERSE foram recebidos diversos comentários que consideram essenciais os investimentos previstos pelo operador da RNT para o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRT-E 2024, alertando, contudo, para o ritmo lento da concretização registado nos últimos dez anos, assim como para o elevado número de investimentos já aprovados, mas ainda não executados. Esta preocupação, que a ERSE acompanha, é fundamentada pelo histórico registado nos últimos quinquénios, resultante da dificuldade de implementação dos projetos de reforço da RNT, facto que levanta dúvidas à ERSE sobre a viabilidade e capacidade do operador da RNT em executar o novo pacote de investimentos proposto, que, recorde-se, ascende a 1 691 milhões de euros até 2034.

Outro aspeto associado à concretização de projetos de investimento abordado na consulta pública, e sobre o qual importa refletir, diz respeito aos impactos da não concretização atempada de projetos que foram aprovados como soluções para dar resposta a necessidades de rede identificadas e fundamentadas pelo operador da RNT. Tome-se como exemplo a resposta à escassez de capacidade firme de rede, seja para injeção de nova produção, seja para alimentação de novos consumos.

Também em termos de projetos futuros, foram recebidos comentários sobre a necessidade de dar um maior carácter vinculativo às datas previstas de conclusão dos projetos, e não meramente como datas indicativas, como referido na proposta.

A ERSE recomenda que, em sede da versão final da proposta de PDIRT-E 2024, seja incluída uma tabela com a calendarização mais recente dos projetos aprovados e ainda por concretizar. A ERSE considera fundamental que o operador da RNT procure encontrar soluções que lhe permita avaliar o risco e fazer face a fatores externos que impactem na concretização de projetos, nomeadamente associados a questões logísticas ou de licenciamento. Esse risco deve ser incorporado no exercício de planeamento da RNT, de forma a não colocar em causa a resposta atempada às necessidades de rede, identificadas pelo próprio operador da RNT, ao mesmo tempo que garante uma maior adesão aos calendários propostos, diretamente impactantes na atual metodologia TOTEX.

Finalmente, recomenda-se que seja incluída na versão final da proposta, um balanço sobre o cumprimento das metas subjacentes aos projetos que, tendo sido aprovados, não foram ainda concretizados.

6.2 IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES DE SISTEMA E REFORÇOS NA RNT

No cumprimento da legislação, o operador da RNT deve assegurar o planeamento da rede para os dez anos seguintes, tendo em consideração não só a atual RNT e o respetivo documento anual de caracterização, mas também os desafios colocados pelos cenários de política energética, traduzidos no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), cujo horizonte vai para além dos 10 anos do PDIRT-E. Adicionalmente, deve ainda ter em atenção as solicitações de reforço da capacidade de entrega pela RNT à RND, bem como os compromissos já assumidos em termos de títulos de reserva de capacidade já atribuídos. Por último, e não menos importante, deve assegurar as necessidades em termos de integração de mercados a nível ibérico. Naturalmente, transversal a estes vetores estratégicos, o operador da RNT deve respeitar os critérios regulamentares de segurança previstos no Regulamento da Rede de Transporte, da responsabilidade da DGEG.

É neste contexto que, com base no resultado de estudos internos, coordenados com os operadores das redes ligadas à rede de muito alta tensão, o operador da RNT propõe um conjunto de projetos de reforço e adaptação da RNT que permitem responder aos desafios propostos.

No entanto, a atual proposta de PDIRT-E 2024, em linha com as anteriores, apresenta as soluções concretas, mas sem caracterizar em detalhe o problema, ou seja, é omissa na descrição detalhada das lacunas que a atual RNT apresenta, designadamente caracterizando essas necessidades de rede. Nesse sentido, **é importante que o operador da RNT quantifique, por exemplo, qual o montante de capacidade de rede necessário para responder aos pedidos de ligação de produtores e consumidores, e respetiva calendarização que permite suprir essas necessidades, ou que caracterize, quantitativamente e geograficamente, quais as lacunas em termos de necessidades de armazenamento autónomo.**

Também do ponto de vista operacional, **é importante que a proposta detalhe as lacunas em matéria de estabilidade da rede e de gestão de reativa, com uma análise de sensibilidade para diferentes cenários futuros de desenvolvimento do parque eletroprodutor, designadamente a partir de fontes de energia renovável.**

Só após identificadas todas as lacunas e limitações da atual RNT será possível partir para a procura de soluções que proporcionem resposta a essas necessidades, conduzindo a propostas de investimentos, tradicionais ou com recurso a soluções alternativas, assentes numa gestão do sistema com novos atores e num contexto crescente de ofertas de flexibilidade.

Sem prejuízo da bondade dos projetos inscritos da atual proposta de PDIRT-E 2024, a ERSE recomenda que, em sede de atualização desta proposta, a ocorrer em 2027, o operador da RNT inclua um novo capítulo, ou um anexo dedicado, em que apresente a caracterização quantitativa, temporal e geográfica, das lacunas da RNT, promovendo assim uma melhor compreensão das opções de investimento propostas. Tal deverá ser acompanhado de um exercício de avaliação pelo operador da RNT sobre os impactos decorrentes de atrasos na concretização de investimentos aprovados, desagregados por cada uma das necessidades de rede identificadas.

6.3 ALTERNATIVAS AO INVESTIMENTO TRADICIONAL

O incremento do consumo elétrico final não implicará, forçosamente, um aumento proporcional da quantidade de energia elétrica que é transportada ou distribuída através das redes. Idêntica situação irá ocorrer em relação às pontas de utilização das redes, que poderão não coincidir, quer em termos de amplitude quer em termos temporais, com as pontas de consumo final ou de produção.

A evolução tecnológica recente começa a disponibilizar alternativas à utilização passiva clássica das redes elétricas, como a produção para autoconsumo e o armazenamento distribuído, ou ainda as perspetivas abertas por novos conceitos como o das comunidades de energia. Estas alternativas, cada vez mais competitivas com a rede, irão alterar profundamente o paradigma tradicional do setor elétrico.

Um comentário bastante frequente em sede de consulta pública menciona que a proposta de PDIRT-E 2024 carece de análises custo-benefício que considerem a possibilidade de recurso a soluções de flexibilidade baseadas em mercado, como a participação da procura ou o armazenamento, como alternativas ao investimento tradicional em mais rede. Esta ausência limita a fundamentação técnica e económica dos projetos apresentados, para além de não cumprir com o disposto legalmente.

A ERSE reconhece a importância do reforço da capacidade das redes, quando as mesmas resultem da identificação de situações estruturais, decorrentes de decisões e estudos, preferencialmente elaborados de forma coordenada com os demais operadores das redes ligadas à RNT. No entanto, a ERSE considera que tais propostas de investimento devem ser sempre acompanhadas de uma análise custo-benefício sobre soluções alternativas de flexibilidade, baseadas em mercado, em conformidade com o disposto no n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

A coordenação e cooperação entre os operadores da RNT e da RND é cada vez mais relevante, permitindo encontrar soluções técnicas eficientes quando em causa estejam, por exemplo, situações de

congestionamentos causadas pela inversão dos trânsitos de potência entre as redes (RND para a RNT). Sempre que esses congestionamentos sejam estruturais, é expectável que a opção recaia no reforço em termos de subestações e rede. Já quando em causa estejam apenas congestionamentos em intervalos limitados de tempo, existem hoje em dia outras soluções técnicas alternativas com menor custo para os consumidores.

Assim, a ERSE recomenda que a opção pelo reforço da rede resulte de situações de comprovada carência de natureza estrutural e que não sejam pontuais. Caso contrário, existem cada vez mais soluções técnicas alternativas que representam menor custo para os consumidores e restantes utilizadores da rede. A ERSE recomenda ainda que, em matérias de investimento diretamente relacionado com a interação entre RNT e RND, seja disponibilizado em anexo o resultado dos estudos efetuados para cada situação identificada.

Igualmente importante no que diz respeito ao desenvolvimento futuro do SEN, o recurso à implementação de sistemas de armazenamento autónomo em pontos específicos da rede ou *behind-the-meter* deve ser incluído pelo operador da RNT no seu exercício de planeamento. No global, a atual proposta de PDIRT-E 2024 não parece incluir uma aposta clara no potencial de sistemas de armazenamento por parte de promotores, ficando, por isso, aquém das necessidades da RESP para assegurar maior segurança e flexibilidade.

A ERSE concorda com os comentários recebidos em sede de consulta pública e que consideram que a inclusão do papel do armazenamento nas decisões de planeamento da rede é essencial para otimizar a gestão da intermitência dos recursos renováveis, maximizando a utilização da capacidade de rede já existente, e reduzindo a necessidade de alguns reforços estruturais. A ausência desta abordagem limita a eficiência do exercício de planeamento, aumentando o risco de investimento em infraestruturas sobredimensionadas.

A ERSE considera igualmente desejável que a versão final da proposta de PDIRT-E 2024 contemple a identificação das zonas na RESP onde a instalação de sistemas de armazenamento autónomo por parte de promotores possa constituir uma alternativa mais vantajosa face ao reforço clássico das infraestruturas de rede, tornando mais fácil para os promotores estudarem um *business case* realista, com claros benefícios para o SEN do ponto de vista da implementação destes sistemas.

Um outro aspeto que importa referir em termos de reforços de rede é a aposta na produção distribuída, para eventualmente constituir uma alternativa estratégica que permita reduzir a pressão sobre a necessidade de investimentos na RNT. Igualmente mencionada na Consulta Pública foi a importância da

implementação de mais sistemas de armazenamento, como baterias e bombagem, que podem traduzir-se como potenciais soluções em matéria de estabilidade da rede, permitindo ainda a utilização local da eletricidade produzida, o que pode diminuir as necessidades imediatas de reforços na RNT.

6.4 GESTÃO OPERACIONAL DA RNT

Neste bloco de investimento, o operador da RNT solicita DFI para cerca de **10 milhões de euros** a concretizar no primeiro quinquénio. Recorde-se que a gestão operacional da RNT consiste em projetos que procuram dar resposta aos desafios impostos à RNT pela transformação do setor elétrico, em particular a descarbonização do parque eletroprodutor e a integração de um volume crescente de produção a partir de fontes renováveis, de natureza intermitente e variável e estruturalmente sem inércia, resultando numa maior variabilidade de fluxos na rede.

Para além destes 10 milhões de euros, o operador da RNT solicita igualmente DFI para **127 milhões de euros**, mas cuja decisão de concretização fica condicionada às necessidades resultantes da real exploração do sistema, avaliadas e monitorizadas ao longo dos próximos anos.

Em particular, o operador da RNT propõe projetos associados à **estabilidade de rede** e à capacidade de a rede proporcionar resposta a variações de frequência decorrentes de um desequilíbrio entre a geração e consumo. Efetivamente, a manutenção da frequência de rede é um aspeto essencial na operação de qualquer sistema elétrico, pelo que uma eventual **diminuição da inércia cinética clássica do sistema**, historicamente oferecida pelas massas girantes dos grandes geradores térmicos e hídricos, constitui um novo desafio operacional, até porque, ao contrário do passado, é expectável a ocorrência de cada vez mais períodos de tempo sem esses grandes grupos estejam ativos no sistema, resultando numa redução das massas girantes e da inércia clássica.

Uma solução para o desafio colocado pela redução da inércia cinética passa pelo papel dos prestadores de serviços de sistema, e é neste sentido que o operador da RNT considera fundamental realizar o investimento em unidades rotativas de compensação síncrona a instalar na zona sul do país.

Sobre este aspeto, várias entidades participantes na consulta pública consideram que os **recursos existentes no parque eletroprodutor** devem ser disponibilizados para contratação de serviços de sistema não associados à frequência, utilizando os limites técnicos das instalações e potenciando capacidade instalada pelos produtores, relembrando ainda que, com a saída para o regime geral de mercado de um número significativo de produtores eólicos e solares, atualmente com remuneração garantida, a ocorrer

nos próximos anos, é expectável um maior volume de capacidade elegível para prestar esses serviços de sistema, garantindo uma maior abrangência geográfica da rede.

Também do lado da procura, há um potencial para a participação em mercados de serviços de sistema, fornecendo apoio quer na manutenção do equilíbrio entre a oferta e a procura, e controlo de frequência, quer no controlo dos perfis de tensão, podendo vir a revelar-se uma funcionalidade cada vez mais valiosa.

É neste contexto que a gestão operacional do sistema pode beneficiar da identificação da necessidade de novos serviços de sistema, a serem disponibilizados pelos utilizadores da RESP em ambiente de mercado. Com efeito, nos termos previstos regulamentarmente, o operador da RNT, na sua atividade de Gestão Global do Sistema, pode propor a criação de **mercados para prestação de novos serviços de sistema, como é o caso da FFR (Fast Frequency Response)**, dando resposta aos novos desafios de redução da inércia cinética disponível, a cada momento, no sistema¹⁷.

Um outro aspeto que impacta na gestão operacional da RNT diz respeito à **gestão de reativa e de controlo de tensão**, necessária maioritariamente para dar resposta ao excesso de reativa na rede em períodos de baixa carga do SEN, provocando uma subida acentuada dos perfis de tensão. Para alcançar este desiderato, o operador da RNT identifica a necessidade de recurso a equipamentos específicos para o efeito, designadamente reatâncias *shunt* a instalar na RNT na região centro e sul do país, assim como o investimento em equipamentos STATCOM, em complemento ao recurso aos centros eletroprodutores que permitem a absorção de reativa.

A ERSE reconhece mérito na abordagem do operador da RNT em não descurar quer a vertente da gestão de reativa, quer a vertente da inércia do SEN, ambas com impacto direto na operação do sistema. Ainda assim, e em particular sobre as necessidades de inércia, **a ERSE recorda que as propostas de investimento para resposta a desafios de estabilidade da rede devem decorrer dos resultados da monitorização do comportamento da rede, em conformidade com as boas práticas europeias da ENTSO-E.** Note-se que esta instituição recomenda como solução para fazer face às necessidades de inércia uma abordagem tecnologicamente neutra, seja por recurso a centrais clássicas, seja por recursos a dispositivos de “formação de rede” (*grid forming*), ou a equipamentos específicos.

Em conformidade, **a ERSE recomenda ao operador da RNT que, à luz da metodologia definida pela ENTSO-E, realize uma avaliação das reais necessidades do sistema, e faça um levantamento da existência de**

¹⁷ Solução já adotada em alguns países, como por exemplo, no Reino Unido.

promotores em mercado disponíveis para fornecer os serviços em causa, para uma gestão operacional de rede eficiente e segura.

Em suma, sendo a proposta de PDIRT-E 2024 um documento basilar sobre as necessidades do sistema em termos de estabilidade de frequência e de tensão, o mesmo não deve estar limitado a uma única solução de investimento para colmatar essas necessidades, com recurso a projetos de grande impacto económico, como a instalação de compensadores síncronos. Em complemento ou alternativa, e por forma a dotar o SEN de maior resiliência, o operador da RNT deve também realizar uma avaliação sobre alternativas disponibilizadas em mercado, as quais podem auxiliar a definição e a orientação da política energética.

A ERSE chama ainda a atenção que, a consideração no “cenário ERSE” dos investimentos em projetos e equipamentos para a gestão operacional com DFI condicionada, num total de 127 milhões de euros, não se deve interpretar como um parecer favorável à aprovação imediata desses projetos. Tais projetos apenas devem ser concretizados caso o operador da RNT não consiga contratar em mercado e de forma custo eficiente os serviços de sistema fornecidos pelos equipamentos em causa, seja a produtores, seja a consumidores, ou caso o operador da RNT venha a fundamentar e comprovar a urgência dessa aprovação imediata junto do Concedente.

6.4.1 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA MÉDIA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor elétrico está num processo de transição energética, quer no consumo, quer nas fontes de produção de energia elétrica que compõem o parque eletroprodutor. Em Portugal, essa transformação de carácter estrutural fica bem evidente na Figura 6-1. Esta figura mostra a evolução da potência média em cada hora¹⁸ para a produção injetada nas redes, discriminada por tecnologia (séries de áreas acumuladas), para o consumo¹⁹ (linha cinza), para a bombagem (linha azul) e para o saldo importador (linha vermelha)²⁰, para os anos de 2015 e 2024. Destacam-se as seguintes alterações:

1. Fim da produção elétrica com origem no carvão²¹.
2. Aumento substancial da produção de energia elétrica com origem solar.

¹⁸ A potência média horária anual resulta da média anual dos valores em cada uma das horas do dia por ano. Exemplo: em 2024, a potência média da hora 1 resulta da média das 366 horas 1 dos 366 dias desse ano.

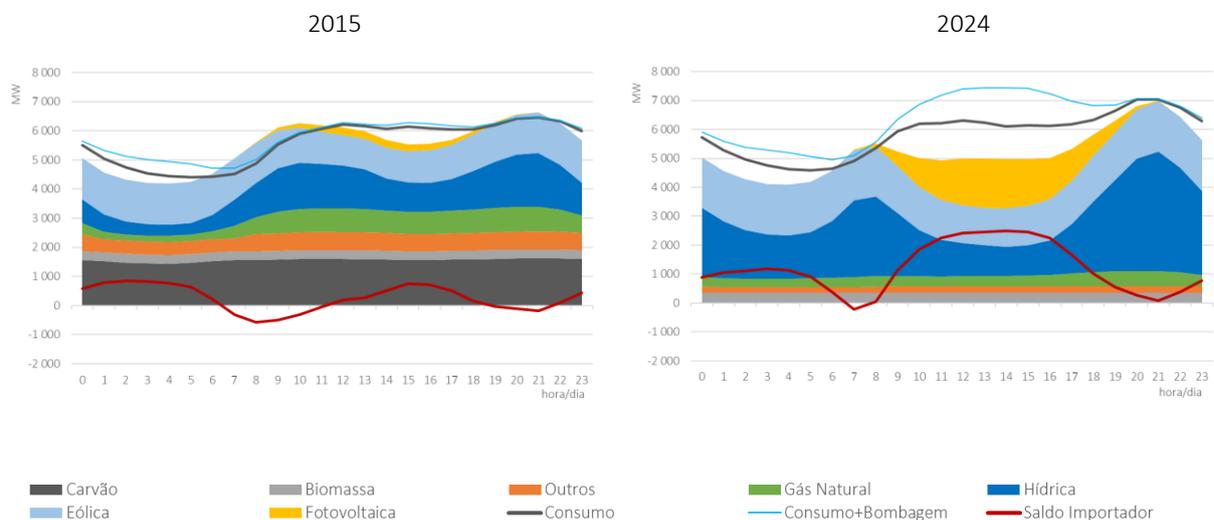
¹⁹ No cálculo da potência média horária anual do consumo não foram considerados os dados relativos à bombagem.

²⁰ Valores positivos do saldo importador correspondem a importações e valores negativos correspondem a exportações.

²¹ Sines em janeiro de 2021 e Pego em novembro de 2021. Em Espanha, a energia com base em carvão diminuiu desde 2020, sendo que em 2019 foi de 12,5 TWh e em 2023 foi apenas 4 TWh.

- Alteração substancial do perfil de bombagem, especialmente com um seu incremento nas horas solares.
- Alteração significativa do perfil do saldo importador, também com um seu incremento nas horas solares.
- Concentração da produção hídrica nas horas de preços mais elevados no mercado grossista.
- Diminuição significativa da potência média e do perfil de produção dos centros eletroprodutores de ciclo combinado a gás natural.

Figura 6-1 – Potência média anual horária de produção, do consumo, da bombagem e do saldo importador de energia elétrica, em 2015 e 2024



Fonte: REN *datahub*

Da sequência de figuras, evidencia-se a alteração profunda resultante da produção com origem solar fotovoltaica em Portugal, que era quase inexistente em 2015, e que em 2024 representou, em termos médios, perto de 50% da potência injetada na rede por produtores nas horas de “ponta solar” (cerca das 14 h). A este facto acresce o aumento do saldo importador durante as horas solares (entre as 8h e as 20h), também com origem em produção solar oriunda de Espanha.

Entre 2015 e 2024, destaca-se ainda a alteração substancial que tem ocorrido no perfil de bombagem, especialmente nas horas solares. Esta transformação é resultado dos baixos preços verificados no mercado grossista durante o período diurno, decorrentes da entrada de energia com origem solar fotovoltaica, e da arbitragem de preços feita pelas centrais hídricas com capacidade de bombagem, que durante o período noturno (20h às 22h) vendem a energia a preços mais elevados no mercado.

Note-se igualmente a redução estrutural da potência média dos centros eletroprodutores de ciclo combinado a gás natural em 2024.

Como referido na proposta de PDIRT-E 2024 pelo operador da RNT, tendo em conta as características do *mix* elétrico português atual e futuro, fortemente suportado em fontes de energia renovável, como se demonstra nas figuras acima, os requisitos técnicos de ligação de geração à rede são de extrema importância. De acordo com o operador da RNT, estes requisitos facilitam o nível de integração de fontes de energia renovável em Portugal e asseguram a manutenção da segurança e resiliência do sistema elétrico.

A nível nacional, e de acordo com as metas definidas na versão atualizada do PNEC 2030²², perspetiva-se um crescimento significativo da potência instalada de origem renovável, na ordem dos 74% até 2030, representado um total de 31 GW instalados, no final desse ano. A nível ibérico este crescimento é ainda mais expressivo, na ordem dos 82%²³, representando 185 GW de potência instalada de origem renovável, em 2030.

A ERSE reconhece a preocupação com os desafios que se colocam à gestão do sistema, manifestada pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2024, e considera que, futuramente, devem ser apresentados mais elementos que caracterizem o novo paradigma do SEN. Esta informação essencial deve constar num exercício de PDIRT-E com um horizonte decenal, com elementos que sustentem, não só a previsão de evolução do consumo, mas também a previsão da produção ligada diretamente à RNT, assim como a previsão dos trânsitos nas interligações e a previsão de inversão de trânsitos, a partir da RND.

6.5 DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DA REDE

6.5.1 DIGITALIZAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Neste bloco de investimento, que no primeiro quinquénio totaliza **192 milhões de euros**, incluem-se os projetos que, segundo o operador da RNT, se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT e que visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço.

²² Plano Nacional Energia e Clima 2030 (outubro de 2024).

²³ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

Com base na análise do Índice de Estado de Ativo de cada equipamento, o operador da RNT aplica uma metodologia que permite identificar aqueles equipamentos em que é necessário atuar. No ponto 4.3.2 da proposta de PDIRT-E 2024, o operador da RNT apresenta ainda a metodologia subjacente à seleção dos ativos a intervir, criando a designada “onda de substituição” (*replacement wave*), resultante da análise combinada de vários fatores, quer de natureza técnica, quer de natureza estratégica. Em suma, devem criar-se condições para uma ação progressiva e constante que não resulte em picos de investimento ou necessidade extrema de recursos técnicos e humanos.

A ERSE considera que a ambição subjacente ao desenvolvimento das redes para a próxima década deve permitir um maior uso da digitalização e da inteligência artificial, indo além dos pilotos de operação dinâmica de redes previstos na proposta de PDIRT-E 2024, sendo desejável a adoção de uma abordagem mais abrangente, quer ao nível da operação do sistema, quer ao nível do planeamento das redes. **Para este desígnio, a ERSE recomenda ao operador da RNT que aprofunde a aposta em digitalização e em inteligência artificial. Por exemplo, o conceito de “digital twin”, aliado às tecnologias de monitorização, de análise de dados e inteligência artificial representam uma oportunidade estratégica para a implementação da digitalização em redes** em fase de expansão em geografias variadas, beneficiando de custos competitivos por comparação com o investimento tradicional em mais rede.

6.5.2 EXPLORAÇÃO EFICIENTE DA RNT

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, estabelece no âmbito do acesso às redes a modalidade com restrições para a capacidade de injeção na RESP, com o objetivo de, por um lado, eliminar a ociosidade de ativos da rede e, por outro lado, permitir a evolução para um modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilite maior incorporação de energias renováveis no SEN, contribuindo para os objetivos da transição energética. Em particular, no âmbito da ligação à rede de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, a legislação definiu «Capacidade com restrições» como sendo «o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN».

O mesmo Decreto-Lei previu ainda os princípios e as situações segundo os quais esse acesso na modalidade com restrições pode ser conferido, cabendo à ERSE definir e regulamentar os termos dessa atribuição. Em consequência, a ERSE aprovou em 2023 o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor

Elétrico, implementando o modelo de acesso às redes com restrições, tendo ainda aprovado e publicado as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelecem um modelo padrão de relacionamento entre as referidas instalações e os operadores das redes, nomeadamente no que se refere às suas responsabilidades, direitos e obrigações.

ESCASSEZ DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE

O atual contexto de aumento de pedidos de ligação à rede, por parte de promotores de instalações de produção a partir de fontes de energia renovável, ou de instalações de armazenamento autónomo, tem sido pautado pela necessidade de garantir um acesso rápido, firme e eficiente à rede. Contudo, a atualidade também está marcada pela existência de zonas em que a capacidade das redes é limitada ou mesmo inexistente, tornando o acesso com restrições pertinente e uma forma célere de atribuir capacidade de injeção.

Importa assinalar que existe - e existirá sempre - um certo grau de ociosidade nas redes, com capacidade de rede não utilizada. Por exemplo, na RNT há atualmente capacidade não utilizada, mas que o operador da RNT não pode atribuir como firme, devido a compromissos já assumidos com promotores ainda não ligados. Por outro lado, a escassez de capacidade firme é agravada sempre que se verifiquem atrasos na concretização de investimentos de reforço já aprovados com o objetivo inicial de criar essa mesma capacidade firme.

Deste modo, a ERSE considera relevante que o operador da RNT optimize a utilização da capacidade já existente, por exemplo atribuindo a atual capacidade não utilizada na modalidade do acesso com restrições.

Em concreto, existe atualmente a possibilidade real de otimizar a utilização do ativo RESP, por exemplo se alguma da capacidade atualmente ligada, e que apresenta curvas de duração de cargas com uma utilização reduzida ao longo do ano, puder ser atribuída com restrições. Inclui-se, neste âmbito, as centrais de ciclo combinado a gás natural, as quais apenas utilizam a capacidade atribuída durante não mais de 3000 horas/ano, nos anos mais recentes. Tal significa que, nas restantes horas, essa capacidade poderia ser atribuída, na modalidade de acesso com restrições ou através da hibridização, não colocando desse modo em risco a utilização dessas mesmas centrais, sempre que necessitassem dessa capacidade.

Face à escassez de capacidade de rede firme, **a ERSE considera fundamental incentivar os operadores a oferecer/disponibilizar aos requerentes de ligação à rede a modalidade de acesso com restrições,**

beneficiando da adoção de uma gestão ativa e dinâmica das redes, recorrendo a equipamentos de observação e atuação nas redes, e a metodologias assentes na digitalização e na inteligência artificial. Para tal, é necessário conhecer o estado das redes em cada momento, incluindo a capacidade das mesmas, por exemplo recorrendo a soluções do tipo “*Dynamic Line Rating*”, “*digital twins*”, ou equivalentes.

COOPERAÇÃO ENTRE OS OPERADORES DA RNT E DA RND

O desempenho técnico das redes pode ainda ser melhorado, se existir uma maior cooperação e coordenação entre os respetivos operadores da RNT e RND. Na RND existe atualmente capacidade disponível, da ordem dos 6 GW, que não pode ser atribuída pelo operador da RND como firme, devido à sua inviabilização por parte do operador da RNT, relacionada com situações de inversão de trânsito da RND para a RNT. No entanto, parte desta capacidade pode ser atribuída na modalidade de acesso com restrições pelo operador da RND, devendo, sempre, ser previamente validada pelo operador da RNT, que poderá impor as restrições que considerar necessárias. **A ERSE considera, por isso, fundamental que exista uma maior cooperação entre o operador da RNT e o operador da RND, para que realizem estudos conjuntos sobre a real capacidade das redes, que lhes permitam identificar eventuais limitações que resultem em capacidade que pode ser atribuída com restrições a instalações de produção ou de armazenamento autónomo.**

A ERSE recomenda igualmente ao operador da RNT que estude outros exemplos e boas práticas adotadas internacionalmente nesta matéria, como por exemplo os Países Baixos, onde existe a possibilidade de atribuir capacidade com restrições, podendo o gestor de sistema limitar essa capacidade em 15% das horas do ano. Também na perspetiva dos promotores, e verificando-se não ser possível a atribuição atempada do valor de capacidade de acesso à rede firme pretendida, parece razoável a aceitação de restrições de acesso impostas pelo operador de rede numa ordem de grandeza da ordem dos 15-20% das horas do ano, devendo por exemplo potenciar soluções de armazenamento local para solucionar essas horas com restrições.

Por sua vez, ao nível das instalações de armazenamento autónomo que não possam beneficiar da atribuição firme da capacidade desejada, também parece ser comportável um valor desta ordem de grandeza de potenciais horas de restrição. Mais ainda, o recurso a armazenamento autónomo disponível nas imediações, poderá ser a solução para os operadores da rede resolverem uma potencial situação de restrição.

A ERSE recomenda, assim, ao operador da RNT que aprofunde e invista recursos na adoção de modelos dinâmicos e probabilísticos de gestão inteligente das redes, essenciais para se alcançar uma otimização em termos de integração de nova produção renovável e de cada vez mais consumo decorrente da eletrificação do setor energético. Recomenda ainda uma aposta crescente na criação de condições para um recurso ao armazenamento, em linha com as metas inscritas no PNEC 2030.

Finalmente, recomenda que o operador da RNT apresente uma estimativa, para cada ano, da extensão da rede que prevê operar com base em parâmetros dinâmicos, sendo este um indicador essencial para efeitos do acesso às redes, mormente com restrições.

ESCASSEZ DE CAPACIDADE DA REDE PARA ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO

Como referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, no âmbito do acesso às redes, possibilitou o acesso com restrições para a capacidade de injeção na RESP, não tendo disposto em sentido contrário relativamente à sua aplicação na perspetiva das instalações de consumo.

Face à dificuldade recente que também se tem assistido na disponibilização de nova capacidade para ligação de consumo, designadamente em determinadas zonas da rede, como em Sines, antecipa-se que poderá haver interesse por parte dos utilizadores da rede na modalidade de atribuição de acesso com restrições, agora para ligação e alimentação de novo consumo não doméstico.

Havendo razões que justifiquem dificuldades na atribuição de capacidade firme para ligação de novo consumo numa determinada localização, poderão existir determinados tipos de consumidores que se disponibilizem para lhes ser atribuída a capacidade no quadro de um acesso com restrições.

Nesse sentido, e em complemento aos estudos atrás referidos e à adoção de metodologias dinâmicas e assentes em ferramentas de digitalização e inteligência artificial, a ERSE recomenda ao operador da RNT que realize estudos procurando identificar e caracterizar as limitações, mas para alimentação de consumos, e que determine em que grau é possível atribuir capacidade na modalidade com restrições em complemento a criação e atribuição de capacidade firme, resultante dos reforços de rede aprovados e em execução.

6.6 PROJETOS COMPLEMENTARES DE IMPACTE SIGNIFICATIVO

Neste bloco analisam-se algumas categorias de projetos complementares propostos pelo operador da RNT que, pela sua dimensão, especificidade e elevado custo, merecem particular atenção e análise, quer ao nível da necessidade, quer ao nível dos impactes sociais e económicos que provocam.

6.6.1 ZONA LIVRE TECNOLÓGICA DE VIANA DO CASTELO – EÓLICA OFFSHORE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, prevê a criação de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT). Relativamente às ZLT de Abrantes e à do perímetro de rega do Mira, não são considerados quaisquer projetos específicos na proposta de PDIRT-E em apreciação.

Já no que respeita à ZLT de Viana do Castelo, a situação é distinta. Situada ao largo daquela cidade e beneficiando do cabo submarino, em serviço desde 2019, esta ZLT tem por objetivo o estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis de fonte ou localização oceânica *offshore* e *nearshore*.

Com as Fases 1 e 2 do projeto de receção de energia *offshore* ao largo de Viana do Castelo, ambas aprovadas anteriormente pelo Concedente e em que a primeira já foi concluída, existe atualmente um cabo submarino que opera a 60 kV ligado à subestação da E-Redes de Monserrate e que está a ser utilizado para injetar na RND a energia produzida pelas 3 turbinas eólicas, já em exploração comercial. O cabo submarino encontra-se preparado para operar a 150 kV e, nessas condições, poderá transmitir uma potência até 200 MVA, com a correspondente ligação à RNT.

Sobre esta ZLT, foram, entretanto, concretizados os procedimentos legislativos associados à constituição da ZLT de Viana de Castelo, quer em termos da delimitação da ZLT²⁴, quer em termos de gestão e de requisitos da ZLT²⁵.

Na presente proposta de PDIRT-E, o operador da RNT inclui um projeto associado a um posto de corte marinho a instalar ao largo de Viana do Castelo e a ligar à extremidade submarina do cabo atual. Com esta solução, seria possível a partir de 2031 (data que surge como indicativa para entrada em exploração)

²⁴ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/298-2023-222421860>

²⁵ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/96-2025-910517157>

aumentar a potência do cabo submarino existente até **80 MVA**, correspondendo a um acréscimo de 55 MVA face à potência atualmente já disponibilizada e em utilização.

O investimento na ZLT de Viana do Castelo apresenta uma gama de valores que varia entre os **88 e os 160 milhões de euros**, consoante a solução tecnológica a adotar e a perspetiva da oferta do mercado, representando este investimento cerca de 20% do total a concretizar em projetos complementares até 2034.

A ERSE entende que a decisão sobre o projeto proposto para a ZLT de Viana do Castelo deve ser tomada após a definição do custo exato, assinalando-se o elevado volume de investimento para o acréscimo previsto de potência, mesmo considerando que esta infraestrutura se destina a promover e facilitar projetos com soluções e tecnologias inovadoras, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Em sede de Consulta Pública, foram ainda recebidos vários comentários, incluindo do CT, expressando preocupação pelo facto do incremento de potência em causa necessitar de um tão avultado investimento, quando existem outras soluções de fonte renovável (*onshore*) que garantem uma produção equivalente, com custos de rede significativamente inferiores. Estes participantes assinalam também o facto de a tecnologia em causa apresentar ainda custos unitários elevados, sendo expectável que venham a diminuir no futuro, recomendado à ERSE que acompanhe esta evolução.

6.6.2 ALIMENTAÇÃO DE CONSUMOS ESTRATÉGICOS

Na proposta de PDIRT-E 2024, a alimentação de consumos estratégicos representa cerca de 15% do total proposto em projetos complementares, sendo previsto um investimento total de 115 milhões de euros, dos quais 107 milhões de euros está associado à alimentação da linha ferroviária de alta velocidade Lisboa-Porto. Em causa está a criação de três novas subestações, que além de proporcionarem as condições necessárias à tração elétrica para a rede de alta velocidade, serão novos pontos da RNT que podem apoiar a alimentação a outros consumos com ligação MAT, ou mesmo a eventuais novos centros eletroprodutores. Os restantes 8 milhões de euros são também relativos à criação de um ponto injetor de Pegões, justificado como necessário para assegurar a segurança de abastecimento aos consumos.

Não colocando em causa a aposta nacional estratégica na construção de novos eixos ferroviários e a modernização dos existentes, importa recordar que o setor ferroviário sempre esteve diretamente envolvido na comparticipação dos custos adicionais de investimento no setor elétrico que as suas

especificidades provocam. É nesse sentido que a ERSE recomenda ao operador da RNT que realize uma análise custo benefício do investimento em causa, e que procure junto da IP discutir a imputação dos custos provocados pela rede ferroviária, e que constituirão comparticipações ao investimento total na RNT, desonerando os consumidores do setor elétrico.

6.6.3 REFORMULAÇÃO DA RNT E GESTÃO DE TERRITÓRIO

Na proposta de PDIRT-E 2024, o operador da RNT propõe a realização de investimentos que visam reformular a RNT em zonas de elevada densidade populacional das áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, através da modificação para circuito subterrâneo de algumas linhas aéreas existentes nessas zonas. No seu conjunto, estas propostas de investimento perfazem um total de 75,4 milhões de euros na região do Grande Porto e de 64,6 milhões de euros na região da Grande Lisboa.

Adicionalmente, é ainda proposto um investimento de 14,3 milhões de euros para realocação de alguns troços de atuais linhas para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas, em simultâneo com a remoção de cerca de 50 km de troços já existentes.

Sem prejuízo da bondade do investimento proposto e do apoio expressivo da população local, no caso do enterramento da linha Vermoim-Custóias-Prelada na zona do grande Porto, este é um investimento que merece uma cuidada ponderação pelo operador da RNT. Se, por um lado, estes projetos beneficiam o ordenamento do território, num contexto de maior sustentabilidade, numa zona urbana de elevada densidade populacional, por outro lado, não se pode deixar de atender ao investimento significativo que lhes está associado. Efetivamente, existem desafios colocados à RNT que necessitam de resposta urgente, com vista ao cumprimento das metas de política energética, e que devem merecer prioridade por parte do operador da RNT.

Para além da ponderação da urgência destes projetos, a ERSE recomenda ainda ao operador da RNT que procure, junto das entidades oficiais em matéria de ambiente, planeamento e ordenamento do território, instrumentos nacionais e comunitários que permitam suportar investimentos desta natureza, que apesar da sua mais valia, nomeadamente para as populações locais, podem não ser urgentes.

6.6.4 COMPARTICIPAÇÕES

Na sequência dos pontos anteriores, vários comentários recebidos na consulta pública assinalaram o facto de alguns projetos de reforço de rede deverem ser objeto de comparticipação, mitigando o impacto direto dos mesmos nos custos a suportar pelos consumidores.

Em particular, sobre o projeto ZLT Offshore de Viana do Castelo, abordado no ponto 6.6, os comentários consideraram que, para além de ser ainda prematuro investir na tecnologia *offshore*, com tão elevados custos, o mesmo deve ser objeto de comparticipação. **A ERSE está em linha com estes comentários e reforça, ainda, a necessidade de acautelar que as condições comerciais previstas na regulamentação em matéria de ligação à rede são cumpridas, devendo os projetos de produção de energia elétrica, ainda que *offshore*, suportar os custos de ligação à rede.**

Igual preocupação merece o tema da reformulação da RNT, através da substituição das atuais linhas aéreas por cabo subterrâneo, que apresenta custos significativos, e que pode ser elegível para aplicação de instrumentos de apoio financeiro. Sobre estes projetos, **a ERSE acompanha a posição do CT, entendendo que a dimensão e o esforço exigido para a implementação do PDIRT-E justifica uma priorização dos projetos capazes de responder, entre outros, às metas traçadas no PNEC 2030. Assim, e não obstante os objetivos presentes na reformulação da RNT através de modificação para circuito subterrâneo e alteração do traçado, considera-se que estes investimentos devem ser convenientemente ponderados em função da pronúncia das autoridades competentes na respetiva matéria e decididos pelo Concedente, atendendo aos objetivos de política energética e socioambientais subjacentes, bem como ao custo associado.**

Já relativamente a grandes polos de consumo, incluindo a alimentação de **consumos estratégicos**, como é o caso da linha ferroviária de alta velocidade Porto-Lisboa, a ERSE já expressou no seu documento de enquadramento da consulta pública que, sempre que possível, o operador da RNT deve procurar o recurso a fundos europeus e nacionais, tendo esta posição da ERSE sido corroborada por diversos participantes na referida consulta pública, incluindo o CT. Relembre-se que no documento de enquadramento, a ERSE referiu explicitamente que, *“sendo estratégico para o país a construção de novos eixos ferroviários e a modernização dos existentes, importa recordar que o setor ferroviário tem estado sempre diretamente envolvido na comparticipação dos custos adicionais de investimento no setor elétrico que as suas especificidades provocam. Apesar de nada ser referido sobre esta questão na proposta de PDIRT-E 2024, a análise específica destes investimentos deverá tê-la em consideração”*.

6.7 COMPENSAÇÕES AOS MUNICÍPIOS

O Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, na sua redação atual, cria um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto, geradores de significativas externalidades locais negativas.

A criação deste mecanismo de compensação reflete a preocupação com a necessidade de garantir que os benefícios dos projetos elétricos sejam compartilhados de forma equitativa entre todos os interessados, incluindo os municípios afetados. Este mecanismo é relevante para a política energética em Portugal, pois ajuda a equilibrar os diferentes objetivos de política pública, nomeadamente compatibilizando o desenvolvimento de infraestruturas com a necessidade de proteger o ambiente e a qualidade de vida das populações.

Assim, para efeitos de aplicação do referido Decreto-Lei, o operador da RNT indica na proposta de PDIRT-E 2024 os projetos estratégicos de grande impacto, integrando não só os que se encontram em apreciação neste Plano, mas também os apreciados em sede de edições anteriores de PDIRT-E ou em procedimentos de aprovação autónoma e que fazem parte da rede de referência da atual proposta.

Esta lista foi objeto de comentário pelo CT, que alerta para o facto de que, não obstante o referido diploma prever a possibilidade de o Fundo Ambiental apoiar a compensação do SEN pelos valores suportados nas tarifas de eletricidade, as compensações previstas pelo referido Decreto-Lei poderem resultar em custos suportados, no todo ou em parte, pelos consumidores nas tarifas de eletricidade.

Recorde-se que a compensação a atribuir depende da verificação da existência de significativas externalidades locais negativas, causadas pelo projeto no território do município em causa, e do reconhecimento da respetiva quantificação, atendendo aos danos demonstrados de relevo, deduzidos dos efeitos positivos gerados pela concretização do projeto.

A ERSE considera que as referidas compensações, atribuídas na sequência da realização de projetos classificados como projetos de grande impacto, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, na sua redação atual, podem ser uma solução para mitigar alguns problemas de licenciamento de projetos estruturais, garantindo um equilíbrio entre o interesse público e a minimização das externalidades e impactos negativos junto das populações e comunidades locais.

A lista de projetos estratégicos de grande impacto proposta pelo operador da RNT é apresentada no volume II, Anexo A, da proposta de PDIRT-E 2024, onde a única informação disponibilizada é apenas uma

ligação para o respetivo código de projeto REN. Deste modo, importa densificar a lista apresentada, onde além da tipologia de ativos, se indique, por exemplo, mais características dos investimentos, que permitam justificar a sua classificação como de grande impacto, ao abrigo do respetivo quadro legal.

Deste modo, a ERSE recomenda que, na versão final da proposta de PDIRT-E 2024, o operador da RNT procure justificar a seleção da lista de projetos de grande impacto, identificando, se possível, o potencial de esses projetos provocarem externalidades locais negativas, de modo a que sejam disponibilizados ao Concedente elementos suficientes para a sua tomada de decisão.

6.8 INVESTIMENTO EM ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

A publicação da Instrução n.º 7/2024, de 3 outubro, pela ERSE, veio determinar, para efeitos das contas reguladas, a definição das categorias de ativos específicos e ativos não específicos e respetivos critérios de classificação, bem como os termos dos procedimentos de reporte à ERSE.

A avaliação da racionalidade económica dos investimentos nas atividades reguladas dos operadores de redes e de outras infraestruturas assume uma grande complexidade, dada a elevada diversidade de ativos que integram esses investimentos, justificando a distinção entre ativos específicos e não específicos.

No essencial, os ativos específicos incluem as infraestruturas e ativos com uma natureza especializada, enquanto os ativos não específicos tendem a estar associados ao suporte da atividade principal da concessão e assumem uma utilidade transversal ou uma natureza não específica, tendo de um modo geral uma vida útil técnica muito inferior. Tendencialmente, os ativos não específicos integram grande parte do equipamento administrativo, dos veículos ou ainda dos utensílios e ferramentas. Assim, no entendimento da ERSE, a natureza distinta destes dois segmentos de ativos justifica um tratamento regulatório diferenciado. Entre outros aspetos, a ERSE considera que a natureza dos ativos não específicos justifica que o seu reconhecimento tarifário seja desacoplado da sua inclusão e aprovação nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes (PDIR), ao contrário dos ativos específicos.

Considerando que existe uma clara interdependência entre o reporte de informação económica realizado para efeitos tarifários e o reporte inerente aos processos de aprovação das propostas de PDIR, cuja aprovação cabe ao Concedente, ainda que sob parecer da ERSE e da DGEG, propõe-se materializar este entendimento no próprio processo de aprovação do PDIRT-E ou em eventual esclarecimento dos respetivos regimes jurídicos do Sistema Elétrico Nacional sobre a não incorporação dos investimentos não específicos nos PDIR.

Em suma, recomenda-se o retorno à anterior metodologia, onde apenas eram incluídos nas propostas de PDIRT-E os investimentos em ativos específicos, ou seja, referentes a infraestruturas e ativos com uma natureza especializada, em linha com a Instrução n.º 7/2024 da ERSE, de 3 outubro.

6.9 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

INCIDENTE DE 28 DE ABRIL

Em complemento às recomendações e sugestões de melhoria anteriormente apresentadas, importa ainda recordar que, aquando da versão final da proposta de PDIRT-E 2024, poderão já existir algumas conclusões – ainda que preliminares - sobre o incidente ocorrido a 28 de abril de 2025 no sistema elétrico português e espanhol, as quais serão aprofundadas na versão final do relatório técnico em curso. Nesse sentido, o operador da RNT terá a oportunidade de rever as necessidades de rede em matéria de segurança e gestão operacional da RNT ou segurança de abastecimento.

A ERSE recomenda, por isso, que, na versão final do documento, o operador da RNT identifique qualquer aspeto relevante com impacto nos investimentos da RNT, não previsto na versão inicial, e que apresente a devida fundamentação dessa necessidade designadamente em termos de DFI ou recalendarização de projetos. O operador da RNT poderá ainda propor a aprovação de novos investimentos em sede de processo autónomo, em momento posterior à versão final da atual proposta de PDIRT-E 2024.

A ERSE alerta, contudo, que previamente à opção por mais investimento, em princípio mais dispendiosa, o operador da RNT deverá sempre procurar estudar alternativas em mercado, nomeadamente através do recurso a oferta de serviços por parte dos atuais utilizadores da RNT, produtores ou consumidores, ou ainda pelo recurso a soluções de armazenamento autónomo.

Atualização de informação

Em termos de detalhe da informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2024, destaca-se a informação sobre o acompanhamento da concretização dos projetos aprovados. Para tal, no anexo 4, o operador da RNT disponibiliza informação sobre o montante de investimento ainda a concretizar e o estado de implementação de cada projeto.

É importante que esta informação esteja o mais atualizada possível, atendendo a que vários projetos foram recalendarizados. **A ERSE recomenda por isso que, na versão final da proposta, a informação seja**

atualizada, quer para cada um dos projetos já aprovados em PDIRT-E anteriores ou aprovados em processo autónomo, quer para aqueles relativos aos Acordos de capacidade já assinados com promotores.

Além da desagregação entre projetos base e projetos complementares, que se considera positiva, importa aprofundar a motivação dos projetos de investimentos propostos. Deste modo, a ERSE recomenda a alocação de cada projeto de investimento a uma rubrica compatível com as definidas nas Normas complementares para fins de reporte da informação prevista no Regulamento Tarifário do setor elétrico, nos termos da Instrução n.º 9/2024, de 20 de dezembro. Em particular, esta desagregação deve ser concretizada para o investimento específico associado às atividades de TEE e GGS.

Finalmente, em termos de cenários de procura, e atendendo ao intervalo temporal entre a elaboração da proposta de PDIRT-E e a versão final da mesma, recomenda-se que o operador atualize os cenários e pressupostos que lhe serviram de base.

7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

A realização dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024 impactará nos custos das atividades reguladas de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS), por via da alteração das componentes dos custos com capital e dos custos de exploração. Esta alteração dos custos impactará na definição dos proveitos permitidos destas atividades de acordo com as metodologias de regulação em vigor e, conseqüentemente, nas tarifas de Acesso às Redes que recuperam esses proveitos. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de energia elétrica e, no caso particular da tarifa de Uso da Rede de Transporte, da energia elétrica veiculada por esta rede.

Os montantes dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024 pelo operador da RNT totalizam 1 691 milhões de euros, a custos totais. Deste montante, o operador da RNT estima concretizar 705 milhões de euros de investimento no primeiro quinquénio e os restantes 986 milhões de euros no segundo quinquénio.

Dado o peso reduzido dos investimentos propostos para a atividade de GGS no total dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2024 (vide capítulo 5 deste Anexo), bem como o peso reduzido dos custos com capital e de exploração desta atividade no total dos proveitos permitidos repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes, a análise de impactes efetuada incide apenas na atividade de TEE, tal como em pareceres anteriores. Os cenários de investimento detalhados no capítulo 5 foram adaptados em conformidade.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacte nos montantes de proveitos permitidos da atividade de TEE, que serão recuperados através da tarifa de Uso da Rede de Transporte, e num segundo momento estima-se o impacte tarifário para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, para as tarifas de Acesso às Redes e para os preços de venda a clientes finais. Adicionalmente, verificou-se a sensibilidade dos impactes face aos diferentes cenários de evolução do consumo referido à emissão de energia elétrica.

Importa também sublinhar que as análises de impactes tarifários efetuadas pela ERSE no presente documento são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SEN, designadamente os Custos de Interesse Económico Gerais ²⁶ (CIEG), as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos não se alteram ao longo do período

²⁶ São custos resultantes de políticas energéticas, de sustentabilidade do setor elétrico e de interesse económico geral, na sua quase totalidade fora das competências da ERSE, que são repercutidos nas tarifas de acesso às redes de eletricidade.

analisado. Refira-se ainda que esta análise não inclui, por falta de informação, nem os impactes agravados decorrentes do mecanismo de compensação aos municípios definido no Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, nem em sentido oposto, as comparticipações por ligações às redes estabelecidas no quadro da regulamentação da ERSE.

A análise dos impactes da proposta de PDIRT-E 2024 foi desenvolvida tendo presente que se encontram aprovados o PDIRT-E 2017 e o PDIRT-E 2021 e que existe um conjunto de outros investimentos aprovados que serão transferidos para exploração até 2034, de acordo com o referido no capítulo 5 deste Anexo. Deste modo, são apresentados os impactes resultantes da evolução da base de ativos da atividade de TEE, desagregando os efeitos de:

- i. evolução da base de ativos em exploração no final de 2024, sem considerar investimentos posteriores a estas datas;
- ii. investimentos aprovados nos PDIRT-E 2017 e 2021 e com entrada em exploração até final de 2034;
- iii. outros investimentos aprovados a transferir para exploração até 2034;
- iv. investimentos da proposta de PDIRT-E 2024 aplicados à atividade de TEE, em dois cenários alternativos de investimento, descritos no capítulo 5: o cenário “PDIRT-E 2024” e o cenário “ERSE”.

O período observado na análise dos impactes tarifários, situa-se entre 2025 (ano de referência dos cenários de procura e de investimentos) e 2029 (último ano do primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2024).

7.1 ENQUADRAMENTO DOS PROVEITOS E INVESTIMENTOS DA ATIVIDADE DE TEE

Os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de Acesso às Redes e têm impacte nos preços finais pagos por clientes abastecidos quer através da rede de transporte, quer através das redes de distribuição.

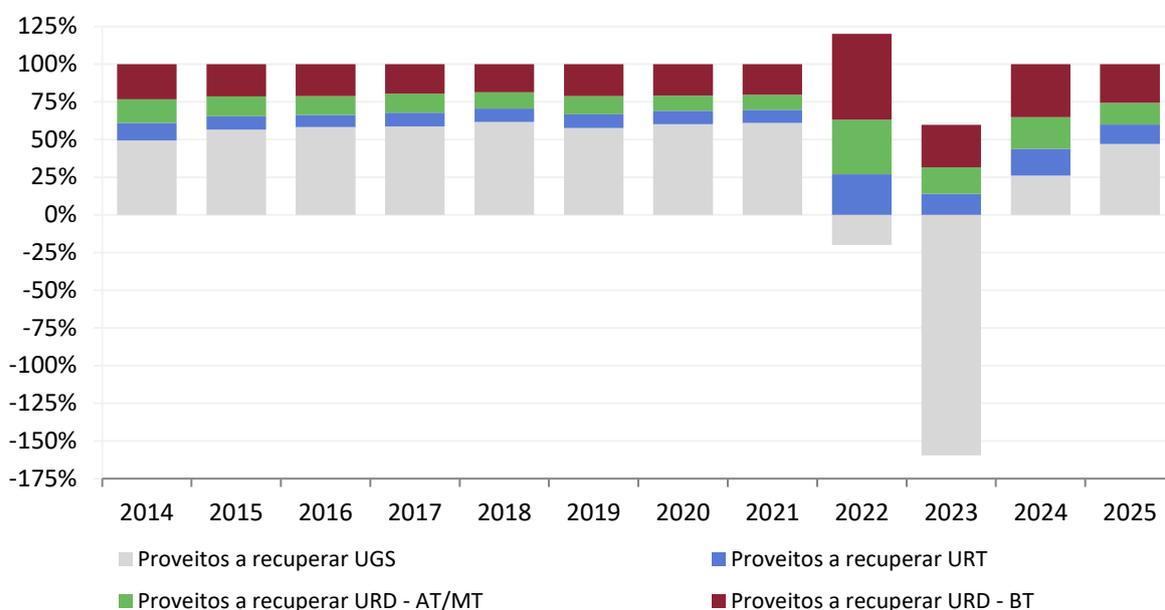
Na Figura 7-1, é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de transporte (URT) assumem no total dos proveitos dos acessos²⁷.

Observa-se que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de uso das redes foi relativamente estável até 2021. Como observado na figura seguinte, nos exercícios tarifários de 2022 e

²⁷ Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

2023 ocorreu uma alteração substancial da estrutura de custos do setor elétrico, devido ao aumento muito significativo dos preços de eletricidade nos mercados grossistas²⁸, que originou a inversão do sinal dos CIEG associados à produção com remuneração garantida, os quais passaram a ser um benefício para o SEN. Mais recentemente, à medida que os preços de eletricidade no mercado grossista se desagravaram, os CIEG associados à produção aumentaram gradualmente, o que levou a estrutura dos proveitos recuperados com as tarifas de acesso às redes em 2024 e 2025 a tender para o que se verificava no período anterior a 2022. Refira-se, contudo, que os proveitos recuperados com as tarifas de uso de rede passaram a ter mais preponderância, designadamente de uso da rede de transporte, comparativamente com o período anterior à crise energética de 2022.

Figura 7-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas



Fonte: ERSE

No que respeita à regulação económica da atividade de TEE²⁹, de 2008 a 2021, foi aplicado um mecanismo de custos incrementais ao nível do OPEX³⁰. Relativamente ao CAPEX³¹, a regulação até 2021 foi efetuada

²⁸ Decorrente da crise energética na Europa desencadeada pela invasão da Ucrânia.

²⁹ A análise do desempenho económico da atividade de TEE nos últimos anos encontra-se detalhada no documento "[Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico](#)".

³⁰ OPEX: *Operational Expenditure*.

³¹ CAPEX: *Capital Expenditure* = remuneração do ativo líquido aceite (taxa de remuneração*Base de Ativos regulada) e amortizações.

por aplicação de uma metodologia do tipo *rate of return*³². Complementarmente, entre 2009 e 2021, foi implementado um mecanismo de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, com taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos, em função da valorização do ativo (caso seja por custos reais ou por custos de referência) que lhe está associado.

A partir de 2022, passou a aplicar-se uma metodologia de regulação por incentivos ao conjunto dos custos controláveis, ou TOTEX³³, ou seja, aos custos de exploração e aos custos com investimentos considerados controláveis. Com esta alteração pretendeu-se promover uma gestão mais eficiente e flexível da atividade de transporte de energia elétrica, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização, descentralização e inovação no setor elétrico. Assim, foi também eliminado o mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência para os ativos transferidos para exploração a partir de 2022. A componente TOTEX é constituída por uma parcela fixa e parcelas variáveis que evoluem em função das condições de financiamento (taxa de remuneração definida pela ERSE), da potência de produtores ligados à RNT e dos quilómetros de rede no final do ano.

Como ilustra a Figura 7-2, com a metodologia de regulação aplicada a partir de 2022, passou a não ser possível individualizar o CAPEX do OPEX de cada ano em termos de proveitos permitidos da atividade de TEE.

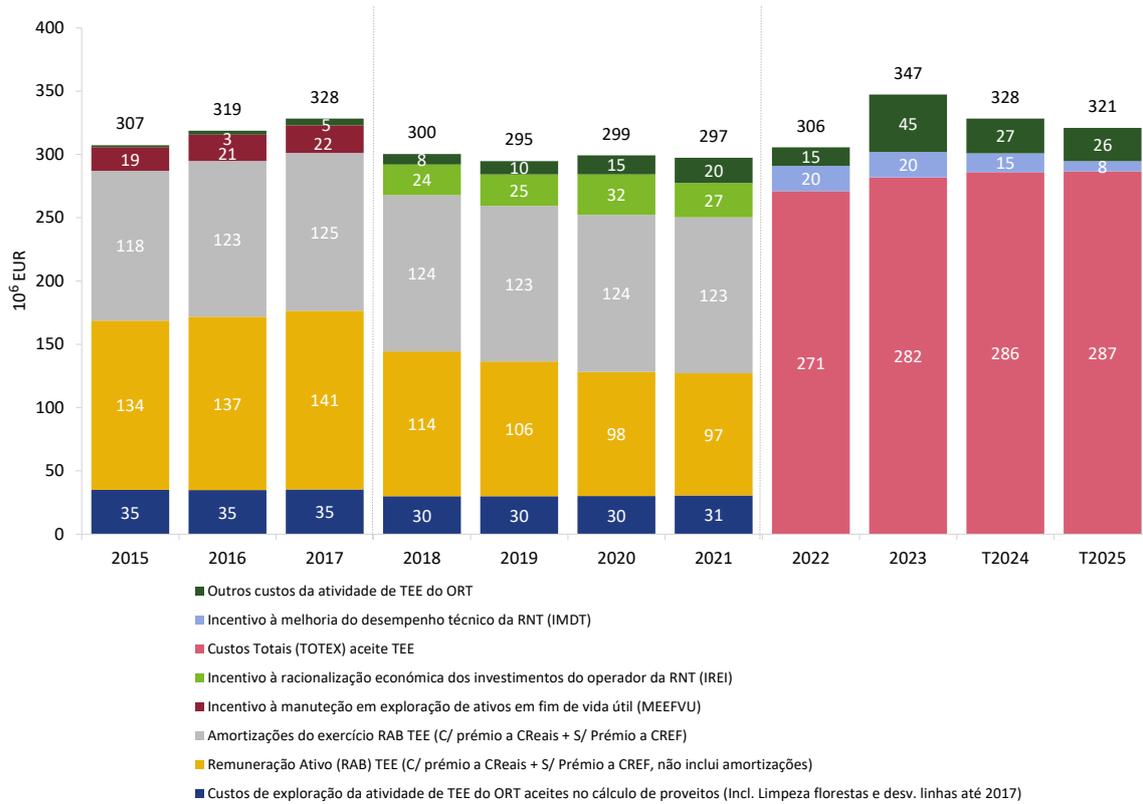
Os incentivos específicos representam outra componente importante dos proveitos permitidos da atividade TEE, nomeadamente o Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil até 2017, o Incentivo à Racionalização económica dos Investimentos do Operador da RNT, entre 2018 e 2021, e o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT, a partir de 2022. Em 2023, a componente de outros custos aumentou significativamente devido aos gastos com a compensação entre operadores das redes de transporte ³⁴.

³² Metodologia em que os gastos com os investimentos realizados, o que inclui a sua remuneração, são reconhecidos para efeitos tarifários ao mesmo ritmo sem que entram em exploração.

³³ TOTEX: *Total Expenditure* (CAPEX e OPEX). Esta metodologia, incluindo os principais parâmetros, encontra-se detalhada no documento "[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)".

³⁴ Estas compensações decorrem do mecanismo ITC ("Inter TSO Compensation mechanism").

Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais e previstos em tarifas³⁵



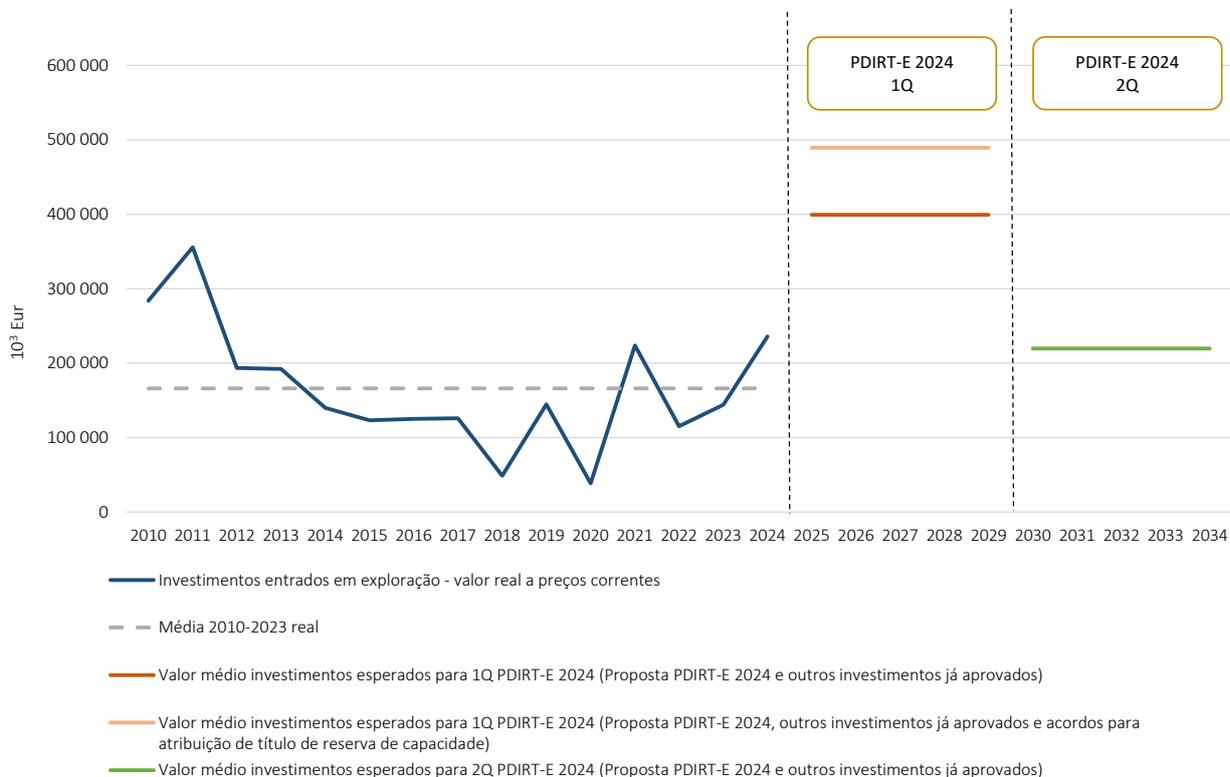
Fonte: ERSE

Tendo em conta o impacte das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de transporte de energia elétrica, mais propriamente ao nível do CAPEX, quer quando remunerado diretamente, quer enquanto componente das bases de custos TOTEX, importa analisar a evolução dos investimentos desta atividade.

A Figura 7-3 apresenta a evolução, a longo prazo, dos investimentos na rede de transporte, observando-se uma tendência de redução do investimento até 2020, que se inverteu posteriormente. Destaque-se o incremento significativo, sobretudo no primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2024, do investimento previsto para os próximos anos, face aos valores médios executados no passado, decorrente quer de montantes já aprovados, quer de acordos para atribuição de reserva de capacidade, quer da presente proposta de PDIRT-E 2024, como detalhado no capítulo 5.

³⁵ Não incluem o efeito de ajustamentos.

Figura 7-3 - Evolução do investimento na rede de transporte



Fonte: ERSE, REN

7.2 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE TEE (TOTEX) E EFEITOS NA ANÁLISE DE IMPACTES DA PROPOSTA DE PDIRT-E

O impacto económico e tarifário das propostas de PDIRT-E anteriores à proposta de PDIRT-E 2024 tem sido apresentado, nos respetivos pareceres da ERSE, assumindo que a atividade de transporte de energia elétrica seria regulada pela metodologia em vigor à data, de *price-cap* aplicado aos custos operacionais (OPEX) e através da aceitação em base anual dos custos com capital (CAPEX) decorrentes da metodologia do tipo *rate-of-return*.

Nesse contexto, a análise económica de novos investimentos propostos nos PDIRT-E podia ser efetuada numa perspetiva de potenciais acréscimos aos proveitos anuais.

Contudo, como referido anteriormente, a metodologia adotada para o período de regulação que se iniciou em 2022 e termina em 2025, passou a ser do tipo *revenue cap* aplicado aos custos totais, ou TOTEX (CAPEX

e OPEX). Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos realizados pela empresa deixaram de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, os quais passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação do IPIB-X (sendo X a meta de eficiência) e dos indutores de custos aplicáveis.

Consequentemente, neste contexto metodológico deixa de ser possível apresentar a evolução anual esperada ao longo do período da proposta de PDIRT-E 2024 da componente de CAPEX dos proveitos permitidos, por esta componente passar a estar incluída no nível total da base de custos, logo dos proveitos permitidos, previamente definida para o horizonte do período de regulação. No entanto, pode-se apresentar o impacto económico dos investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024 para cada período de regulação no seu conjunto, o que, para o horizonte temporal da proposta deste PDIRT-E, corresponde aos impactos para os períodos de regulação 2026-2029 e 2030-2034.

As estimativas do impacte tarifário desses investimentos constantes na proposta de PDIRT-E 2024 para os próximos dois períodos de regulação, consideram a manutenção da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX para os períodos de 2026 a 2029 e de 2030 a 2034³⁶, e os procedimentos de cálculo da base de custos TOTEX apresentados no documento “[Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025](#)”. Desta forma, a análise de impactes económicos foi suportada num exercício de estimativa dos proveitos permitidos para esses períodos, considerando a desagregação da base de custos TOTEX nas seguintes parcelas:

- uma parcela com investimentos realizados até 2024, que integra o OPEX e o CAPEX de investimentos realizados e previstos antes do PDIRT-E 2024;
- uma parcela que integra o CAPEX referente aos investimentos previstos para o período de 2025 a 2034, aprovados nos PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021, que, no contexto da metodologia *revenue cap*, foi alisada para os períodos de 2026 a 2029 e de 2030 a 2034;
- uma parcela adicional, calculada como a anterior, que integra os investimentos já aprovados em processos autónomos, previstos para o período 2025-2034;

³⁶ Refira-se que foi submetida, recentemente, a consulta ([Consulta Pública n.º 134](#)), uma revisão regulamentar na qual são propostas algumas alterações à metodologia de TOTEX atualmente aplicável à atividade de TEE. No entanto, uma vez que essas propostas ainda estão em discussão, para efeitos do presente parecer manteve-se a metodologia de regulação em vigor.

- por fim, outra parcela que integra o CAPEX referente aos investimentos propostos no PDIRT-E 2024, que, no contexto da metodologia *revenue cap*, foi alisada para os períodos de 2026 a 2029 e de 2030 a 2034.

Como referido nas parcelas identificadas, recorda-se que os procedimentos seguidos pela ERSE para a inclusão, na base de custos TOTEX, dos proveitos que decorrem dos investimentos, assumem o alisamento desses proveitos, isto é, a sua anualização. Com efeito, estima-se o CAPEX anual (remuneração do ativo líquido médio aceite, acrescido de amortizações do exercício) para os anos do período de regulação em análise (2026 a 2029 e 2030 a 2034), de cada uma das parcelas de investimento, com base na informação real e previsional dos investimentos, e transforma-se essa série anual num pagamento anual equivalente, isso é, numa renda constante sobre a qual incidem as metas de eficiência, aplicadas nos termos definidos no documento [“Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025”](#).

No ponto seguinte apresentam-se os pressupostos utilizados e as análises efetuadas.

7.3 IMPACTES ECONÓMICOS ESTIMADOS DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024 NOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TEE A RECUPERAR PELA TARIFA

Com base nos dados fornecidos na proposta de PDIRT-E 2024, foram efetuadas simulações dos impactes dos custos de investimento constantes da proposta de PDIRT-E 2024 nos proveitos totais e unitários (por quantidade de energia elétrica distribuída) da atividade de TEE.

Nestas simulações foram utilizados os cenários de evolução da procura descritos no capítulo 4, bem como os cenários de investimento descritos no capítulo 5, o cenário “PDIRT-E 2024” e o cenário “ERSE”:

- Cenário PDIRT-E 2024 – 671 milhões de euros no primeiro quinquénio e 955 milhões de euros no segundo;
- Cenário ERSE – 447 milhões de euros no primeiro quinquénio e 937 milhões de euros no segundo;

Estes valores divergem dos constantes do capítulo 5 porque, para efeito de simulação de impactes nos proveitos e nas tarifas, apenas se considera a atividade de TEE, pelos motivos acima expostos.

Os principais pressupostos considerados no cálculo de proveitos permitidos para essas simulações encontram-se resumidos no Quadro 7-1.

Quadro 7-1 – Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de TEE

Variável / parâmetro	Descrição do pressuposto
Evolução da base de ativos a remunerar (RAB ³⁷) referente a investimentos até 2024	<ul style="list-style-type: none"> Referência para base de ativos regulada e amortizações acumuladas são os valores reais até 2023 e estimados para 2024 decorrentes da informação recebida no processo tarifário de 2025 Investimentos considerados nesta base de ativos terminam em 2024 Taxas médias históricas de amortização e de abates
Evolução RAB referente a investimentos a partir de 2025	<ul style="list-style-type: none"> Diferentes séries que refletem: (i) investimentos aprovados em PDIRT-E anteriores (2017 e 2021); (ii) investimentos aprovados em processos autônomos³⁸; (iii) investimentos relativos à proposta PDIRT-E 2024 dos cenários ERSE e REN Valores anuais do investimento proposto consideram-se transferidos para exploração a meio do ano Taxa de amortização média histórica para investimentos a partir de 2022
Taxa de remuneração	<ul style="list-style-type: none"> Constante e igual ao valor estimado para 2025 em T2025 – 5,23%
Custos de exploração	<ul style="list-style-type: none"> OPEX eficiente definido para 2022, a evoluir com IPIB-X, com a meta de eficiência igual à do atual período de regulação – 1,5% e IPIB que reflete as previsões de vários organismos ³⁹
Anualização da base de custos TOTEX	<ul style="list-style-type: none"> Assume-se o alisamento para todo o horizonte dos novos períodos de regulação (2026-2029 e 2030-2034), usando-se a taxa de remuneração para a anuidade. Assume-se que o segundo período de regulação dura 5 anos.
Comparticipações	<ul style="list-style-type: none"> Investimentos aprovados em sede de PDIRT-E 2017 e 2021 e de aprovações autônomas - participações estimadas pela ERSE com base em informações disponibilizadas pela REN Investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024 – sem participações, uma vez que não constam desta proposta Investimentos ao abrigo de atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo – integralmente participados, pelo que não têm impacte nas análises de evolução dos proveitos.
Outros	<ul style="list-style-type: none"> Não se consideram ajustamentos, nem incentivos (IMDT) Não são consideradas as rubricas de custos não controláveis, tanto as ocorridas como previstas (ganhos e perdas atuariais, mecanismo ITC, outros custos não sujeitos a metas de eficiência) No TOTEX até 2025 considera-se o CAPEX do investimento na linha Fernão Ferro-Trafaria, por integrar a base de ativos, mas não ter sido considerado no TOTEX do período de regulação 2022-2025 Considera-se que os indutores físicos se mantêm constantes, iguais ao valor de Tarifas 2025

As várias etapas da análise de impactes, em ambos os cenários de investimento, são apresentadas de seguida.

³⁷ Do inglês *Regulatory Asset Base*, considera o ativo bruto em exploração, líquido de amortizações e de participações.

IMPACTE NA BASE DE ATIVOS A REMUNERAR

Para determinar o impacto dos investimentos propostos nos proveitos permitidos da atividade de TEE, importa primeiro analisar a sua repercussão na base de ativos a remunerar (“RAB⁴⁰”), a qual determinará a evolução do CAPEX a considerar na definição das bases de custos TOTEX dos dois períodos de regulação abrangidos pelo horizonte da proposta de PDIRT-E 2024 (2026-2029 e 2030-2034).

A Figura 7-4 apresenta a evolução passada do RAB da atividade de TEE, bem como a evolução prevista até 2034, no cenário de investimento PDIRT-E 2024. Esta evolução é apresentada desagregando as várias parcelas de investimento que compõem o RAB, como detalhado anteriormente⁴¹.

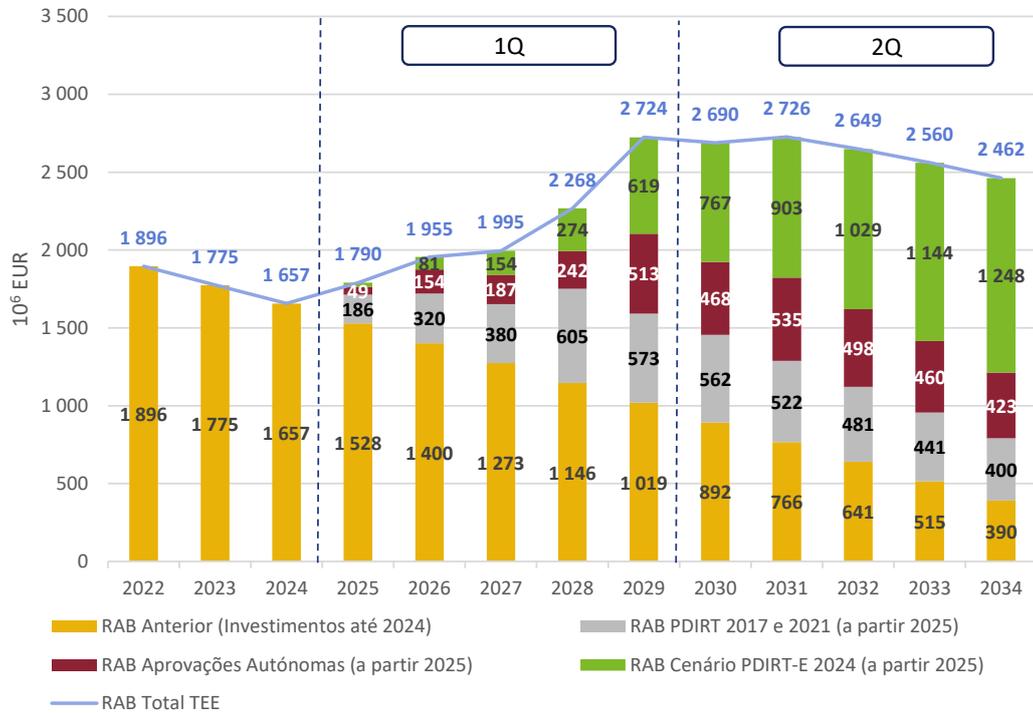
³⁸ Os investimentos decorrentes de atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo, sendo totalmente compartilhados, não influenciam o valor do RAB, visto que os investimentos que nele constam são líquidos de amortizações e participações.

³⁹ As previsões para o IPIB resultam de uma média das previsões de diversos organismos, como o Banco de Portugal, a Comissão Europeia, a OCDE, o FMI e o Ministério das Finanças.

⁴⁰ Do inglês *Regulatory Asset Base*, considera o ativo bruto em exploração, líquido de amortizações e de participações.

⁴¹ Na proposta de revisão regulamentar submetida a consulta através da já referida [Consulta Pública n.º 134](#), a ERSE propõe retirar da metodologia TOTEX a parcela de investimentos decorrentes de aprovações autónomas, que passariam a ser reconhecidos numa parcela de CAPEX definida através de uma metodologia de *cost plus*. No entanto, uma vez que essa metodologia não se encontra em vigor, no presente Parecer manteve-se a análise de acordo com a metodologia TOTEX atual, abrangendo todos os investimentos.

Figura 7-4 - Evolução da base de ativos a remunerar da atividade de TEE, no cenário de investimento PDIRT-E 2024

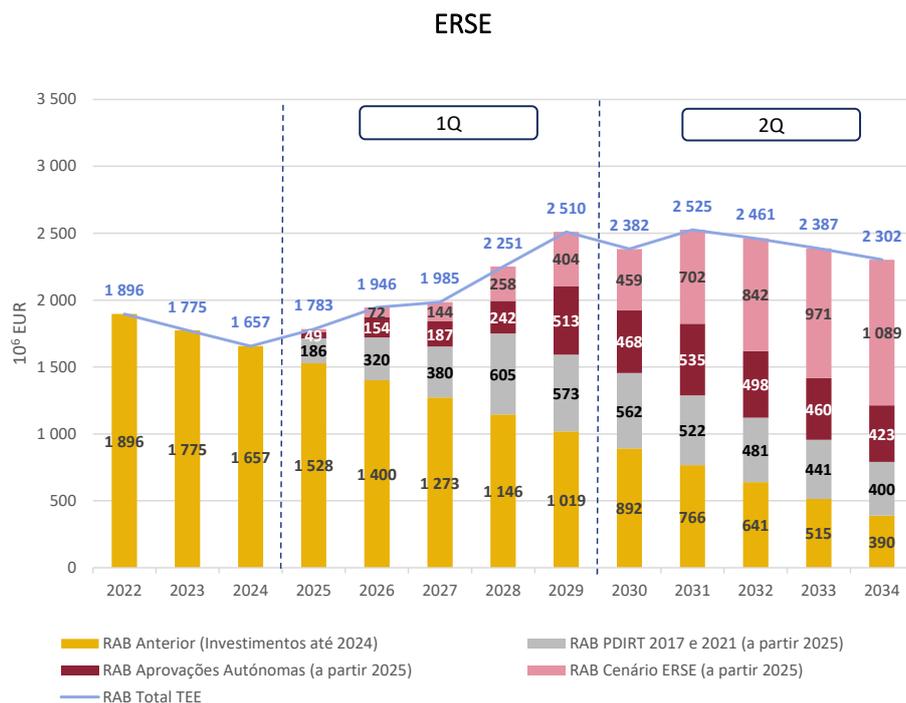


Observa-se um incremento significativo do nível do RAB até 2029 por via dos investimentos já aprovados (quer em PDIRT-E anteriores, quer através de aprovações autónomas), antes de se considerar o impacto dos investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024.

Quando se consideram todos os investimentos estimados, quer os já aprovados, quer os que integram o cenário PDIRT-E 2024, o aumento do RAB até 2034, face a 2024, é de 48,6%. Se se considerar apenas o primeiro quinquénio, a variação do RAB face a 2024 é de 64,4%, devido, sobretudo, ao impacto dos projetos complementares propostos pelo operador da RNT para o ano de 2029.

O impacto do cenário ERSE de investimentos na evolução do RAB até 2034 é apresentado na Figura 7-5. Neste cenário, registar-se-ia um aumento do RAB até 2034, face a 2024, de 38,9%. Considerando o primeiro quinquénio, a variação do RAB seria de 51,5%, uma vez que, neste cenário, os projetos complementares propostos para 2029 são adiados para 2031.

Figura 7-5 - Evolução da base de ativos a remunerar da atividade de TEE, no cenário de investimento



IMPACTE NA EVOLUÇÃO DO TOTEX⁴²

As figuras seguintes apresentam o impacto de ambos os cenários de evolução do RAB no TOTEX estimado para os dois próximos períodos de regulação. Recorda-se que o procedimento da metodologia TOTEX adotada pela ERSE anualiza os efeitos económicos dos investimentos, pelo que a análise dos impactes económicos deverá ser efetuada por período de regulação e não anualmente. A pequena variação do TOTEX durante o período de regulação decorre apenas do efeito da inflação deduzida das metas de eficiência.

⁴² Corresponde aos proveitos totais controláveis pela empresa e sem incentivos.

Figura 7-6 - Proveitos totais (TOTEX) da atividade de TEE – cenário de investimento PDIRT-E 2024

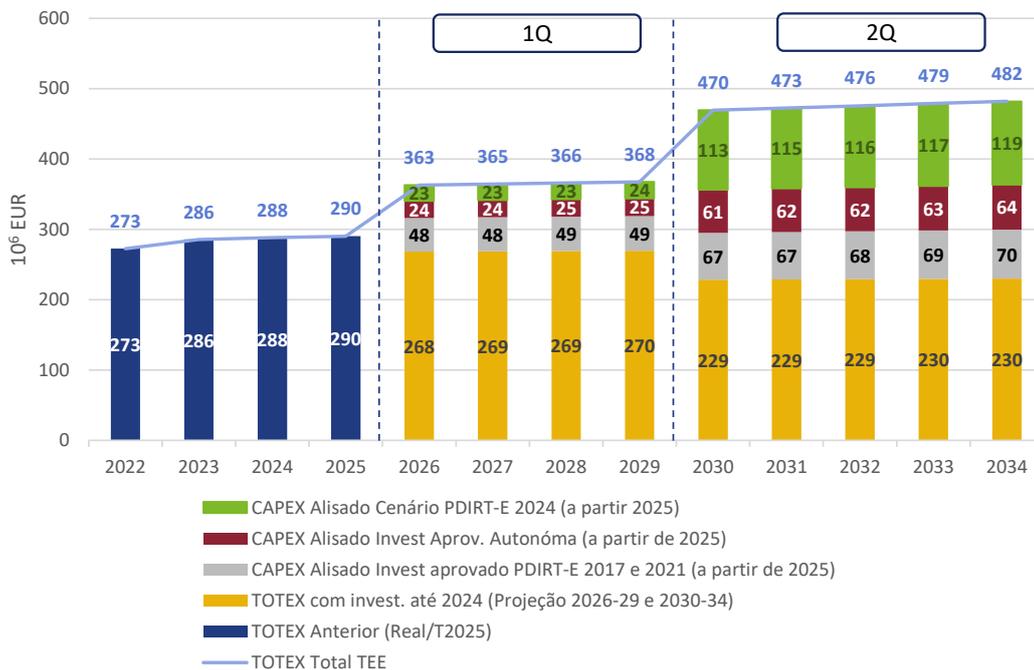
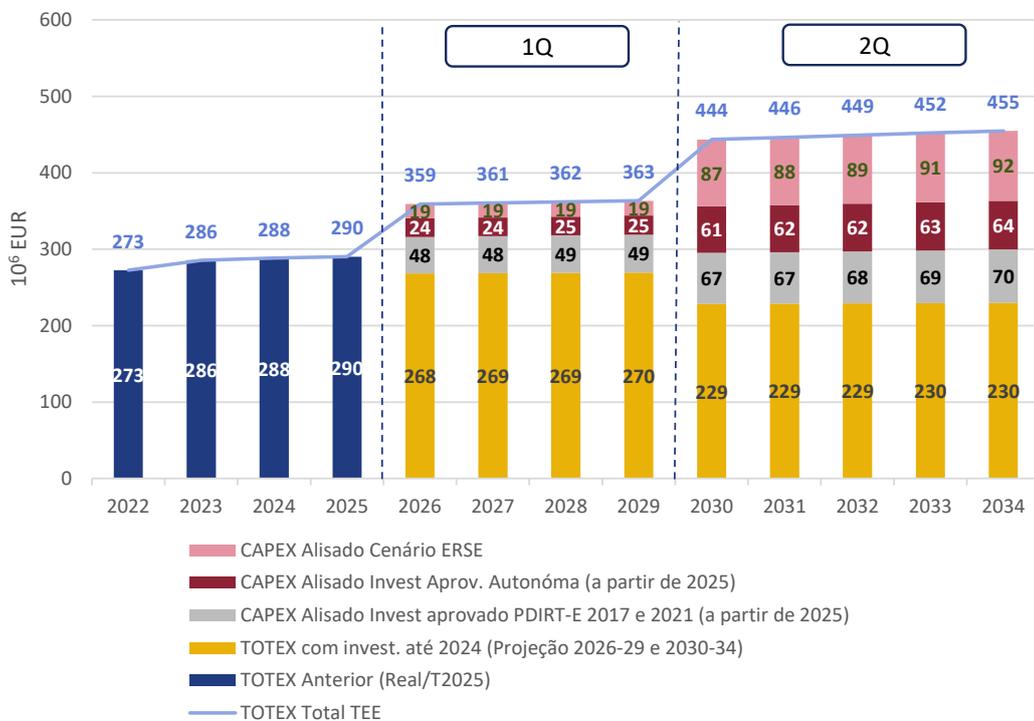


Figura 7-7 - Proveitos totais (TOTEX) da atividade de TEE – cenário de investimento ERSE



Observa-se que o impacto apenas dos investimentos já aprovados antes do PDIRT-E 2024 levaria ao aumento do TOTEX da atividade de TEE, face aos valores de Tarifas de 2025. Quando se consideram

também os investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024, este incremento seria superior, sobretudo no segundo quinquénio do plano. Embora se verifique em ambos os cenários de investimento, este efeito é mitigado no cenário ERSE.

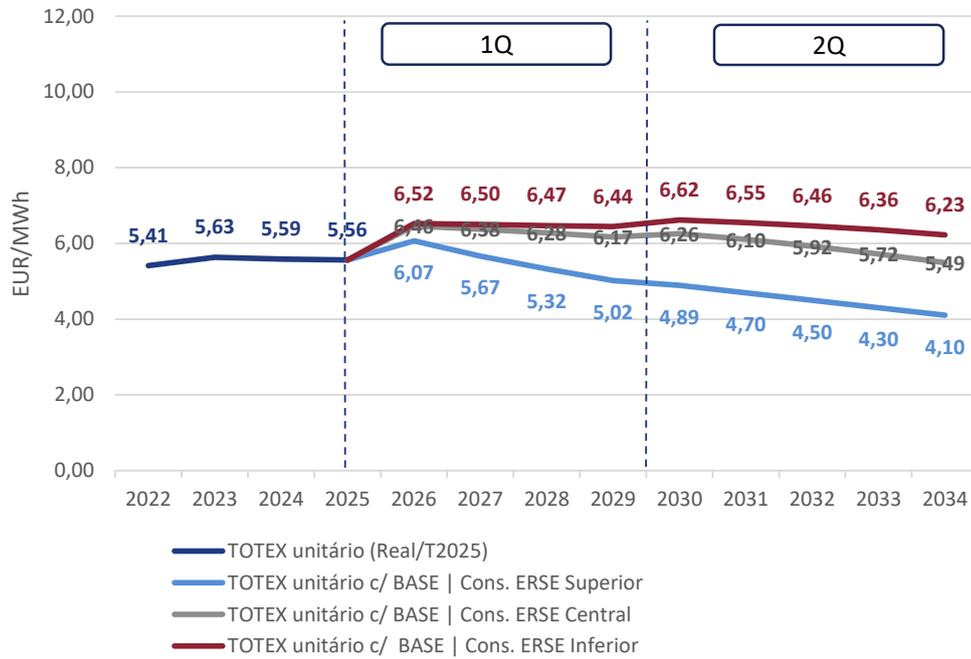
IMPACTE NOS PROVEITOS TOTAIS UNITÁRIOS

Por fim, apresenta-se a evolução dos proveitos totais unitários para os cenários de investimento PDIRT-E 2024 e ERSE, respetivamente. Nesta análise, consideraram-se os três cenários ERSE de previsão do consumo de energia elétrica detalhados no capítulo 4. Como ponto de partida, considera-se o proveito (TOTEX) unitário previsto para 2025 no exercício tarifário de 2025.

Para permitir avaliar mais facilmente o efeito incremental dos investimentos propostos, a primeira simulação consiste no agrupamento do efeito das parcelas de investimentos já aprovados (investimentos anteriores a 2025, investimentos no âmbito dos PDIRT-E 2017 e 2021 e aprovações autónomas), que se designa como investimento “Base”, sem considerar os investimentos constantes da proposta de PDIRT-E 2024.

Neste contexto, a Figura 7-8 apresenta a evolução do TOTEX unitário decorrente desse investimento Base, nos três cenários de consumo ERSE.

Figura 7-8 - Proveitos totais (TOTEX) unitários da atividade de TEE para diferentes cenários de evolução de consumo de energia elétrica – Investimento Base



Observa-se que, mesmo sem considerar qualquer investimento constante da proposta de PDIRT-E 2024, o proveito unitário aumentaria em 2029, face a 2025, nos cenários de consumo ERSE Central e ERSE Inferior. Se se considerar o horizonte total do plano proposto, até 2034, verificar-se-ia um incremento do proveito unitário apenas no cenário de consumo ERSE Inferior.

A Figura 7-9 e a Figura 7-10 apresentam o impacto no proveito unitário (TOTEX) da atividade de TEE do cenário “Base” e dos investimentos propostos neste plano, para os cenários de investimento PDIRT-E 2024 e ERSE, respetivamente.

Figura 7-9 - Proveitos totais (TOTEX) unitários da atividade de TEE para diferentes cenários de evolução de consumo de energia elétrica – cenário de investimento BASE + PDIRT-E 2024

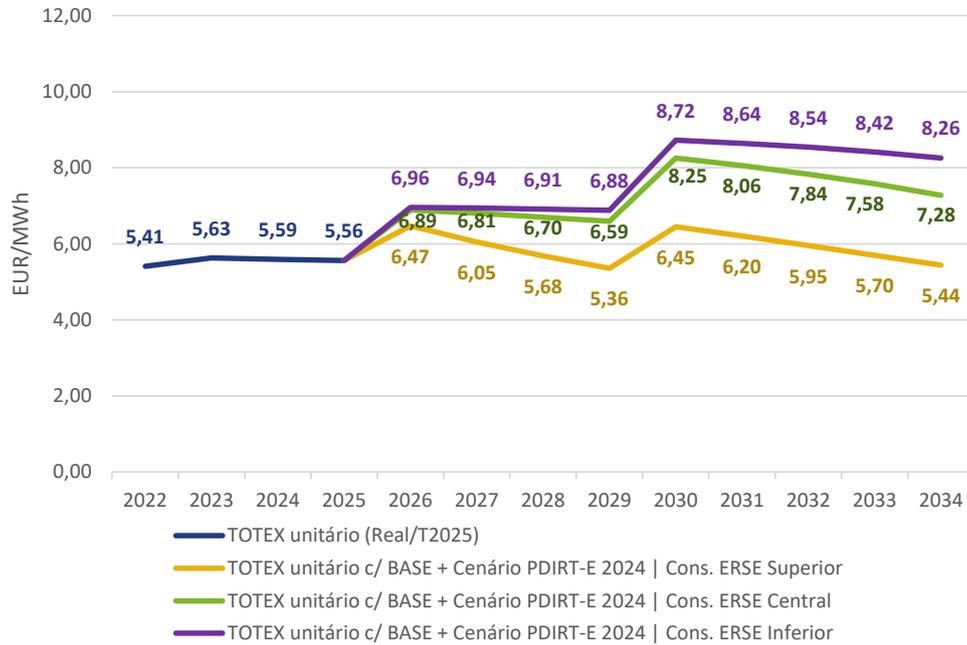
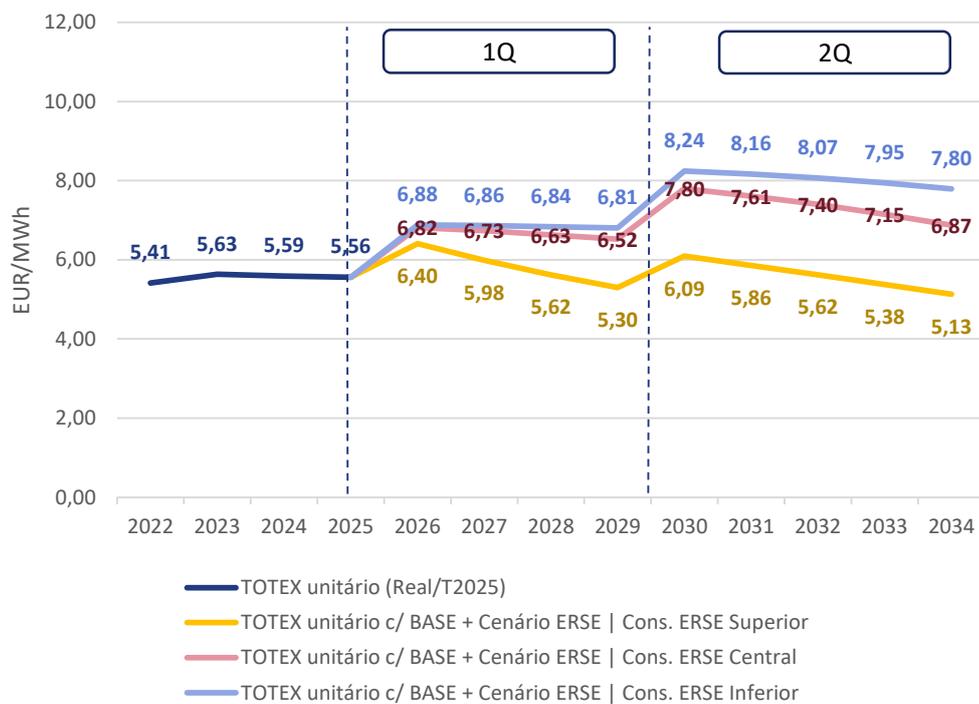


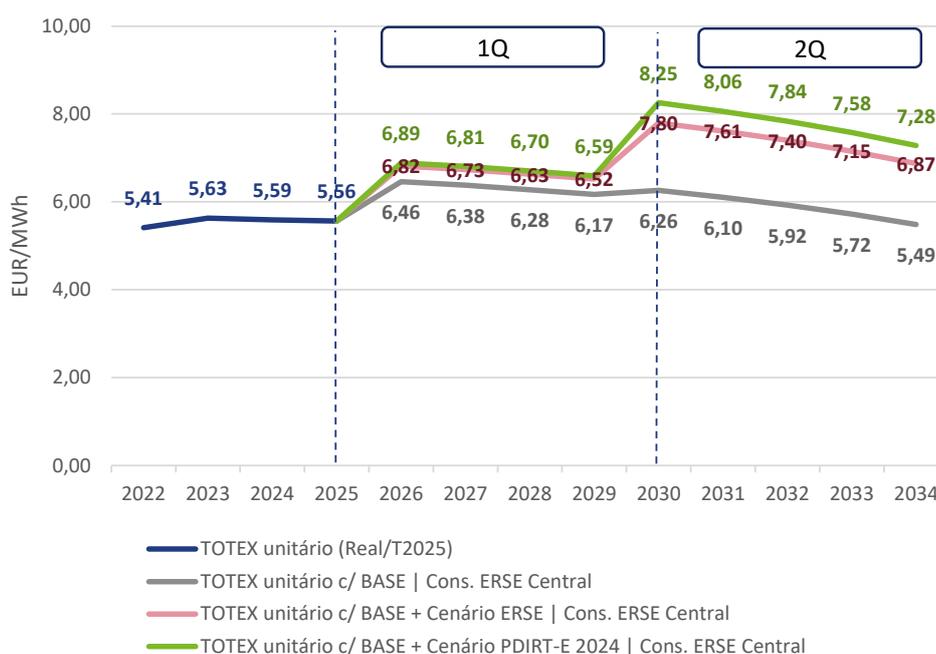
Figura 7-10 - Proveitos totais (TOTEX) unitários da atividade de TEE para diferentes cenários de evolução de consumo de energia elétrica – cenário de investimento BASE + ERSE



Observa-se que, em ambos os cenários de investimento, o efeito conjugado dos investimentos já aprovados (BASE) e dos constantes da proposta de PDIRT-E 2024 resulta num aumento, em 2034 face a 2025, dos proveitos totais unitários a recuperar por aplicação das tarifas, tanto no cenário de consumo ERSE Inferior, como também no cenário ERSE Central.

Por fim, a Figura 7-11 apresenta o impacto dos investimentos previstos até 2034, quer os já aprovados, quer os propostos nos dois cenários de investimento analisados, apenas para o cenário de consumo ERSE Central. Conclui-se que o efeito incremental dos investimentos contemplados na proposta de PDIRT-E 2024, em qualquer dos dois cenários de investimento, é mais marcado no segundo quinquénio deste plano.

Figura 7-11 - Proveitos totais (TOTEX) unitários da atividade de TEE para diferentes cenários de investimento, no cenário de evolução de consumo de energia elétrica ERSE Central



No quadro seguinte, apresenta-se um resumo comparativo do impacto nos valores de proveito unitário em 2029 e em 2034, face a 2025, resultantes dos cenários de procura e de investimento, bem como as respetivas taxas de variação média anual para estes períodos⁴³.

⁴³ Para se obter a variação média anual total do cenário BASE combinado com os cenários de investimento PDIRT-E ou ERSE, devem somar-se as variações médias anuais apresentadas no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 – Resumo comparativo dos impactes em proveito unitário dos cenários analisados

		Varição do proveito unitário 2025 » 2029
Investimentos	Consumo	Taxa média anual
Base (Investimentos entrados em exploração até 2024, investimentos previstos até 2034 aprovados PDIRT-E 2017, PDIRT-E 2021 e aprovações autónomas)	ERSE Superior	-2,56%
	ERSE Central	2,63%
	ERSE Inferior	3,74%
Efeito incremental cenário PDIRT-E 2024, em p.p.	ERSE Superior	+1,62 p.p
	ERSE Central	+1,71 p.p
	ERSE Inferior	+1,73 p.p
Efeito incremental cenário ERSE, em p.p.	ERSE Superior	+1,35 p.p
	ERSE Central	+1,42 p.p
	ERSE Inferior	+1,44 p.p

7.4 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2024

Os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica são recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Transporte. Assim, a avaliação dos impactes tarifários da proposta de PDIRT-E 2024 é efetuada ao nível da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) e, conseqüentemente, ao nível das tarifas de Acesso às Redes (TAR) e dos preços médios de referência de venda a clientes finais ⁴⁴.

⁴⁴ Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista.

O peso da tarifa de URT, tanto no que se refere às TAR, como aos preços médios de referência de venda a clientes finais, é apresentado no quadro seguinte, para as tarifas a vigorar em 2025.

Quadro 7-3 - Peso médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços médios de referência de venda a clientes finais, aprovadas para 2025

Nível de tensão	Peso da tarifa de URT nas TAR	Peso da tarifa de URT nos Preços médios de referência de venda a clientes finais
MAT	37,1%	4,7%
AT	32,8%	6,0%
MT	20,8%	6,2%
BTE	11,1%	4,7%
BTN	9,0%	4,2%
BTN>	11,1%	5,3%
BTN<	8,8%	4,1%

A avaliação dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2024 tem por base os cenários de investimento detalhados anteriormente (capítulo 5), a que correspondem os proveitos mencionados na secção anterior, assim como os cenários de evolução da procura apresentados no capítulo 4. Os impactes tarifários são avaliados quanto à sua variação no quinquénio de 2025 a 2029.

Para a análise, consideram-se, como pressupostos, a manutenção da repartição dos pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a entregas a clientes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, bem como a manutenção do nível de perdas nas redes de transporte e de distribuição.

O cenário de investimento Base corresponde a um cenário com os investimentos já aprovados (incluindo investimentos no âmbito de edições anteriores de PDIRT-E e aprovações autónomas), pelo que serve de referência para a análise de impactes tarifários dos cenários de investimento PDIRT-E 2024 e ERSE.

Assim, o Quadro 7-4 apresenta, para os três cenários de procura, os **impactes tarifários, em termos médios anuais, entre 2025 e 2029**, discriminados por nível de tensão, para os cenários de investimento PDIRT-E 2024 e ERSE, por comparação com o cenário Base (cujos valores são também apresentados).

Quadro 7-4 - Impacte tarifário médio anual, entre 2025 e 2029, dos diferentes cenários de investimento, na tarifa de Uso da Rede de Transporte, nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços médios de referência de venda a clientes finais, para os diferentes cenários de procura

Tarifas	Impacte Tarifário (anualizado) em 2029 face a 2025								
	Procura: Cenário ERSE Inferior			Procura: Cenário ERSE Central			Procura: Cenário ERSE Superior		
	Cenários de Investimento			Cenários de Investimento			Cenários de Investimento		
	Base	PDIRT-E 2024	ERSE	Base	PDIRT-E 2024	ERSE	Base	PDIRT-E 2024	ERSE
Uso Rede Transporte (URT)	3,7%	+1,7 p.p.	+1,4 p.p.	2,6%	+1,7 p.p.	+1,4 p.p.	-2,6%	+1,6 p.p.	+1,4 p.p.
Acesso às Redes	0,5%	+0,3 p.p.	+0,2 p.p.	0,4%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	-0,3%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.
MAT	1,4%	+0,7 p.p.	+0,6 p.p.	1,0%	+0,7 p.p.	+0,6 p.p.	-0,9%	+0,6 p.p.	+0,5 p.p.
AT	1,3%	+0,6 p.p.	+0,5 p.p.	0,9%	+0,6 p.p.	+0,5 p.p.	-0,8%	+0,5 p.p.	+0,4 p.p.
MT	0,8%	+0,4 p.p.	+0,3 p.p.	0,6%	+0,4 p.p.	+0,3 p.p.	-0,5%	+0,3 p.p.	+0,3 p.p.
BTE	0,4%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	0,3%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	-0,3%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.
BTN	0,4%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.	0,2%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.	-0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
BTN>	0,4%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	0,3%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	-0,3%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.
BTN<	0,3%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.	0,2%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.	-0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
Preços Finais	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
MAT	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
AT	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
MT	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
BTE	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
BTN	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
BTN>	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
BTN<	0,2%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	-0,1%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais.

Para o **cenário de procura ERSE central**, tendo em conta a proposta de investimentos do **PDIRT-E 2024**, a tarifa de Uso da Rede de Transporte teria, em 2029 face a 2025, um agravamento tarifário médio anual face ao cenário Base de +1,7 pontos percentuais (p.p.), o que significaria aumentos médios de +0,2 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1 p.p. nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Ainda no cenário de procura ERSE central, em 2029 face a 2025, o **cenário ERSE** resultaria, em termos médios anuais e face ao cenário Base, num incremento tarifário de +1,4 p.p. na tarifa de Uso da Rede de Transporte, o que se refletiria num aumento médio anual de +0,2 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1 p.p. nos preços médios de referência a clientes finais.

Os impactes tarifários para o **cenário de procura ERSE inferior** e para o **cenário de procura ERSE superior** são próximos dos impactes para o cenário ERSE central, ligeiramente superiores no primeiro caso e ligeiramente inferiores no segundo (em ambos os casos, nunca superiores a 0,1 p.p.).

Os impactes tarifários nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços finais pagos pelos consumidores apresentam valores diferenciados por nível de tensão, sendo que serão tanto menores quanto menor é o

nível de tensão. Este facto decorre de a rede de transporte assumir um peso mais reduzido na fatura dos consumidores dos níveis de tensão inferiores (conforme apresentado no Quadro 7-3).

Por **nível de tensão**, verifica-se que, nos três **cenários de procura ERSE** considerados, e face aos investimentos já aprovados no cenário Base, em 2029 face a 2025, os investimentos incluídos no **cenário PDIRT-E 2024** levariam a um impacto tarifário médio anual entre +0,1 p.p. +0,7 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes. O acréscimo tarifário nos preços médios de referência de venda a clientes finais seria semelhante nos vários níveis de tensão (+0,1 p.p.).

Caso fossem considerados os investimentos incluídos no **cenário ERSE**, os impactes tarifários médios anuais, entre 2025 e 2029 face ao cenário Base, situar-se-iam entre +0,1 p.p. e +0,6 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes, conforme o nível de tensão, sendo idênticos (+0,1 p.p.) nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

