

# CONSULTA PÚBLICA 126

## PARECER

### PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição  
2026 a 2030

SETOR ELÉTRICO





ÍNDICE

<b>PARECER.....</b>	<b>1</b>
<b>1 ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 PARECER .....</b>	<b>3</b>
<b>ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2024 .....</b>	<b>11</b>
<b>1 ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>11</b>
<b>2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024 FACE À ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020.....</b>	<b>15</b>
2.1 Principais recomendações à proposta do PDIRD-E 2020 e Atualização de 2022.....	15
2.2 Concretização do investimento do PDIRD-E 2020 (Atualizado em 2022).....	16
<b>3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE.....</b>	<b>18</b>
<b>4 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024.....</b>	<b>23</b>
4.1 Evolução do Investimento .....	24
4.2 Estrutura e Classificação do Investimento Específico .....	25
<b>5 ANÁLISE DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024 .....</b>	<b>28</b>
5.1 Aumento do investimento inscrito na proposta de PDIRD-E 2024.....	28
5.2 Flexibilidade e Investimento Convencional .....	29
5.3 Modernização.....	30
5.4 Investimento Urgente e Extraordinário.....	32
5.5 Capacidade de entrega e receção da RND e Coordenação entre operadores.....	33
5.6 Qualidade de Serviço Técnica.....	37
5.7 Caracterização de Benefícios .....	39
5.8 Investimento em ativos não específicos.....	40
5.9 Outros Temas .....	41
<b>6 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS.....</b>	<b>45</b>
6.1 Enquadramento dos proveitos da atividade de DEE .....	45
6.2 Metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade DEE (TOTEX) e efeitos na análise de impactes do PDIRD .....	50
6.3 Impactes económicos estimados nos proveitos permitidos da atividade de DEE AT/MT a recuperar pela tarifa da Proposta de PDIRD-E 2024.....	52
6.4 Análise dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2024 .....	55



## 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 àquelas 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 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) deve elaborar o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas. Para efeitos de processo de aprovação da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), importa ainda lembrar que, nos termos do n.º 3 do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o PDIRD-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.

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 PDIRD-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. Em conformidade, foi publicado no Diário da República n.º 177/2024, 2.ª Série, de 12 de setembro, o Despacho n.º 10756/2024, emitido pela Sra. Ministra do Ambiente e Energia, que determina a elaboração do PDIRD-E 2024, com a finalidade de assegurar o desenvolvimento adequado e eficiente da rede, garantindo a segurança do abastecimento e da sua operação, e assegurando a existência de capacidade para a receção e entrega com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.

Concretizando este quadro legal, a proposta de PDIRD-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 RND, contribuindo para a integração 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.

Neste enquadramento, no dia 15 de outubro de 2024, a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2024, cabendo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública com a duração de 30 dias, e que decorreu entre 20 de novembro de 2024 e 3 de janeiro de 2025 (Consulta Pública n.º 126 da ERSE).

A ERSE elaborou o relatório da consulta pública no prazo de 22 dias, o qual, em conjunto com os contributos recebidos de 41 entidades, foi levado a conhecimento da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do operador da RND.

Compete ainda à ERSE, nos termos do n.º 7 do referido artigo 129.º, emitir um parecer sobre a proposta de PDIRD-E 2024 no prazo subsequente de 30 dias.

## 2 PARECER

### CONTEXTO

1. Num contexto geopolítico instável mantém-se o essencial da linha condutora da política energética, muito alinhada com as orientações da União 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 energeticamente. Não está em causa que se aproveitem, até ao limite dos recursos endógenos disponíveis, todas as restantes fontes energéticas de origem renovável de que se dispõe. 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 maiores mais-valias e, no atual contexto, se aponte para a eletrificação das restantes.

2. A proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024) surge, assim, nesse contexto de reforço da importância da eletrificação e, também, do reforço da importância das redes de distribuição de eletricidade, por causa da generalização dos recursos energéticos distribuídos.

Para o efeito, e dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE no passado dia 15 de outubro, a sua proposta de PDIRD-E 2024. Esta proposta, pelo período temporal que abrange (anos de 2026 a 2030), será crucial para a concretização do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), cuja atualização recente alargou ainda mais a ambição nacional quanto aos objetivos a serem cumpridos.

3. Esta proposta de PDIRD-E 2024 é também significativa por ser, nos termos do n.º 3 do artigo 128.º do referido Decreto-Lei n.º 15/2022, a primeira proposta de um PDIRD-E que se reveste da natureza de um 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.

4. Por todas estas razões, a Consulta Pública n.º 126 da ERSE, que decorreu entre 20 de novembro de 2024 até 3 de janeiro de 2025, beneficiou de uma participação alargada de 41 contributos, que permitiu à ERSE consolidar o presente Parecer.

#### **PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES SOBRE O INVESTIMENTO APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024**

5. No global, a ERSE considera adequada a proposta de PDIRD-E 2024, a qual apresenta para o quinquénio 2026-2030 um cenário de investimento total de 1 607,6 milhões de euros, a custos totais<sup>1</sup>, tendo em vista a necessidade de o operador da RND dar resposta aos desafios impostos às redes de distribuição, decorrentes da descarbonização e eletrificação da sociedade nos termos previstos no PNEC 2030.

6. Sem prejuízo desta posição, a ERSE identifica alguns aspetos em que a proposta pode ser melhorada, no sentido de tornar mais clara a adoção de algumas opções tecnológicas e práticas inovadoras em termos de planeamento e gestão ativa da rede, e que têm vindo a demonstrar maturidade para tal.

Deste modo, a ERSE recomenda que, na proposta final de PDIRD-E 2024, a apresentar para aprovação pelo Concedente, seja realçado o nível em que se prevê recorrer a modelos dinâmicos e probabilísticos de gestão inteligente das redes, essenciais para se alcançar uma otimização em termos de integração de nova produção, consumo e armazenamento de energia elétrica, em linha com as metas inscritas no PNEC 2030. A ERSE recomenda, por isso, que o operador da RND 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.

7. Por outro lado, a ERSE considera como positiva a integração na atual proposta de PDIRD-E 2024, ainda que a um nível limitado, de metodologias probabilísticas e análises de custo-benefício assentes não apenas em soluções tradicionais de investimento, mas igualmente com recurso a soluções de flexibilidade, contribuindo para promover uma maior eficiência no investimento.

Não obstante, recomenda-se ao operador da RND que, ao longo do quinquénio 2026-2030, procure identificar novos casos de potencial recurso a soluções de flexibilidade, assim como aprofundar o seu conhecimento sobre metodologias de planeamento baseadas em critérios probabilísticos, continuando a trajetória já iniciada e patente nos casos identificados. Considera-se importante que o operador da RND modere a rigidez de aplicação de requisitos, recorrendo a cenários probabilísticos, permitindo,

---

<sup>1</sup> Ou 1 512,2 milhões de euros líquidos de participações financeiras (95,4 milhões de euros).

também por esta via, que sejam garantidos mais ganhos de eficiência e reduzido o investimento necessário em desenvolvimento tradicional de rede.

8. Sobre o investimento na renovação de ativos, um dos principais pilares desta proposta, a ERSE considera adequada a opção do operador da RND em adotar uma metodologia assente na condição física dos ativos em detrimento da sua idade. No entanto, considerando o montante de investimento em apreciação (719,3 milhões de euros, a custos totais), a ERSE recomenda que a resposta às necessidades de investimento por parte do operador da RND seja desfasada no tempo, permitindo desse modo alisar o impacto do investimento em sede tarifária. A ERSE recomenda também que o operador da RND, beneficiando da experiência entretanto adquirida nos primeiros anos de implementação do plano de substituição proposto, monitorize o estado dos ativos cuja intervenção está calendarizada para os anos finais do quinquénio e valide a adequação dos pressupostos adotados em sede de proposta de futuras atualizações do PDIRD-E.

A ERSE recomenda igualmente que a versão final da proposta de PDIRD-E 2024 inclua, em anexo, exemplos da metodologia adotada e os resultados para uma amostra de transformadores cujo investimento de substituição ocorrerá nos primeiros dois anos do quinquénio, permitindo assim uma melhor compreensão da metodologia adotada e da necessidade clara da substituição proposta.

9. Outro aspeto relevante, referido nos comentários recebidos durante a consulta pública, diz respeito ao papel do planeamento das redes elétricas e, em particular, a contribuição das mesmas para a concretização da transição energética. Assim, é fundamental que o operador da RND procure otimizar a coordenação de processos com os operadores das redes a que se encontra ligado, nomeadamente o operador da RNT. Deverá ser também otimizada a coordenação do planeamento da RND com as redes em BT, especialmente quando estas envolvem os operadores exclusivamente em BT.
10. Em particular, sobre a coordenação com os operadores das redes em BT, incluindo aqueles operadores de redes exclusivamente em BT, a ERSE recomenda que o operador da RND identifique, em estreita coordenação com os últimos, eventuais situações que requeiram o reforço da alimentação a estas redes em BT e que apresente, em anexo, as necessidades previstas até 2030, com a respetiva fundamentação da decisão de investimento.
11. Sobre os investimentos que visam dar resposta a problemas na rede, que exigem uma solução imediata e extraordinária, a ERSE entende que a decisão sobre estes investimentos pode beneficiar da adoção de uma gestão preditiva de incidentes e da condição dos ativos. Para tal, a ERSE recomenda que a versão final da proposta de PDIRD-E 2024 reflita ganhos de eficiência e um aperfeiçoamento na fundamentação dos montantes inscritos.

12. Relacionado com a transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, e face ao desequilíbrio entre as necessidades de uma integração crescente de nova produção renovável (prevista no PNEC 2030, na versão atualizada), e as atuais limitações da RND em termos de capacidade firme disponível, é fundamental que o operador da RND seja um facilitador do acesso às redes, designadamente, oferecendo outras soluções, como por exemplo, o acesso com restrições. Para tal, a ERSE recomenda que o operador da RND publique os valores de capacidade da RND que se encontra disponível, mas que não pode ser atribuída como firme, designadamente por restrições na rede a montante, e que desagregue esses valores no tempo.
13. A ERSE recomenda ainda que a versão final da proposta de PDIRD-E 2024, além de quantificar a capacidade atual disponível da RND, procure quantificar também qual o aumento esperado da capacidade decorrente da concretização dos reforços de rede previstos na proposta de PDIRD-E 2024.
14. A questão das restrições na atribuição de capacidade de ligação à rede era, até há relativamente pouco tempo, um problema que parecia limitado à capacidade de injeção na rede de energia elétrica por centrais de produção elétrica de origem renovável que se pretendiam ver licenciadas.

Mais recentemente, a questão alargou-se também à capacidade de ligação à rede de novo consumo, por conta do extenso número de manifestações de interesse de novo investimento, ocorrido nos últimos anos para Portugal continental em instalações industriais e de serviços, com potências individuais e acumuladas extremamente elevadas. Sendo um tema do maior interesse estratégico para o futuro do país, este fenómeno incide especialmente na RNT, mas acabou também por envolver a RND, de modo proporcional às potências envolvidas nos respetivos níveis de tensão.

O planeamento da RND já hoje se debate com este novo desafio de como dar resposta a estas manifestações de interesse, o que exige novas ferramentas e um acompanhamento estreito e atento nos próximos tempos.

15. No mesmo quadro, surge a concretização do armazenamento autónomo descentralizado, que deverá surgir como uma solução para os problemas da rede. Com efeito, a atribuição de capacidade de acesso flexível à rede pode ser a solução, no curto e médio prazo, para que os promotores do armazenamento autónomo possam garantir a viabilidade económica dos seus ativos, cujo modelo de negócio se baseia na participação ativa nos diferentes segmentos do mercado elétrico grossista. Na perspetiva do operador da RND, uma gestão integrada e ativa das redes de distribuição e um planeamento que considere a possibilidade do recurso a sistemas de armazenamento pode ser a resposta aos dois desafios anteriores.

16. Sobre as necessidades de investimento com foco na qualidade de serviço técnica, não obstante o caminho já percorrido nesse domínio, a ERSE recomenda que, na versão final da proposta de PDIRD-E 2024, sejam identificadas situações de alimentação às redes de BT em que possa ser necessário proceder ao reforço da alimentação a partir da rede MT, designadamente para dar resposta a uma qualidade de onda de tensão inferior à esperada, que possa resultar de uma maior simultaneidade dos consumos ocorridos em períodos limitados de tempo, aliado a um crescimento mais acelerado dos mesmos.
17. Reconhecendo como positivo o exercício apresentado sobre o balanço de concretização de PDIRD-E anteriores, em termos de montantes entrados em exploração, assim como a incorporação no planeamento da RND de metodologias que permitam monetizar os benefícios associados a todos os programas de investimento, a ERSE recomenda ao operador da RND que continue os trabalhos para que os resultados destas avaliações sejam mais sólidos, e apresente em cada ficha de projeto os resultados da análise custo-benefício realizada, ou a fundamentação para a ausência da mesma.

No que respeita ao investimento de natureza não específica, em atividades de suporte, a ERSE recomenda ao operador da RND que, em sede da versão final da proposta de PDIRD-E 2024 e em futuros exercícios de PDIRD-E, apenas inclua os Programas de Investimento e respetivos projetos associados ao investimento específico, ou seja, infraestruturas e ativos com uma natureza especializada, em linha com a Instrução n.º 7/2024 da ERSE, de 3 outubro.

#### **CENÁRIOS DE PROCURA**

18. À data da apresentação da proposta de PDIRD-E 2024, apenas existia 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) só foi publicado em fevereiro de 2025.
19. Atendendo a que os cenários do RMSA-E 2024 reduziram as previsões dos consumos de todos os cenários de procura de energia elétrica previstos no RMSA-E 2023, entre 2027 e 2030, a ERSE, na sua avaliação de impactes, quer nos proveitos unitários, quer tarifários, considerou nas suas previsões a informação mais recente definida no RMSA-E 2024.
20. Os cenários da ERSE consideram os valores estimados e previstos no exercício tarifário de 2025, para os anos 2024 e 2025, respetivamente, e, a partir de 2025, as taxas de evolução anual implícitas nos

cenários “Central Ambição” (ERSE Central, TCMA<sub>2025-2030</sub><sup>2</sup> de 0,5%) e “Inferior Conservador” (ERSE Inferior, TCMA<sub>2025-2030</sub> de 0,1%) do RMSA-E 2024, assim como o cenário central (ERSE Superior, TCMA<sub>2025-2030</sub> de 1,2%) proposto pela E-Redes no seu estudo.

21. Nos cenários de procura considerados pela ERSE, não foram incluídos os consumos adicionais resultantes da produção de hidrogénio verde, apresentados no RMSA-E 2024, por se considerar, nesta fase, que serão veiculados exclusivamente nas redes de MAT.

#### **IMPACTE TARIFÁRIO**

22. A proposta de PDIRD-E 2024 apresenta, para o período de 2026 a 2030, um montante de investimentos de 1 607,6 milhões de euros a custos totais (1 512,2 milhões de euros líquidos de participações financeiras), o que representa um crescimento significativo face ao histórico.
23. O investimento médio anual deste quinquénio (2026-2030) corresponde a um incremento de 62% comparativamente ao investimento médio anual do quinquénio precedente, 2021-2025, e um incremento de 89% comparativamente ao investimento médio anual dos 10 anos precedentes, 2016-2025, a valores nominais.
24. Este nível de investimento provocará um aumento dos proveitos a recuperar pela tarifa de uso da rede distribuição, tanto em valor absoluto, como em termos unitários (por unidade de energia elétrica distribuída). Entre 2025 e 2030 prevê-se que a TCMA dos proveitos permitidos em valor absoluto seja 2,8% e, entre 1,6% e 2,7%, em termos unitários.
25. O menor crescimento dos proveitos unitários no período 2025 a 2030, comparativamente ao crescimento dos proveitos em valor absoluto, deve-se ao crescimento da procura implícito no RMSA E-2024, que não é, contudo, suficiente para anular o impacto do aumento dos investimentos propostos no PDIRD-E 2024.
26. Em termos de impactes tarifários, no cenário de procura ERSE Central, as tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT observariam, em 2030 face a 2025, uma variação de +12,0%, o que representaria um aumento de 1,7% nas tarifas de Acesso às Redes e um acréscimo de 0,7% nos preços médios de referência de venda a Clientes finais.

---

<sup>2</sup> Taxa de crescimento média anual.

27. Verifica-se que os impactes tarifários da proposta PDIRD-E 2024 se concentrarão no primeiro ano do quinquénio (2026). Efetivamente, entre 2025 e 2026, e para o cenário de procura ERSE Central, as tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, apresentariam um acréscimo de +10,8%, com as tarifas de Acesso às Redes a sofrerem um agravamento de +1,5%, o que representaria para os preços médios de referência de venda a clientes finais um aumento de +0,6%.
28. A partir de 2026 e até 2030, e para o mesmo cenário de procura, os investimentos propostos conduzirão a um agravamento das tarifas de Uso das Redes de Distribuição de +1,0% e a um agravamento de +0,2% e de +0,1%, nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços médios de referência de venda a clientes finais, respetivamente.
29. As variações de 2025 para 2026 e de 2026 para 2030 refletem o impacto do nível de investimentos previsto no PDIRD-E 2024 no quadro da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada pela ERSE aos gastos totais ou TOTEX<sup>3</sup>. Esta metodologia anualiza os proveitos permitidos associados aos ativos em exploração ao longo do período de regulação, sob a forma de um pagamento anual equivalente, isto é, de uma renda constante.
30. No anexo a este Parecer, e que dele faz parte integrante, a ERSE apresenta uma análise mais aprofundada à proposta de PDIRD-E 2024, que identifica algumas das alterações introduzidas face ao PDIRD-E 2020 (Atualização 2022) 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 pilar de investimento.

---

<sup>3</sup> Do inglês Total Expenditure, que inclui os gastos com o capital (CAPEX, do inglês *capital expenditure*) e os gastos de exploração (OPEX, do inglês *operational expenditure*).



## ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

### 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 àquelas 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.

Nos termos do artigo 130.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o plano de desenvolvimento e investimento da RND deve ser revisto quinquenalmente, devendo o operador da RND apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, seguindo-se o procedimento estabelecido para a sua elaboração. O mesmo artigo prevê ainda que, posteriormente à aprovação da proposta de PDIRD-E através de resolução de Conselho de Ministros, o mesmo deve ser objeto de atualização nos anos pares, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRD-E aprovado.

Finalmente, o PDIRD-E pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RND, da DGEG ou da ERSE, sendo nesses casos o procedimento mais simplificado, com a aprovação a recair apenas sobre o membro do Governo responsável pela área de energia, ao contrário da proposta inicial e quinquenal do mesmo.

### PLANO SETORIAL

Para efeitos de processo de aprovação da proposta de PDIRD-E 2024, importa lembrar que, nos termos do n.º 3 do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o PDIRD-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.

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 PDIRD-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. Em conformidade, foi publicado no Diário da República n.º 177/2024, 2ª Série, de 12 de setembro, o Despacho n.º 10756/2024, emitido pela Sra. Ministra do Ambiente e Energia, que determina a elaboração do PDIRD-E 2024, com a finalidade de assegurar o desenvolvimento adequado e eficiente da rede, garantindo a segurança do abastecimento e da sua operação, e assegurando a existência de capacidade para a receção e entrega com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.

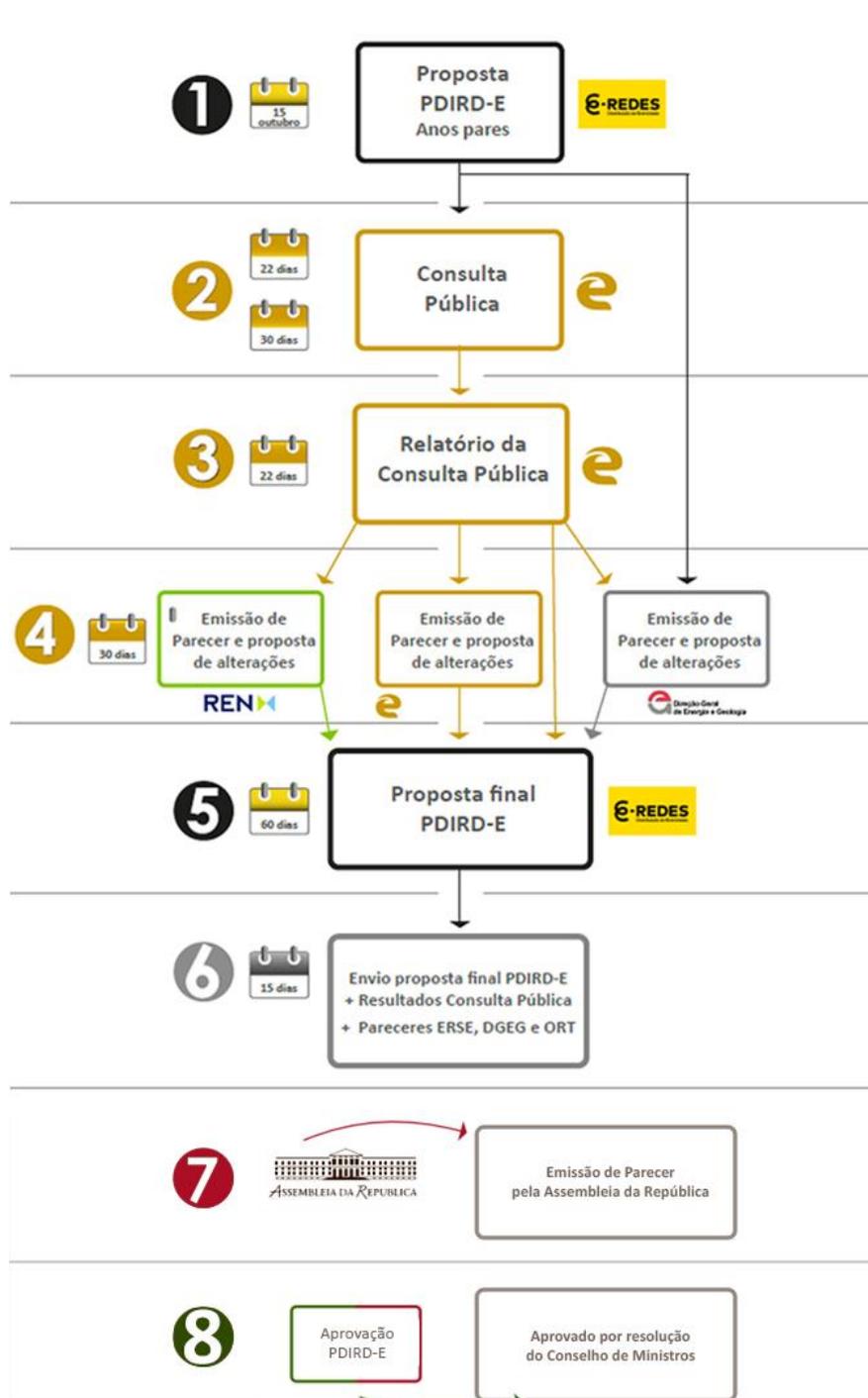
Finalmente, o n.º 14 do artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, estabelece que o PDIRD-E é aprovado por resolução do Conselho de Ministros, aplicando-se o disposto no artigo 51.º do supramencionado Decreto-Lei n.º 80/2015.

Nos termos da lei, o PDIRD-E é aprovado de cinco em cinco anos, com uma atualização de dois em dois anos, através de procedimento mais simplificado, sendo apenas aprovado 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 PDIRD-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 RND, 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 PDIRD-E 2024, encontra-se ilustrado na figura seguinte.

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



Fonte: ERSE

Neste enquadramento, no passado dia 15 de outubro, a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2024, cabendo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 129.º, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública com a duração de 30 dias, e que decorreu entre 20 de novembro de 2024 e 3 de janeiro de 2025 (Consulta Pública n.º 126 da ERSE).

Terminado esse prazo, coube à ERSE elaborar um relatório da consulta pública, no prazo de 22 dias, o qual, em conjunto com os contributos recebidos, foi levado a conhecimento da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), do operador da RNT e do operador da RND a 4 de fevereiro passado.

De seguida e com base nos resultados desta Consulta Pública, nos termos do n.º 7 do referido artigo 129.º, no prazo de 30 dias, deve a ERSE emitir o seu parecer, podendo determinar alterações à proposta de atualização do PDIRD-E apresentada. Nos termos do n.º 8, a DGEG e o operador da RNT deverão igualmente elaborar os seus pareceres à proposta de PDIRD-E 2024, levando o mesmo a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE, pela DGEG e pelo operador da RNT e no Relatório da Consulta Pública e comentários recebidos, no prazo de 60 dias, o operador da RND deverá elaborar a proposta final do PDIRD-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 dos pareceres da ERSE e do ORT, bem como dos resultados da consulta pública.

É relevante realçar que, a 26 de maio de 2023, a Secretária de Estado da Energia e Clima aprovou o “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” e os programas e projetos de investimento nele contidos, que abrangiam o horizonte de investimentos de 2021 a 2025. Este facto tornou aquele PDIRD-E, na primeira proposta de atualização de um plano de desenvolvimento e investimento nas redes, enquadrada na legislação de 2022, na sequência de um plano anterior aprovado (PDIRD-E 2020 – aprovado em junho de 2022).

## 2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024 FACE À ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020

### 2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES À PROPOSTA DO PDIRD-E 2020 E ATUALIZAÇÃO DE 2022

No que diz respeito aos cenários de procura, a ERSE recomendou um aperfeiçoamento do modelo de previsão do consumo, de modo a tornar mais perceptível a relação causa-efeito dos diferentes fatores que condicionem a evolução da procura, tal como o conflito no leste da Europa. Com este e outros aperfeiçoamentos, a ERSE pretende que seja possível contribuir para a concretização de um modelo dinâmico e flexível de planeamento e gestão das redes, previsto na legislação de base do setor elétrico. Neste novo contexto de planeamento, a ERSE recomendou que o PDIRD-E 2024 passasse a ter uma perspetiva mais ativa e dinâmica, não apenas centrado na análise das pontas e da procura, mas também tendo em conta o potencial da gestão flexível da produção e da carga.

Para efeitos da análise dos impactes económicos, a ERSE recomendou que no PDIRD-E 2024 o operador da RND incluísse uma estimativa das datas de entrada em exploração dos investimentos, como informação complementar à desagregação temporal do investimento realizado. Esta recomendação continua válida, e sugere-se que seja incluída na proposta final de PDIRD-E 2024, a ser aprovada pelo Concedente.

A ERSE recomendou ainda que, em cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador da RND apresentasse no PDIRD-E 2024, não apenas propostas de projetos de investimento, mas igualmente os resultados das análises custo-benefício que fundamentam o mérito dessas propostas, por comparação com as soluções alternativas de flexibilidade estudadas. Nesse sentido, tendo em conta a profunda alteração que se prevê ser necessária introduzir nas metodologias de planeamento para dar resposta a estas provisões, o operador da RND deve desenvolver todos os esforços necessários para a concretizar essas metodologias.

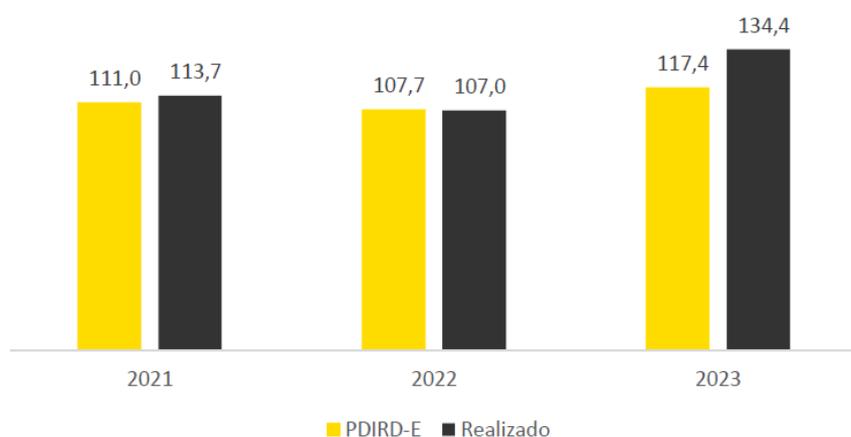
Adicionalmente, a ERSE reforçou a necessidade de o operador da RND melhorar a qualidade da informação sobre os benefícios decorrentes da concretização dos projetos, tanto ao nível dos benefícios esperados como ao nível do balanço dos benefícios obtidos com os projetos concretizados anteriormente. Por último, recomendou ainda a importância de se garantir um planeamento integrado das redes, resultante de um exercício de coordenação não só com o planeamento da rede de transporte de eletricidade, mas também com o planeamento das redes BT, e com o planeamento das redes de transporte e distribuição de gás natural, incluindo futuras redes de gases renováveis.

## 2.2 CONCRETIZAÇÃO DO INVESTIMENTO DO PDIRD-E 2020 (ATUALIZADO EM 2022)

À semelhança do ocorrido no PDIRD-E 2020 atualizado (PDIRD-E 2022, aprovado a 26/05/2023), no seguimento das recomendações da ERSE nos seus pareceres às propostas de planeamento anteriores, o operador da RND incluiu nesta proposta de PDIRD-E 2024 um balanço intercalar ao investimento aprovado nos anos anteriores. Este balanço é essencial para facilitar a compreensão de algumas das diferenças entre o investimento proposto e aprovado, e o investimento efetivamente realizado.

De uma forma geral, tem-se verificado alguma dificuldade na execução dos investimentos previstos, essencialmente devido a constrangimentos na obtenção de materiais e na aquisição de terrenos para novas subestações, assim como na obtenção de autorizações e licenciamentos para a execução dos projetos. Ainda assim, no triénio 2021 a 2023, o investimento global executado apresenta valores de realização alinhados com os valores previstos<sup>4</sup> nos PDIRD-E 2020 e PDIRD-E 2022.

Figura 2-1 - Investimento específico, a custos primários, previsto e executado no período de 2021 a 2023



Não obstante a taxa de execução global atingida, nestes três anos apenas foram transferidos para exploração 19 projetos individuais de investimento específico, o que representa cerca de 4% do número total de projetos aprovados em sede de PDIRD-E e que constam da informação reportada pelo operador à ERSE ao abrigo do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI). Pode, por isso, concluir-se que a maioria dos projetos aprovados se encontra ainda em curso, tendo o operador da

<sup>4</sup> Os valores previstos para 2021 e 2022 são referentes ao PDIRD-E 2020, enquanto o valor de 2023 é comparado com o volume previsto no PDIRD-E 2020 Atualizado (PDIRD-E 2022).

RND optado por recalendarizar os projetos (cerca de 50% dos projetos já aprovados estão ainda para concretização), com especial incidência nos anos de 2022 e 2023.

Um dos temas que foi alvo do parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2022, e que foi agora concretizado pelo operador da RND nesta proposta de PDIRD-E 2024, diz respeito à alteração da estratégia de investimento na reposição da capacidade de receção de nova produção renovável que, entretanto, tenha sido atribuída em sede de licenciamento. Em particular, a ERSE recomendou que o operador da RND tenha em conta, por um lado, as necessidades de investimento, e por outro, as receitas das participações por reforço das redes ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais<sup>5</sup>, devidas por esses mesmos novos produtores, mas ainda não pagas pelo desfasamento entre atribuição de capacidade e a entrada em exploração industrial dos respetivos centros eletroprodutores.

No passado, no PDIRD-E 2020, o investimento do subprograma “Reposição da Capacidade de Receção da RND” estava alinhado com as participações devidas pelos produtores, de forma a que não resultassem custos adicionais para o SEN. De forma a dar cumprimento à mais recente proposta de PNEC 2030, nomeadamente a linha de ação 3.1.9. “*Promover o aumento da capacidade de receção nas redes energéticas*”, considera-se na proposta de PDIRD-E 2024 que este subprograma deve ser continuado para além do valor estimado das participações, em alinhamento com a necessidade de investir na criação de capacidade para receção de energia. Até ao momento, foram recebidos 35,4 milhões de euros em participações, tendo sido já alcançada uma realização de 13% (4,5 milhões de euros).

Também em termos de estudo de alternativas ao investimento tradicional em rede, incluindo soluções de flexibilidade, o operador da RND acolheu as recomendações da ERSE, identificando alguns casos de projetos que podem ser adiados se for contratada flexibilidade, designadamente em termos de geração e consumo local, a ser ativada em casos de necessidade pontual, seja associada a sobrecargas de rede, seja associada a indisponibilidades temporárias.

Finalmente, verifica-se uma atenção do operador da RND em procurar identificar estratégias para a adoção de metodologias de planeamento de natureza mais probabilística na atual proposta de PDIRD-E 2024, beneficiando de um maior conhecimento da rede e do recurso a cada vez mais ferramentas de digitalização, que lhe permitam gerir a rede de modo ativo e dinâmico.

---

<sup>5</sup> Ao abrigo do artigo 151.º do RRC (versão 2023), e que começaram a ser recebidas após a publicação da Diretiva n.º 10/2019, em 22/04/2019. O valor é deduzido dos elementos de ligação.

### 3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

A previsão da evolução da procura de eletricidade é um dos fatores ponderados na avaliação das necessidades de investimento do operador da RND, embora tenha perdido relevância como determinante para o planeamento das redes de distribuição, face a outros desafios emergentes.

Apesar disso, a evolução dos fornecimentos de energia elétrica a nível nacional é o principal determinante dos impactos tarifários associados à realização destes investimentos, o que justifica a necessidade de os analisar e ponderá-los nos exercícios de planeamento e na tomada de decisão sobre os planos de investimento.

Na sua proposta de PDIRD-E 2024, a E-Redes inclui um estudo de “Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031”<sup>6</sup>, desenvolvido pela própria empresa, onde são apresentados três cenários de evolução dos fornecimentos, com discriminação por nível de tensão e previsão das perdas na rede de distribuição. Estes cenários (superior, central e inferior) são comparados, no referencial da emissão<sup>7</sup>, com os cenários apresentados no RMSA-E 2023, na Figura 3-1. À data da apresentação da proposta de PDIRD-E 2024, apenas existia o RMSA-E 2023<sup>8</sup>. Entretanto foi publicado o RMSA-E 2024, em fevereiro de 2025, também apresentado na Figura 3-1. Salienta-se que os consumos dos RMSA-E representados nesta figura não incluem os valores relativos ao consumo veiculado pelas redes destinado à produção de hidrogénio verde, por se considerar, nesta fase, que serão veiculados exclusivamente nas redes de MAT.

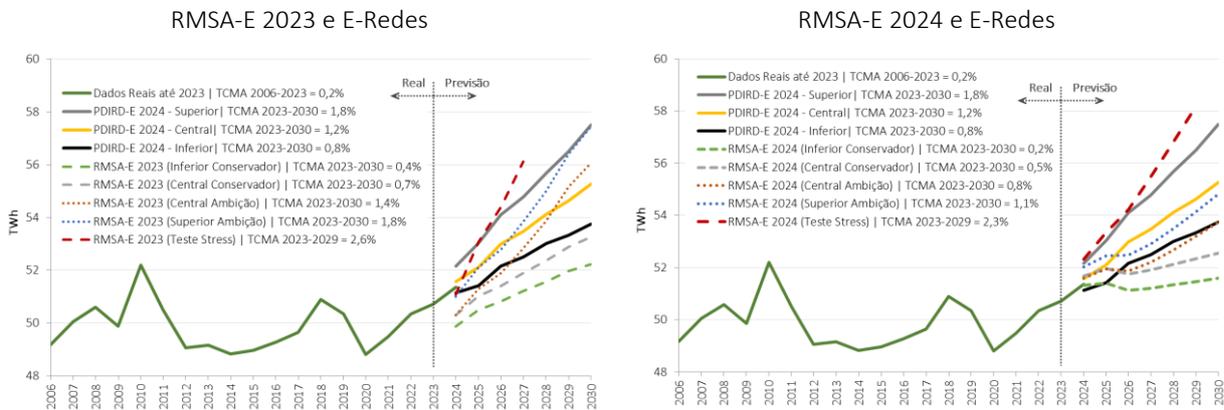
---

<sup>6</sup> Ver anexo A do documento PDIRD-E 2024, E-Redes.

<sup>7</sup> O consumo referido à emissão está referenciado à entrada da RNT, que para além dos fornecimentos a clientes que são medidos nas saídas das redes (excluindo os consumos para bombagem e armazenamentos), inclui as perdas nas redes de transporte e distribuição.

<sup>8</sup> Publicado em dezembro de 2023.

Figura 3-1 – Cenários de evolução do consumo no RMSA-E 2023, RMSA-E 2024 e da E-Redes, no referencial de emissão



Fonte: E-Redes, RMSA-E 2023 e RMSA-E 2024

Uma vez que os cenários considerados nos RMSA-E estão no referencial de emissão, os valores relativos aos cenários da E-Redes apresentados na Figura 3-1 foram transpostos para esse referencial, incluindo os consumos em MAT<sup>9</sup> e as perdas na RNT<sup>10</sup> e na RND<sup>11</sup>. Da Figura 3-1, verifica-se que os cenários de consumo resultantes do estudo da procura realizado pela E-Redes se situam, de um modo geral, acima dos cenários previstos no RMSA-E 2024. A título de exemplo, o cenário central da E-Redes é comparável com o cenário superior ambição (RMSA-E 2024), apresentando uma tendência semelhante e um nível superior, em 2030. Já o cenário superior da E-Redes é comparável com o cenário teste stress (RMSA-E 2024), apresentando uma tendência semelhante até 2026, embora atinja um nível inferior em 2029.

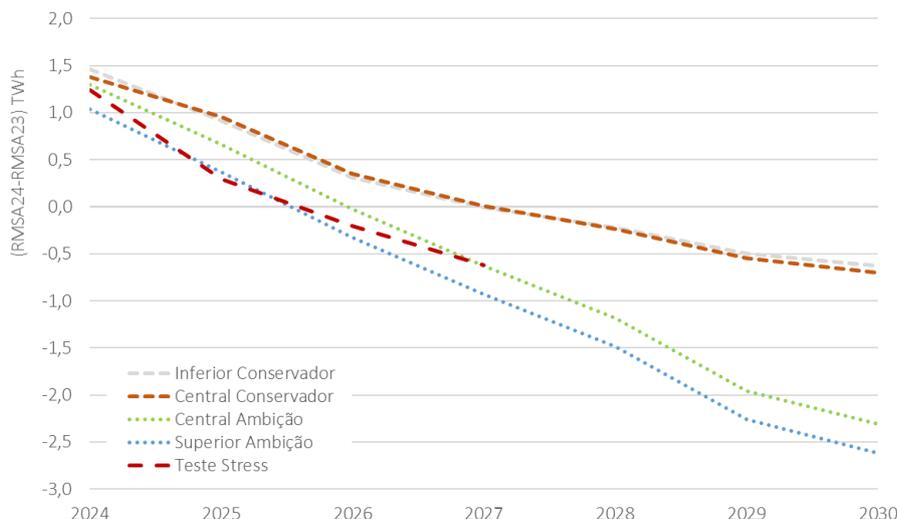
Como se constata, a edição do RMSA-E 2024 reduziu todos os cenários de consumo de energia elétrica previstos no RMSA-E 2023, entre 2027 e 2030. A Figura 3-2 ilustra as diferenças em valor entre as duas edições do RMSA-E.

<sup>9</sup> Valores E-Redes.

<sup>10</sup> Considerou-se um valor de 1,58% que corresponde à média das taxas de perdas na RNT observada com valores reais dos anos de 2019 a 2023, tendo como base o consumo referido à emissão.

<sup>11</sup> Valores E-Redes.

Figura 3-2 – Diferença da evolução dos cenários de consumo entre o RMSA-E 2024 e RMSA-E 2023



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

Embora se verifique um aumento das previsões do consumo entre 2024 e 2027 (dependendo do cenário considerado), em 2030, todos os cenários considerados no RMSA-E 2024 apresentam consumos inferiores aos cenários considerados no RMSA-E 2023.

Apesar da referência da E-Redes na sua proposta de PDIRD-E 2024 aos três cenários resultantes do seu estudo, na avaliação de impactes tarifários, a proposta de PDIRD-E 2024 para o período de 2025 a 2030, considera apenas dois cenários (um central e um inferior) de evolução dos fornecimentos de energia elétrica nas redes de distribuição em AT e MT, que resultam da aplicação das taxas anuais de consumo implícitas no RMSA-E 2023. Em concreto, as taxas dos cenários central conservador e central ambição, foram aplicadas à sua previsão de consumo em 2024, descontando o consumo em MAT e perdas. Com base nestes pressupostos, os cenários de procura da E-Redes estão compreendidos entre um cenário superior<sup>12</sup> com uma TCMA<sub>2025-2030</sub> de 1,7% e um cenário inferior<sup>13</sup> com uma TCMA<sub>2025-2030</sub> de 0,8%.

Atendendo a que os cenários do RMSA-E 2024 reduziram as previsões dos consumos de todos os cenários (ver Figura 3-1 e Figura 3-2), a ERSE, na sua avaliação de impactes, quer nos proveitos unitários, quer

<sup>12</sup> Taxa anual do cenário RMSA-E 2023 Central Ambição, excluindo o consumo em MAT e perdas do cenário central E-Redes em 2024.

<sup>13</sup> Taxa anual do cenário RMSA-E 2023 Central Conservador, excluindo o consumo em MAT e perdas do cenário inferior E-Redes em 2024.

tarifários, não pode deixar de considerar nas suas previsões a informação mais recente definida no RMSA-E 2024.

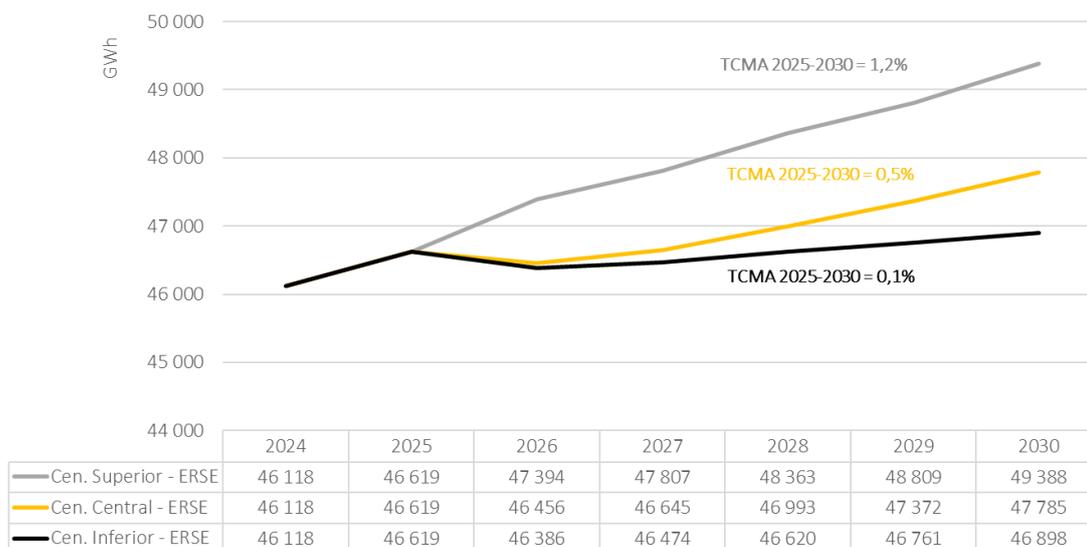
Desta forma, os cenários da ERSE consideram os valores estimados e previstos no exercício tarifário de 2025, para os anos 2024 e 2025, respetivamente, e, a partir de 2025, as taxas de evolução anual implícitas, quer dos cenários do RMSA-E 2024, quer do cenário central proposto pela E-Redes no seu estudo. O Quadro 3-1 sumariza os respetivos pressupostos.

**Quadro 3-1 - Pressupostos dos cenários de procura ERSE para o cálculo de impactos, de 2025 a 2030**

	Cenário ERSE Superior	Cenário ERSE Central	Cenário ERSE Inferior
<b>2024 e 2025</b>	Valor estimado e previsto no exercício tarifário de 2025.		
<b>2026 a 2030</b>	Taxa de evolução anual do <b>cenário central do estudo da procura E-Redes</b> (TCMA <sub>2025-2030</sub> de 1,2%), sem MAT e perdas, aplicada ao valor de 2025.	Taxa de evolução anual do <b>cenário RMSA-E 2024 Central Ambição</b> (TCMA <sub>2025-2030</sub> de 0,5%), sem perdas, aplicada ao valor de 2025.	Taxa de evolução anual do <b>cenário RMSA-E 2024 Inferior Conservador</b> (TCMA <sub>2025-2030</sub> de 0,1%), sem perdas, aplicada ao valor de 2025.

Em 2024 e 2025, o referencial dos cenários de consumo da ERSE considera que a energia elétrica veiculada nas redes de AT e MT inclui não só os fornecimentos nestes níveis de tensão, como também a energia fornecida à rede de BT e respetivas perdas nessa mesma rede (corresponde ao total da energia saída das redes de AT e MT). Na Figura 3-3 são apresentados os resultados dos três cenários considerados pela ERSE de veiculação de energia elétrica na RND em AT e MT, de 2024 a 2030. Estes serão os valores utilizados na análise de impactes, quer nos proveitos unitários, quer na tarifa de URD de AT/MT, na tarifa de Acesso às Redes e nos preços médios de referência de venda a clientes finais, que se apresenta no capítulo 6.

Figura 3-3 – Cenários da ERSE para a veiculação de energia elétrica na RND em AT e MT, de 2024 a 2030



Fonte: ERSE

Na figura supra verifica-se uma redução dos consumos de energia elétrica nos cenários central e inferior, de 2025 para 2026, que traduz as taxas de variação anual implícitas nos respetivos cenários RMSA-E 2024 (ver Figura 3-1). Desta forma, conclui-se que, nestes cenários, o RMSA-E 2024 pode pressupor que as medidas de eficiência energética no consumo e a descentralização da produção (autoconsumo) têm mais preponderância face ao aumento dos fornecimentos de energia elétrica a partir das redes, em 2026.

Por fim e de acordo com o justificado no RMSA-E 2024, a produção de hidrogénio verde será efetuada com produção renovável dedicada e veiculada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), em maior ou menor percentagem. Adicionalmente, dado que os grandes projetos de produção renováveis que fornecem estes consumos não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (por exemplo: o caso da eólica *offshore*), o RMSA-E 2024 assume que a produção renovável para o abastecimento dos consumos destes eletrolisadores será totalmente veiculada pela RNT (em MAT), com reflexos ao nível das suas pontas. Assim, nos cenários de procura apresentados acima e considerados pela ERSE na análise de impactos tarifários não foram incluídos os consumos adicionais para a produção de hidrogénio verde, apresentados no RMSA-E 2024.

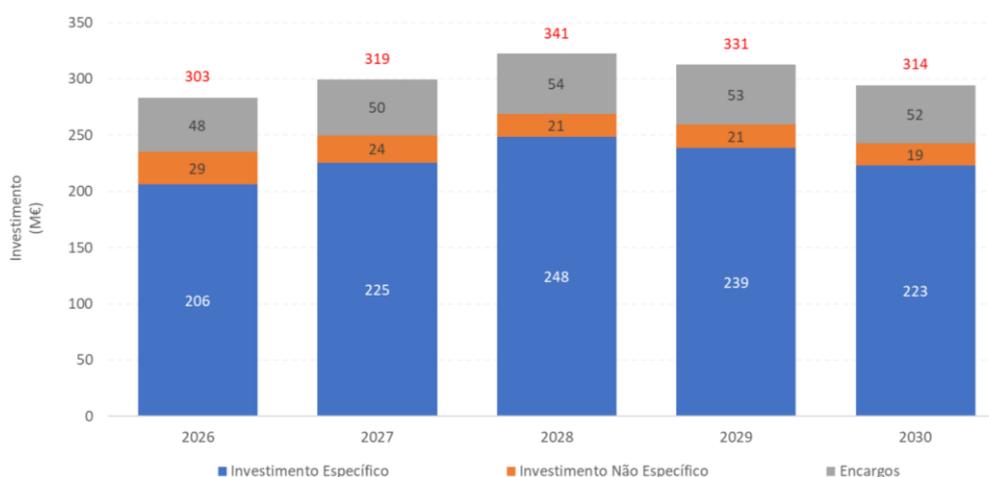
#### 4 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de PDIRD-E 2024, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período 2026-2030, quer em termos globais, quer individualmente por projeto.

Em termos globais, a custos totais, a proposta de PDIRD-E 2024 apresenta para o quinquénio um cenário de investimento com um montante total que ascende a **1 607,6 milhões de euros**.

Importa referir que a atual proposta de PDIRD-E 2024 abrange o quinquénio 2026-2030, período temporal não abrangido pelo anterior PDIRD-E, o que significa que a totalidade do montante proposto se encontra em aprovação. A Figura 4-1 apresenta a desagregação temporal do investimento por natureza de custo.

Figura 4-1 - Desagregação temporal dos custos totais de investimento por natureza



O operador da RND propõe um investimento total de **1 237,6 milhões de euros** em investimento específico e **113,3 milhões de euros** em investimento não específico, resultando num valor de investimento total de **1 350,9 milhões de euros** a custos primários, acrescido de **256,7 milhões de euros** referentes a encargos. É ainda disponibilizada informação do montante de participações financeiras, totalizando **95,4 milhões de euros**.

No global, a proposta de PDIRD-E 2024 refere um acréscimo total de CAPEX ao longo do período 2026-2030, perfazendo um total de cerca de **1 512,2 milhões de euros**<sup>14</sup>.

#### 4.1 EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO

Em termos de investimento global, a proposta de PDIRD-E 2024 representa um aumento no investimento face ao anterior PDIRD-E 2020, atualizado em 2022, e aprovado pelo Concedente.

Em concreto, é proposto pelo operador da RND a concretização de projetos de investimento num total de **1 607,6 milhões de euros (a custos totais)**, o que representa, em média, **321,5 milhões de euros** anuais até 2030. Este valor encontra-se claramente acima do inscrito no quinquénio anterior (2021-2025), que totalizava, em média, **179,3 milhões de euros** - um esforço adicional de investimento, face ao passado.

Em linha com vários comentários recebidos em sede de consulta pública, e já referidos no passado, a ERSE sublinha a importância de uma aprovação atempada das propostas de PDIRD-E, em termos de investimento específico, para que seja possível ao operador da RND cumprir a calendarização planeada dos investimentos, minimizando-se desse modo o risco de incumprimento dos objetivos traçados, em virtude de atrasos na execução de alguns projetos críticos, com impactos diretos nos objetivos e metas inscritas no PNEC 2030.

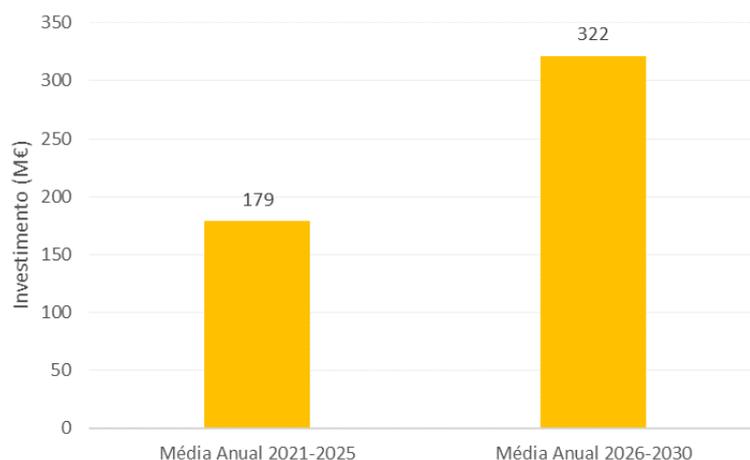
Na Figura 4-2 ilustra-se a média de investimento concretizada ou planeada concretizar até 2025 e o investimento médio proposto nos cinco anos seguintes, sendo claro o crescimento no investimento.

Ainda que este tema seja desenvolvido de forma mais detalhada no capítulo seguinte, importa desde já sinalizar que vários dos comentários recebidos no âmbito da Consulta Pública n.º 126 assinalaram a importância de se compreender quais as novas funcionalidades decorrentes deste crescente volume de investimento.

---

<sup>14</sup> Investimento a custos totais (1 607,6 milhões de euros) líquido de participações financeiras (95,4 milhões de euros).

**Figura 4-2 - Evolução do Investimento previsto na RND**  
**PDIRD-E 2020 Atualização 2022 (2021-2025) e Proposta PDIRD-E 2024 (2026-2030)**



## 4.2 ESTRUTURA E CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO ESPECÍFICO

Com base na proposta, o operador da RND classifica o investimento de diferentes formas, permitindo classificar cada projeto de acordo com um pilar de investimento, um programa de investimento e uma determinada zona geográfica.

A proposta de PDIRD-E 2024 apresenta igualmente uma ficha de informação detalhada relativa a cada projeto de investimento, contendo a descrição física e o custo total do projeto, o programa de investimento associado, apresentando ainda a fundamentação do projeto e quais os benefícios esperados. Em termos de custos, é disponibilizada a sua desagregação temporal, desde o início até à conclusão do projeto, abrangendo um horizonte mais alargado do que o horizonte do PDIRD-E, ou seja, além de 2030.

Analisando o investimento específico proposto, a custos primários, o montante de **1 237,6 milhões de euros** desagrega-se em **169,6 milhões de euros** em “Investimento Obrigatório” e **1 068 milhões de euros** em “Investimento de Iniciativa da Empresa” (abrangendo a quase totalidade dos programas de investimento descritos na proposta).

Figura 4-3 - Investimento específico a custos primários apresentado na proposta de PDIRD-E 2024



### Investimento Obrigatório

Neste segmento de investimento, o operador da RND inscreve a realização de projetos relativos à ligação às redes de novas instalações de consumo, incluindo loteamentos e urbanizações, e instalações de produção, nomeadamente a partir de fontes de energia renovável. São projetos que visam a criação de condições na rede para a alimentação dos consumos e receção da energia, e ainda o cumprimento das obrigações estabelecidas na Concessão. O “Investimento Obrigatório” inclui ainda o investimento em equipamentos de contagem nas redes de AT e MT.

Como novidade nesta proposta de PDIRD-E 2024, o operador da RND considera como investimento obrigatório as necessidades relativas à “Adequação de Redes Aéreas”, pelo seu cumprimento ser uma obrigação e não uma opção de investimento do operador da RND.

Figura 4-4 - Investimento Obrigatório, a custos primários

Milhões de euros	Média últimos 5 anos	PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
		2026	2027	2028	2029	2030	
<b>INVESTIMENTO ESPECÍFICO OBRIGATÓRIO</b>							
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	21,5	24,1	23,9	23,8	23,4	23,0	118,2
Investimento Obrigatório (só Eq. de Contagem)	1,7	3,1	3,1	3,4	4,6	4,2	18,4
Contadores	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	4,1
Eq. Acessórios	1,2	2,3	2,3	2,6	3,7	3,3	14,3
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)	-	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	33,0

### Investimento de Iniciativa da Empresa

Relativamente a todos os restantes investimentos que não são classificados como obrigatórios, e que resultam de uma iniciativa e decisão do operador da RND, com base em critérios de seleção que forneçam

resposta a um conjunto de necessidades prioritárias, é proposto um total de **1 068 milhões de euros (a custos primários)**.

Neste grupo estão incluídos quer os projetos individualizados, por instalação e local, quer outros projetos agrupados por subprograma, mas apresentados de forma agregada (de valor inferior a 500 mil euros). Estes projetos são depois classificados segundo programas de investimento, e pilares estratégicos de investimento. Cada projeto responde a uma determinada necessidade de rede e zona geográfica.

**Figura 4-5 - Investimento de Iniciativa da empresa, a custos primários**

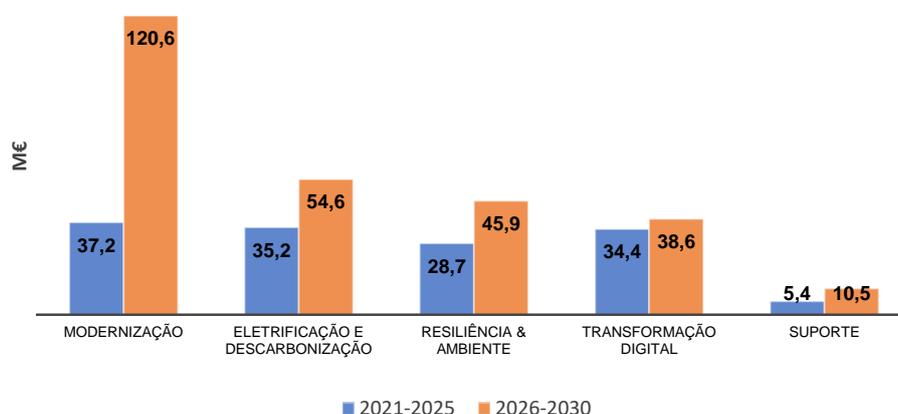
Milhões de euros	PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	Média últimos 5 anos	PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
			2026	2027	2028	2029	2030	
	<b>Investimento Iniciativa de Empresa</b>	<b>98,5</b>	<b>192,0</b>	<b>210,9</b>	<b>233,1</b>	<b>223,1</b>	<b>208,8</b>	<b>1 068,0</b>
	Desenvolvimento de Rede	10,1	26,1	28,5	17,1	11,2	10,4	93,3
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	9,5	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
	Automação e Telecomando da Rede MT	4,0	6,0	7,0	8,0	9,5	10,0	40,5
	Promoção Ambiental	4,4	15,3	13,1	9,1	7,0	3,4	47,9
	Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	2,6
	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	3,7	6,5	3,5	3,5	3,5	3,5	20,3
	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	6,5	11,0	17,0	15,7	15,4	14,1	73,2
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0	10,0
	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	16,6	52,4	66,3	105,7	100,5	90,0	414,8
	Beneficiações Extraordinárias	1,2	7,1	7,0	5,2	5,5	5,7	30,5
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	14,4	18,3	19,3	18,7	19,4	20,5	96,2
	Investimento de Coordenação com a Rede BT	2,6	10,5	10,3	10,2	10,2	10,4	51,6
	Programa de Investimento Corrente Urgente	15,7	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	137,1
	Investimento Inovador	8,4	-	-	-	-	-	-

## 5 ANÁLISE DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

### 5.1 AUMENTO DO INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

Como referido, comparativamente com as edições anteriores de PDIRD-E aprovadas, a atual proposta representa um aumento significativo em termos de investimentos propostos. Atendendo à classificação de cada projeto, em termos de orientação estratégica, em todos os pilares, verifica-se um considerável crescimento no total a concretizar, como se ilustra na figura seguinte.

Figura 5-1 - Investimento médio, a custos primários, por pilar



Verifica-se uma aposta do operador da RND em concretizar investimentos orientados para a modernização da RND e renovação de ativos, com cerca de 121 milhões de euros a custos primários, mais do dobro de qualquer outro pilar estratégico, e quase o triplo face ao PDIRD-E 2020 atualizado.

Sem prejuízo do detalhe da análise, abordado numa seção adiante neste documento, o operador fundamenta, no geral, este crescimento na necessidade de dar resposta aos desafios futuros quer em termos de integração de mais produção renovável, quer em termos de resposta ao crescimento do consumo, por eletrificação da economia e da sociedade.

Sobre esta fundamentação, e atendendo aos desafios nacionais e às metas inscritas na versão atualizada do PNEC 2030, a ERSE considera que, no global, o crescimento do investimento proposto, ainda que quase duplicando face ao PDIRD-E anterior, parece ser adequado para responder aos desafios em causa, designadamente em termos de preparar a RND para o futuro, modernizando e renovando ativos

prioritários, dotando a rede de novas soluções técnicas que promovam a sustentabilidade e resiliência da rede, incluindo em matérias de cibersegurança.

Neste particular, a ERSE revê-se em especial na aposta de implementação de um crescente conjunto de soluções inteligentes que recorram à digitalização, incluindo automação e telecomando, assim como sistemas avançados de supervisão e operação.

**A ERSE considera como positivo a integração na atual proposta de PDIRD-E 2024, ainda que a um nível limitado, de metodologias probabilísticas e análises de custo benefício assentes não apenas em soluções tradicionais de investimento, mas igualmente com recurso a soluções de flexibilidade. Estas soluções alternativas permitem, por um lado, adiar investimentos não urgentes, e por outro lado, otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.**

Assim, a ERSE considera, no global, adequada a proposta de PDIRD-E 2024, tendo em vista a necessidade de dar resposta aos novos desafios impostos às redes de distribuição, decorrentes da descarbonização e eletrificação da sociedade, sem prejuízo de considerar que em alguns aspetos a mesma pode ser melhorada se o operador da RND adotar as opções tecnológicas à sua disposição no mercado, assim como práticas inovadoras em termos de planeamento e gestão ativa da rede. Deste modo, pode existir uma margem considerável para adiar algum investimento, reavaliando a necessidade do mesmo daqui a dois anos em sede de atualização da proposta de PDIRD-E 2024, à luz de novos desenvolvimentos que ocorram em termos de descarbonização e eletrificação da sociedade.

## 5.2 FLEXIBILIDADE E INVESTIMENTO CONVENCIONAL

As soluções de flexibilidade permitem aos operadores de rede gerir e controlar o fluxo de eletricidade de forma eficiente, gerindo ativamente a oferta e a procura de ativos ligados à rede, incluindo instalações de armazenamento autónomo. A proposta de PDIRD-E 2024 prevê a adoção de mecanismos de flexibilidade para uma gestão mais eficiente da rede, podendo conduzir a uma menor necessidade de investimentos adicionais, se a otimização dos recursos existentes se revelar mais vantajosa.

Nesta vertente de eficiência na gestão da rede, a proposta de PDIRD-E 2024 refere a utilização de modelos estocásticos e a elaboração de alternativas de flexibilidade ao investimento, podendo permitir adiar até sete projetos de investimento, num total de 27 milhões de euros de investimento, o que representa uma evolução face ao passado, que parece ir no sentido correto e que poderá ser mais ambicioso no futuro. Não obstante, **a ERSE recomenda ao operador da RND que procure incorporar um número maior de soluções**

de flexibilidade no planeamento da rede, através da otimização da utilização da capacidade existente, promovendo, assim, uma maior eficiência. Em particular, recomenda ao operador da RND que na identificação desses casos, faça uso de novas abordagens de planeamento, designadamente com recurso a cenários probabilísticos, seja do lado da procura, seja do lado da oferta.

No sentido de capitalizar os benefícios associados a estas soluções de flexibilidade, o operador da RND deve realizar uma análise benefício custo sobre os investimentos associados ao programa de Desenvolvimento de Rede, que representa cerca de **95 milhões de euros**, e sobre os quais já foram identificados os referidos sete casos de potencial recurso a alternativas de flexibilidade.

Nesse sentido, recomenda-se ao operador da RND que ao longo do quinquénio 2026-2030, procure identificar novos casos de potencial recurso a soluções de flexibilidade, assim como aprofundar o seu conhecimento sobre metodologias de planeamento baseadas em critérios probabilísticos, continuando a trajetória já iniciada e patente nos casos identificados.

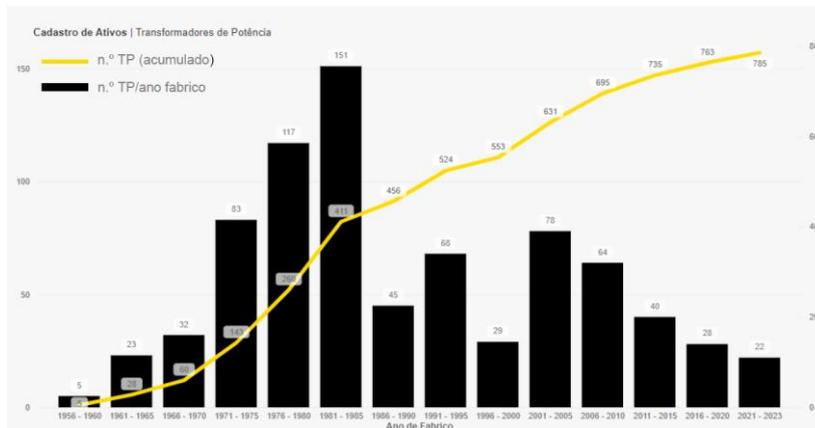
### 5.3 MODERNIZAÇÃO

Na proposta de PDIRD-E 2024, verifica-se um grande aumento do investimento em modernização de ativos até 2030, com o principal foco do investimento alocado ao programa “Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT”, num total de **415 milhões de euros**, a custos primários.

Este aumento do investimento previsto, resulta de uma mudança de paradigma e numa nova abordagem à gestão dos ativos, em que, ao contrário do passado, o **operador da RND procura antecipar as necessidades de substituição a curto e médio prazo**, não agregando numa curta janela de tempo a substituição de um número significativo de ativos. Nesse sentido, propõe desde já a substituição daqueles ativos cuja condição física atinga um grau de degradação no curto prazo, e que por esse motivo teria de ser substituído.

Assim, numa estratégia de controlar o envelhecimento da rede e a eventual degradação dos seus ativos, o operador da RND prioriza as necessidades de investimento com base na condição e no risco, com o grande foco do investimento centrado no parque de transformadores de potência em exploração, que, como se ilustra na figura seguinte, apresenta algum envelhecimento, com mais de 50% dos transformadores com pelo menos 30 anos de idade face à data de fabrico.

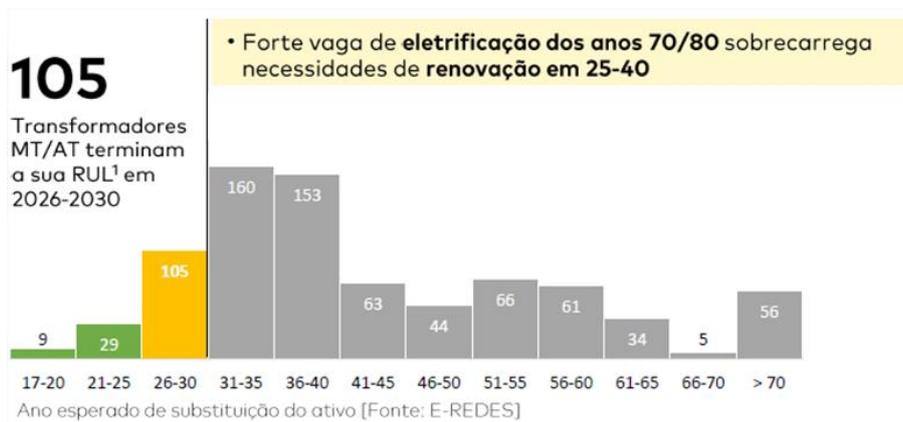
Figura 5-2 - Ano de fabrico dos transformadores de potência da RND



Fonte: E-Redes (Proposta de PDIRD-E 2024)

Na figura seguinte, apresenta-se a evolução do número de transformadores que, segundo o operador da RND, deverão ser alvo de substituição devido à sua condição física.

Figura 5-3 – Desagregação do investimento previsto em modernização de transformadores



Fonte: E-Redes (Síntese, Proposta de PDIRD-E 2024)

Com base nesta estratégia de gestão da distribuição no tempo das necessidades de investimento, o operador da RND identifica um volume crescente de transformadores em que será necessário intervir, face à expectável degradação da sua condição ao longo dos próximos anos.

Sem prejuízo desta decisão de substituição de transformadores, a proposta de PDIRD-E 2024 sinaliza cerca de 300 milhões de euros de investimento evitado por otimização da vida útil de ativos, com a decisão de apenas substituir ativos não com base na sua idade, mas sim em modelos de condição física dos mesmos.

A ERSE considera adequada a estratégia do operador da RND em procurar um equilíbrio entre a satisfação das necessidades presentes de renovação da rede, sem, contudo, comprometer a segurança do sistema.

No entanto, a ERSE considera que se deve procurar igualmente retirar maior partido dos mecanismos previstos na legislação, nomeadamente a possibilidade de atualização dos planos, que ocorre de dois em dois anos.

Deste modo, a ERSE considera que uma abordagem baseada na condição dos ativos, para além de alisar o impacto do investimento ao longo do tempo, não colocando em causa a segurança da operação da rede, permite ao operador da RND beneficiar da experiência entretanto adquirida nos primeiros anos de implementação do plano de substituição proposto, monitorizando o estado dos ativos cuja intervenção está calendarizada para os anos finais do quinquénio e seguintes, e, assim, conseguir validar a adequação dos pressupostos adotados.

Em última instância, espera-se que seja possível alcançar um maior alisamento nas necessidades de substituição de ativos durante os próximos anos, inclusive além de 2030. Este facto pode, naturalmente, ser revisto aquando do próximo exercício de atualização do PDIRD-E 2024, a ocorrer em 2026.

A ERSE recomenda ainda ao operador da RND que, na versão final da proposta de PDIRD-E 2024, inclua, em anexo, exemplos da metodologia e resultados para uma amostra de transformadores alvo da decisão de investimento nos primeiros dois anos do quinquénio, que permita demonstrar a necessidade clara dessa substituição.

Neste mesmo âmbito, a ERSE recomenda ao operador da RND que divulgue, igualmente em anexo, informação sobre a idade real dos principais ativos em exploração, assim como o resultado de estudos recentes, permitindo com isso demonstrar que os ativos em exploração apresentam vidas úteis significativamente superiores à vida útil contabilística adotada num passado recente.

#### **5.4 INVESTIMENTO URGENTE E EXTRAORDINÁRIO**

Tendo em conta a perspetiva para o investimento a concretizar até 2025 no âmbito do último PDIRD-E aprovado, designadamente no “programa de corrente urgente”, com um investimento médio de 15,7 milhões de euros, e no “programa de beneficiações extraordinárias”, com 1,2 milhões de euros, a proposta de PDIRD-E 2024 representa um crescimento no total inscrito nestes dois programas. Assim, no quinquénio 2026-2030, o valor médio alocado a cada um destes programas de investimento é, respetivamente, de 27,4 milhões de euros e 6,1 milhões de euros.

Para este crescimento, contribuem as necessidades crescentes para dar resposta a contingências não previstas na rede e nos seus ativos, e que exigem uma solução urgente, como, por exemplo, incidentes não previsíveis que coloquem em causa o fornecimento de energia elétrica ou a capacidade da rede para receção da injeção de centros eletroprodutores, e/ou ainda situações que colocam em causa o nível de fiabilidade da rede.

Por outro lado, e numa perspetiva futura, a possibilidade de recurso à análise avançada de incidentes, com base numa gestão integrada e preditiva da rede, e tirando partido da observabilidade sobre os ativos na operação da RND através da implementação de assistentes digitais que auxiliem a tomada de decisão, deve resultar numa maximização da fiabilidade e da eficiência da rede.

A ERSE considera que a exploração das redes com um maior nível de otimização, de resiliência e promovendo a introdução de novos mecanismos de mercado, deve incorporar as mais-valias decorrentes de uma observabilidade e controlabilidade em tempo real, permitindo ainda uma supervisão integrada em todos os níveis de tensão operados. Deste modo, espera-se que, adotando estas práticas, o operador da RND possa ganhar capacidade de resposta rápida e adaptativa, fundamental para lidar com as dinâmicas de exploração, e antecipando mesmo as dinâmicas nocivas ao bom funcionamento da rede.

**A ERSE recomenda, por isso, que a versão final da proposta de PDIRD-E 2024 reflita um aperfeiçoamento em termos de impactos da incorporação destes aspetos na exploração ativa da rede, que gerando ganhos de eficiência, permita mitigar os investimentos propostos em ações designadas como de corrente urgente e beneficiações extraordinárias, que crescem significativamente face ao anterior exercício de planeamento.**

## **5.5 CAPACIDADE DE ENTREGA E RECEÇÃO DA RND E COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES**

Em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública, e tendo em conta a crescente digitalização do SEN, a ERSE realça como positivo o investimento em aquisição, processamento e análise de dados, de forma a dar resposta a novos pedidos de ligação ou pedidos de aumento de capacidade, seja de receção de nova produção, seja de abastecimento do consumo. Neste contexto, a ERSE considera necessário o aumento do recurso a soluções de digitalização de operações e dos processos, com vista a potenciar soluções emergentes no mercado. Espera-se que esse investimento contribua positivamente para a integração dos elevados níveis de produção descentralizada, assim como para o desenvolvimento de soluções facilitadoras da gestão das redes, como sejam o armazenamento autónomo ou a resposta do lado da procura.

Neste particular, é fundamental que, por um lado, o operador da RND reforce a adoção de metodologias probabilísticas de planeamento da rede e de cálculo da capacidade da mesma, permitindo maximizar a capacidade disponibilizada, e por outro, que procure otimizar a coordenação de processos com os operadores das redes a que se encontra ligado, nomeadamente o operador da RNT. Deverá ser também otimizada a coordenação do planeamento da RND com as redes em BT, especialmente quando estas envolvem os operadores exclusivamente em BT.

**Em particular, e também referido na consulta pública, sobre a coordenação com os operadores das redes em BT, incluindo aqueles operadores de redes exclusivamente em BT, a ERSE recomenda que o operador da RND identifique eventuais situações, em coordenação com os últimos, que requeiram o reforço da alimentação a estas redes em BT e que apresente, em anexo, as necessidades previstas até 2030 com a respetiva fundamentação da decisão de investimento.** Os casos que foram identificados na consulta pública (e outros equivalentes) deverão ser esclarecidos junto da ERSE, de modo a ser assegurado a ocorrência de um adequado relacionamento entre partes.

Numa outra perspetiva, mas ainda focado na coordenação entre operadores de redes, agora de vetores energéticos diferentes, é de realçar os contributos recebidos durante a consulta pública que referem como necessária a promoção da coordenação dos operadores de redes de eletricidade e de gás, e que essa também abranja o planeamento das respetivas redes. Este é um aspeto do qual dependerá o sucesso da transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, já que só assim se assegurará uma descarbonização e eletrificação da sociedade, eficiente e a ritmo equilibrado, que integre a utilização de todos os recursos endógenos de energia disponíveis e a concretização do conceito da economia circular. Estando já identificado como central em alguma da legislação, importa agora consensualizar a sua concretização que, por agora, parece dever abranger os vetores energéticos da eletricidade e do gás (incluindo os gases renováveis como é o caso do biometano), mas também o vetor energético do hidrogénio de origem renovável (e dos subsequentes gases e combustíveis líquidos de origem renovável e não biológica) que se pensa que virá a ser consolidado num futuro mais ou menos próximo. A revisão recente do PNEC 2030 e o seu desdobramento coerente em outras peças legislativas e regulamentares de política energética subsidiárias, que se aguarda, são as bases que deverão orientar a coordenação da ação dos operadores das infraestruturas dos diferentes vetores energéticos, incluindo no planeamento de redes, que foi identificada como importante nos referidos contributos recebidos durante a Consulta Pública n.º 126 da ERSE.

Já no que diz respeito ao desequilíbrio entre as necessidades de uma integração crescente de nova produção renovável (de modo a serem cumpridos os objetivos do PNEC 2030) e as atuais limitações da RND em termos de capacidade firme disponível, é fundamental que o operador da RND seja um facilitador do acesso às redes, designadamente oferecendo outras soluções, como por exemplo, o acesso com restrições. Para tal, o operador da RND deve quantificar e divulgar a atual capacidade da RND disponível, desagregada no tempo (no mínimo, por estação do ano, dias úteis ou fim de semana), caso não existissem restrições impostas pela RNT, ou seja, aquela capacidade que é apenas limitada apenas pela própria RND.

Esta capacidade diferenciada no tempo representa, assim, o potencial de capacidade que o operador da RND poderá oferecer com restrições, sendo estas restrições em primeiro lugar impostas localmente pela RND, e num nível superior, impostas pela RNT (na sequência de um fluxo elevado no sentido de AT para MAT). Tal prática permitirá, desde já, atribuir um volume adicional significativo de capacidade de receção, sem com isso colocar em causa a segurança da operação do SEN, pois, quer operador da RND, quer ORT, podem ativar as respetivas restrições. Estas situações de inversão de fluxo podem ainda sinalizar locais onde o investimento em armazenamento tem maior interesse para promotores, pelo que se recomenda uma divulgação mais periódica das mesmas.

**A ERSE recomenda, por isso, que numa primeira fase, o operador da RND publique o valor de capacidade da RND disponível, mas que não pode ser atribuído como firme, designadamente por restrições na rede a montante, e que desagregue essa capacidade no tempo, seja por estação do ano, seja por dias úteis e não úteis.**

No que diz respeito à identificação de restrições, as mesmas não devem ser vistas apenas como uma barreira à atribuição de capacidade firme, mas igualmente como uma oportunidade para, por um lado, avaliar uma potencial necessidade de soluções de flexibilidade local que ajudem a resolver congestionamentos pontuais da rede, e por outro, avaliar eventuais necessidades de investimento no desenvolvimento da RND ou da RNT.

A questão das restrições na atribuição de capacidade de rede era, até há relativamente pouco tempo, um problema limitado à capacidade de injeção na rede de energia elétrica produzida por centrais que pretendiam ser licenciadas. Mais recentemente, esta questão alargou-se também à capacidade de ligação à rede de novo consumo, por conta do alargado número de manifestações de interesse de novo investimento, ocorrido nos últimos anos, para Portugal continental, em instalações industriais e de serviços, com potências individuais e acumuladas extremamente elevadas. Sendo este um tema do maior interesse estratégico para o futuro do país, este fenómeno incide especialmente na RNT, mas acaba por

envolver também a RND, de modo proporcional às potências envolvidas nos respetivos níveis de tensão. A ERSE tem conhecimento de que o planeamento da RND se debate já hoje com este novo desafio de como dar resposta a essas manifestações de interesse na ligação de novo consumo, o que exige a adoção de novas ferramentas e o acompanhamento próximo e atento, nos próximos tempos.

No mesmo quadro, embora dependendo do modo como se analisa a questão, a concretização do armazenamento autónomo descentralizado pode ser encarada como:

- um problema, de carácter duplo, se exigir a atribuição de capacidade de acesso firme à rede, quer quando funciona em modo de injeção de energia na rede, quer quando é necessário carregar energia da rede;
- uma solução, se a sua instalação for licenciada com a atribuição de capacidade de acesso flexível à rede, permitindo que os respetivos promotores desenvolvem o respetivo modelo de negócio, de modo a aproveitar economicamente as diversas oportunidades que os diferentes segmentos do mercado elétrico grossista apresentam: fazendo arbitragem de preço nos mercados diário e intradiário, prestando serviços de sistema (sejam estes de balanço de frequência, de resolução de restrições e de congestionamento, de controlo de tensão ou de reativa, ou outros da responsabilidade da gestão global do sistema) ou prestando serviços de flexibilidade local aos operadores das redes de distribuição.

No passado recente, o planeamento das redes estava alerta para as situações de congestionamento das redes existentes devido à elevada solicitação para instalação de novas centrais de produção de origem, primeiro, eólica e, depois, fotovoltaica. As manifestações de interesse de instalação de armazenamento autónomo começaram por ver o seu licenciamento tratado num quadro legislativo e regulamentar de semelhança com a produção hídrica com bombagem, muito focado na atribuição da capacidade de injeção na rede, seguindo o modelo tradicional de negócio de exigência de atribuição de capacidade de acesso firme à rede. Assim, a primeira e boa resposta encontrada para atribuir capacidade às instalações de armazenamento com utilização de baterias eletroquímicas foi o recurso à flexibilidade da solução que tinha sido encontrada para assegurar a hibridização de diferentes tecnologias de produção de origem renovável, permitindo a instalação de baterias em armazenamento “colocalizado” ou autónomo coordenado, na proximidade, com produção renovável já instalada.

No entanto, essa resposta pode não ser a solução para a generalidade das instalações de armazenamento autónomo (que também contam com um número extremamente alargado de manifestações de interesse de pedidos de licenciamento), já que a dificuldade da sua instalação com recurso à atribuição de capacidade

de acesso firme à rede se agravou, deixando de ser um problema só do lado da injeção (uma vez que já se identificaram também problemas do lado do carregamento das baterias). O recente interesse de instalação de novas indústrias de consumo só veio agravar o problema, cuja premência parece ter só sido identificada recentemente e que necessita de uma resposta que, para ser rápida, não pode ser somente abordada do lado do planeamento das redes.

Para que tenham a oportunidade de conseguir uma concretização mais célere, no curto e médio prazo, os promotores de armazenamento autónomo terão de optar por ser uma solução e desenvolver o seu modelo de negócio, incluindo a escolha correta da localização para a sua instalação, de modo a que esta localização seja compatível com a atribuição de capacidade de acesso flexível à rede, permitindo-lhes aproveitar economicamente as diversas oportunidades que os diferentes segmentos do mercado elétrico grossista representam, constituindo desse modo uma solução de ajuda à rede e ao SEN.

Na perspetiva do operador da RND, uma gestão integrada e ativa das redes de distribuição deve também passar por aprofundar a possibilidade do recurso a sistemas de armazenamento, como soluções de flexibilidade local, contribuindo para acomodar a variabilidade de renováveis, e permitindo mais potência ligada à rede, adiando ou evitando mais investimento nas redes.

**Finalmente, a ERSE recomenda ao operador da RND que, na versão final da proposta de PDIRD-E 2024, além de quantificar a capacidade atual da RND, quantifique também qual o aumento esperado dessa capacidade da RND decorrente da concretização dos reforços de rede previstos.** Para este aumento, não devem contribuir apenas os projetos tradicionais de reforço da capacidade da RND, mas igualmente os investimentos em novas tecnologias que permitam uma gestão mais ativa de rede. Nesse sentido, **a ERSE recomenda que o operador da RND apresente uma estimativa, para cada ano, de qual a extensão da rede que será operada com base em parâmetros dinâmicos e qual o seu desempenho, sendo este um indicador essencial para efeitos de atribuição efetiva de capacidade com restrições.**

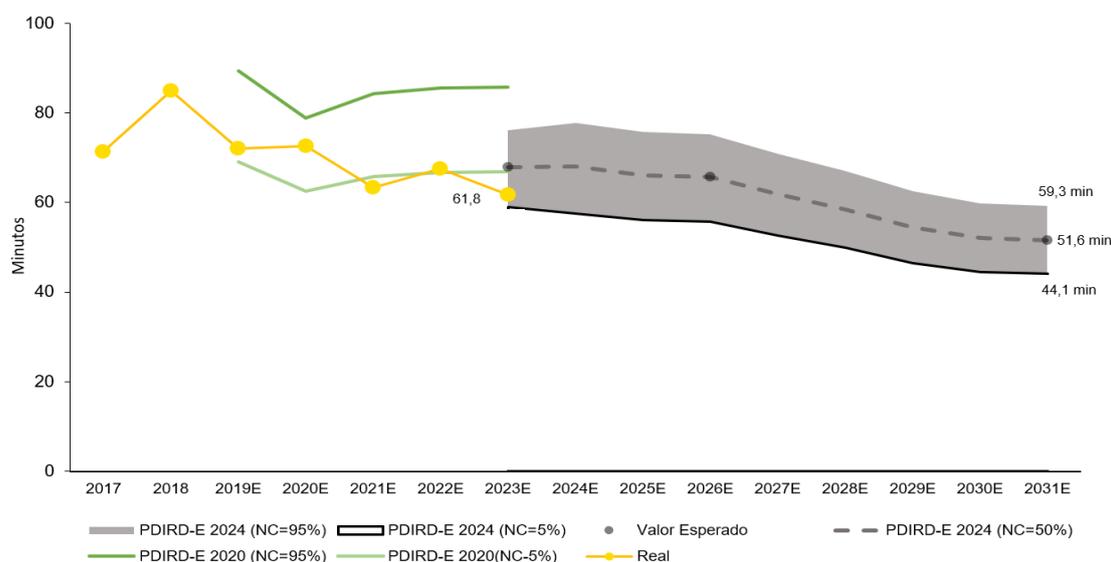
## 5.6 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

A modernização da rede é decisiva para o aumento da sua resiliência, permitindo controlar o envelhecimento e degradação dos ativos - potenciador de maior frequência de incidentes, com os prejuízos económicos daí decorrentes. Em paralelo, esta modernização permite preservar os padrões da qualidade de serviço, reduzindo assimetrias no território nacional.

Esta noção de coesão e sustentabilidade entronca no facto de que a melhoria da qualidade de serviço tem sido há largos anos um dos principais *drivers* de investimento dos anteriores PDIRD-E aprovados, com resultados que demonstram os efeitos esperados através de uma redução progressiva do indicador SAIDI MT, assistindo-se recentemente a uma fase de estabilização do mesmo, resultando numa manutenção da qualidade de serviço.

Há ainda que relembrar que para que esta manutenção seja possível, é necessário garantir um nível de investimento mínimo, seja na renovação de ativos, seja na supervisão e automação da rede, que, em conjunto com outros investimentos, resultam numa contínua melhoria da qualidade de serviço média da RND, como se verifica na figura seguinte.

Figura 5-4 - Evolução do Indicador SAIDI MT entre 2017 e 2023, e previsão até 2031



A proposta de PDIRD-E 2024 refere que o SAIDI MT esperado em 2031 é de 59,3 minutos (uma ligeira melhoria face ao valor real registado em 2023, de 61,8 minutos), sendo expectável uma tendência de redução semelhante para o indicador TIEPI MT.

Reconhecendo o bom caminho já percorrido no que diz respeito à qualidade de serviço técnica das redes em AT e MT, a ERSE recomenda como aspeto a melhorar na versão final da proposta de PDIRD-E 2024 que sejam identificadas situações de alimentação às redes de BT, em que possa ser necessário proceder ao reforço da alimentação a partir da rede MT, designadamente para dar resposta a períodos limitados de tempo em que devido à simultaneidade dos consumos, aliado a um crescimento mais acelerado dos mesmos, possa resultar uma qualidade de serviço inferior à esperada.

Sem prejuízo da tendência de melhoria dos níveis globais de Qualidade de Serviço Técnica em comparação com a tendência europeia<sup>15</sup> – em particular, entre países cuja rede elétrica é predominantemente constituída por linhas aéreas, como é o caso de Portugal –, é importante dar especial atenção à melhoria da continuidade de serviço a localizações onde quer a duração, quer a frequência das interrupções ainda tenha margem de melhoria face à média nacional.

Uma outra vertente da qualidade de serviço técnica para a qual a ERSE recomenda que se passe a dar uma maior atenção corresponde à potencial degradação da qualidade de onda de tensão, que resulta de uma maior simultaneidade dos consumos ocorridos em períodos limitados do tempo, aliado a um crescimento mais acelerado dos mesmos. Poder-se-á justificar que, na versão final da proposta de PDIRD-E 2024, sejam identificadas situações de alimentação às redes de BT, em que se prevê a necessidade de proceder ao reforço da alimentação a partir da rede MT, para dar resposta a situações deste tipo já identificadas pelo operador da RND.

## 5.7 CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

Em linha com os exercícios de PDIRD-E anteriores, na proposta de PDIRD-E 2024, o operador da RND descreve os principais impactos e benefícios associados aos vários pilares estratégicos, apresentando nas fichas individuais de cada projeto de investimento a caracterização dos benefícios esperados ao longo da vida económica do projeto. Nestas fichas, o operador da RND apresenta, por exemplo, os benefícios esperados em termos de redução da energia não distribuída ou das perdas elétricas, apresentando igualmente, quando aplicável, o aumento esperado da capacidade de receção da injeção de nova produção, assim como a melhoria de indicadores de qualidade de serviço.

**A ERSE considera bastante positivo a incorporação no planeamento da RND de metodologias que permitam monetizar os benefícios associados a todos os programas de investimento, recomendando, por isso, ao operador da RND, que continue os trabalhos para que os resultados destas avaliações sejam mais sólidos.**

Adicionalmente, e atendendo à importância da comparação de cada projeto de investimento com uma alternativa ao mesmo, seja com outro projeto seja com recurso a soluções de flexibilidade, **a ERSE**

---

<sup>15</sup> [7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply](#)

recomenda ao operador da RND que em cada ficha dos projetos objeto desta análise sejam apresentados os resultados da análise custo-benefício realizada ou a fundamentação para a ausência da mesma.

## 5.8 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. 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 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 PDIRD-E ou em eventual esclarecimento dos respetivos regimes jurídicos do SEN sobre a não incorporação dos investimentos não específicos nos PDIR.

Em suma, recomenda-se o retorno à anterior metodologia, onde apenas eram incluídos nos Programas de Investimento das propostas de PDIRD-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.

## 5.9 OUTROS TEMAS

Para além dos temas anteriores e sobre os quais incidiram os principais comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRD-E 2024, há outros aspetos que, não tendo sido alvo da generalidade dos comentários, também foram abordados e que importa refletir, rever e melhorar, em sede de futuras propostas de PDIRD-E.

### AUTOMAÇÃO DA REDE

Nos últimos anos, têm vindo a ser instalados um elevado número de equipamentos de gestão da rede automatizados e telecomandados, quer em linhas aéreas MT, quer em postos de transformação, numa estratégia que permitiu atingir resultados positivos em termos de qualidade de serviço técnica.

No sentido de potenciar uma gestão mais otimizada da rede, é fundamental tirar o máximo partido das características destes equipamentos e da observabilidade da rede que os mesmos permitem, por exemplo, adotando uma estratégia de redução progressiva da extensão dos troços de rede de maior comprimento, ou aqueles em que se registre uma maior carga, permitindo assim uma melhoria no desempenho da rede.

### CIBERSEGURANÇA

A proposta de PDIRD-E 2024 sublinha a importância da aquisição, processamento e análise de dados, assim como dos investimentos relacionados com o aumento da cibersegurança, de forma a dar resposta às necessidades da rede e do setor.

Os investimentos que visam a cibersegurança procuram assegurar a implementação de medidas para proteger os dados e sistemas críticos contra os ataques cibernéticos, respeitando as indicações Europeias aplicáveis ao setor. Deste modo, o operador da RND prevê o desenho e a execução de um portefólio progressivo de obras, de perímetro holístico, que permitem a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação, abordando aspetos técnicos e processos organizacionais, num total de **15,5 milhões de euros**.

Na consulta pública foi comentada a necessidade de salvaguarda física e digital de toda a cadeia de atores e ativos ligada à RND, desde o ponto de injeção no produtor até ao ponto de entrega no utilizador final. Em última instância, pretende-se que entre todos os envolvidos perdure uma relação de confiança e segurança face a toda a cadeia de abastecimento.

A ERSE destaca como positiva a inclusão de projetos dedicados à cibersegurança, com destaque para o programa “Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações”.

#### **ESTRUTURA DO PLANO**

A ERSE assinala como positivo que, na proposta de PDIRD-E 2024, cada Projeto esteja alocado a um e um só Programa, no sentido de garantir maior transparência nos objetivos a alcançar. Esta prática deverá ser mantida nas edições de PDIRD-E subsequentes. Adicionalmente, decorre de decisão estratégica do operador da RND terminar Programas de Investimento, mas ainda assim, a transição de Projetos entre Programas deve ser revista e evitada na versão final da proposta de PDIRD-E 2024, na medida em que um Projeto é aprovado no âmbito de um determinado Programa.

Em linha com o parágrafo anterior, realça-se como positiva a maior transparência alcançada com a alteração de Vetores para Pilares Estratégicos, abandonando-se a anterior Matriz de Contribuições, que distribuía os investimentos dos diversos programas percentualmente pelos diferentes vetores. Esta nova estrutura permite uma melhor compreensão dos objetivos que se pretende atingir em cada um desses Pilares.

#### **PERSPETIVA FUTURA DA RND**

A RND tende a ser cada vez mais uma plataforma facilitadora da transição energética, devendo adaptar-se às transformações em curso, quer no que diz respeito à penetração do autoconsumo (incluindo a integração de excedentes em alguns períodos do dia), quer relativamente à capacidade de receção de injeção de nova produção renovável (que tenderá a crescer impondo novas necessidades de capacidade), para dar resposta aos desafios decorrentes das metas inscritas na versão atualizada do PNEC 2030.

Por outro lado, do ponto de vista do consumo, a RND deve ser suficientemente flexível para integrar consumos dinâmicos e variáveis no tempo, com uma maior utilização da rede em períodos de duração limitada, como são os casos de carregamento de veículos elétricos.

Por todos estes motivos, o planeamento e a gestão da RND, tem de ser igualmente flexível e dinâmica, assente num crescente conhecimento da rede por parte do operador da RND, que lhe permita tomar decisões seguras e disponibilizar a máxima capacidade, de receção ou de entrega, sem com isso colocar em causa a segurança da operação do sistema. Tal apenas será possível se o operador da RND proceder a

uma crescente transformação da rede, renovando-a e incorporando tecnologias e sistemas que permitam uma maior observabilidade e controlabilidade da rede e dos utilizadores a ela ligados.

Por outro lado, é fundamental que o desenvolvimento da rede integre cada vez mais soluções de flexibilidade local, quer do lado da oferta, quer do lado da procura, incluindo instalações de armazenamento, que contribuam para uma gestão mais ativa e adaptada à variabilidade do consumo e da produção renovável. Estas soluções de flexibilidade permitirão ainda ao operador da RND adiar (ou mesmo evitar) investimentos de reforço da rede, sempre que as soluções de flexibilidade o permitem.

Finalmente, é fundamental que a natureza flexível da rede se traduza, também, num acesso mais flexível, que permita a produtores e consumidores a ligação à rede, ainda que sem dispor da garantia da capacidade desejada ao longo de todo o tempo. Este acesso, com restrições, sendo essencial e necessário, não deve, contudo, substituir-se ao investimento no desenvolvimento da rede, devendo antes ser encarada como um complemento ao mesmo, permitindo uma otimização da atual rede e dos seus ativos, tornando-a igualmente eficiente do ponto de vista económico.

Esta é uma transformação que requer tempo, mas que é essencial para que a RND e o SEN possam estar preparados para responder aos futuros desafios associados à descarbonização dos consumos energéticos e à eletrificação da sociedade, e desse modo possibilitar o cumprimento das metas ambientais e energéticas inscritas na versão atualizada do PNEC 2030.

É, por isso, que, apesar de considerar que a atual proposta de PDIRD-E 2024 é adequada e responde aos desafios futuros, **a ERSE recomenda ao operador da RND que procure fundamentar da melhor forma possível as suas decisões de investimento, adotando sempre as soluções que se revelem mais eficientes do ponto de vista económico, como resultado de análises benefício custo comprovadas.**

A ERSE relembra ainda que a atual proposta de PDIRD-E 2024, apesar de abranger o horizonte temporal até 2030, será alvo de atualização em 2026, e que, nesse exercício, o operador da RND poderá rever as suas atuais propostas e pressupostos que as sustentam, e adaptar o PDIRD-E 2024, incluindo face a transformações na sociedade que venham a ocorrer.

#### OUTROS ASPETOS

Na sequência da consulta pública, foram recebidos diversos comentários assinalando como crítica a perspectiva de evolução do consumo e da ponta síncrona da RND. Alvo de um estudo realizado pelo

INESC-TEC, os cenários de projeção da procura disponibilizados pelo operador da RND contemplam projeções de ponta, estimada numa relação direta com a evolução do consumo.

Atendendo às mudanças em curso no setor, resultantes da descarbonização e eletrificação da economia, onde se destaca a crescente penetração do autoconsumo e a necessidade de uma cada vez maior integração de soluções de armazenamento autónomo, ambos descentralizados, existe uma tendência de redução da correlação entre a procura e a ponta, e, como tal, importa aprofundar os estudos sobre esta temática.

A ERSE reconhece que, no uso de dados de procura para efeitos de avaliação de impactes económicos, o operador da RND adotou os dados reais de consumo mais recentes até 2023, que constituem eles próprios uma atualização face às projeções inscritas no RMSA-E 2023. No entanto, recorda-se que o RMSA-E foi alvo de atualização recente, já posterior à elaboração da proposta de PDIRD-E 2024.

**Para contribuir para uma melhor avaliação dos impactes económicos e tarifários, importa considerar apenas os consumos referentes à energia distribuída com impactes tarifários, excluindo, portanto, os consumos isentos, nos termos do Regulamento Tarifário – bombagem e armazenamento.**

## 6 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

Neste capítulo, são apresentadas estimativas dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da RND, previstos na proposta de PDIRD-E 2024, nos proveitos unitários da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, a recuperar pela aplicação da tarifa de Uso das Redes de Distribuição em Alta Tensão e Média Tensão (AT e MT). Com base na evolução dos proveitos para esta atividade, realizam-se igualmente previsões para os respetivos impactes tarifários, desde logo, ao nível das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes, e, por fim, dos preços médios de referência de venda a clientes finais <sup>16</sup>.

### 6.1 ENQUADRAMENTO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DEE

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso às redes e têm um impacte significativo nos preços finais pagos por clientes abastecidos através das redes de distribuição.

Na figura seguinte, é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição (URD), desagregados por nível de tensão, assumem no total dos proveitos dos acessos<sup>17</sup>.

Observa-se, no entanto, que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de uso das redes diminuiu até 2021, em parte devido ao aumento dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, mas também decorrente da própria diminuição do valor dos proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição. Como observado na figura seguinte, nos exercícios tarifários de 2022 e 2023 ocorreu uma alteração substancial da estrutura de custos do setor elétrico, devido ao aumento muito significativo dos preços de eletricidade nos mercados grossistas<sup>18</sup>, que originou a inversão do sinal dos CIEG associados à produção com remuneração garantida, os quais passaram a ser um benefício para o SEN (nomeadamente os diferenciais de custos da produção com remuneração garantida). Mais recentemente, à medida que a crise energética se desagravou, a gradual

---

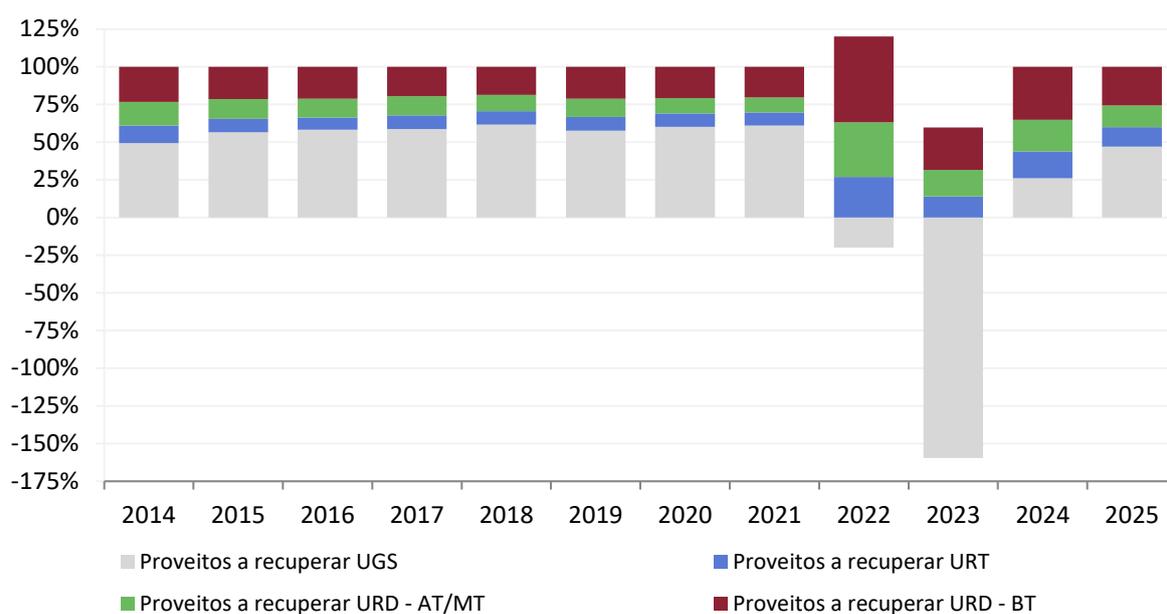
<sup>16</sup> Os preços médios de referência de venda a clientes finais são calculados com base nas tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, isto é, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

<sup>17</sup> 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.

<sup>18</sup> Decorrente da crise energética na Europa desencadeada pela invasão da Ucrânia.

redução dos preços de eletricidade no mercado grossista e, consequente, o aumento dos CIEG associados à produção, 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, embora com uma maior preponderância dos proveitos recuperados com as tarifas de uso de rede, designadamente de uso das redes de distribuição, comparativamente com o período anterior à crise energética de 2022.

Figura 6-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas



Fonte: ERSE

No que respeita à regulação económica, a partir de 2012 aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap* aos custos operacionais OPEX<sup>19</sup> da atividade de distribuição de energia elétrica, sendo os custos de investimento (amortizações e remuneração do ativo líquido aceite, CAPEX<sup>20</sup>) aceites em base anual<sup>21</sup>. A partir de 2018, foi aplicada uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos totais (conjunto dos custos

<sup>19</sup> OPEX: *Operational Expenditure*.

<sup>20</sup> CAPEX: *Capital Expenditure* = remuneração do ativo líquido aceite (taxa de remuneração\*Base de Ativos regulada) e amortizações.

<sup>21</sup> Até ao período de regulação 2009-2011, aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap* ao conjunto dos custos operacionais (OPEX) e de investimento (amortizações e remuneração do ativo líquido aceite, CAPEX) desta atividade, ou seja, ao TOTEX (CAPEX e OPEX).

operacionais e de investimento), ou seja, ao TOTEX (CAPEX e OPEX)<sup>22</sup>, mas apenas para o nível de tensão BT.

No período de regulação que se iniciou em 2022, foi introduzida na atividade de distribuição de energia elétrica uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX, tanto em AT/MT como em BT<sup>23</sup>. Com esta alteração pretendeu-se promover uma gestão mais eficiente e flexível da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização, descentralização e inovação no setor elétrico.

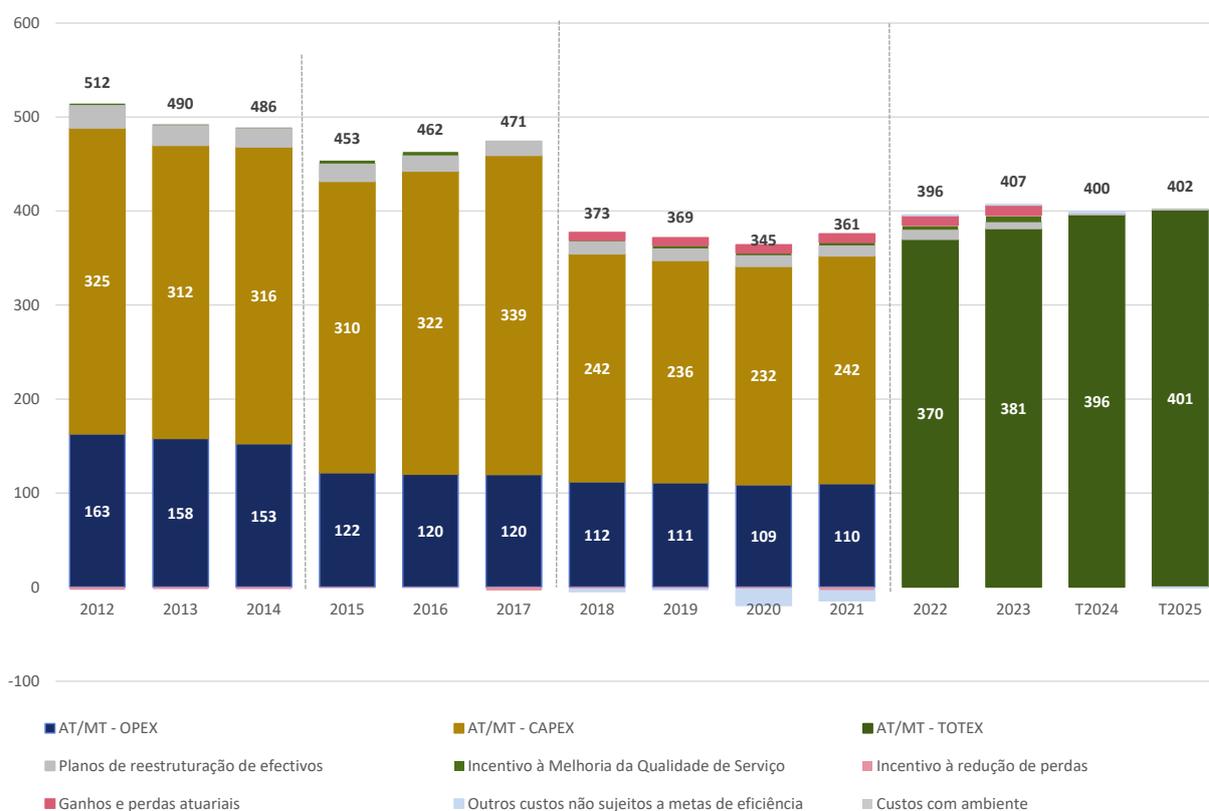
Com a metodologia de regulação aplicada a partir de 2022, passou a não ser possível individualizar o CAPEX do OPEX de cada ano em termos de proveitos permitidos da atividade de distribuição em AT/MT.

---

<sup>22</sup> TOTEX: *Total Expenditure* (CAPEX e OPEX).

<sup>23</sup> A metodologia aplicada à BT passou a incluir uma componente fixa que representa cerca de 37% do total dos proveitos. Esta metodologia encontra-se detalhada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”: <https://www.erse.pt/media/bjdnrr05/par%C3%A2metros-2022-2025.pdf>

Figura 6-2 - Proveitos permitidos reais e previstos em tarifas<sup>24</sup>



Fonte: ERSE

Observa-se que, em média, ao longo deste período (até ao ano de 2021), cerca de 67% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT dizem respeito aos custos associados aos investimentos neste nível de tensão, isto é, à remuneração e à amortização desses investimentos.

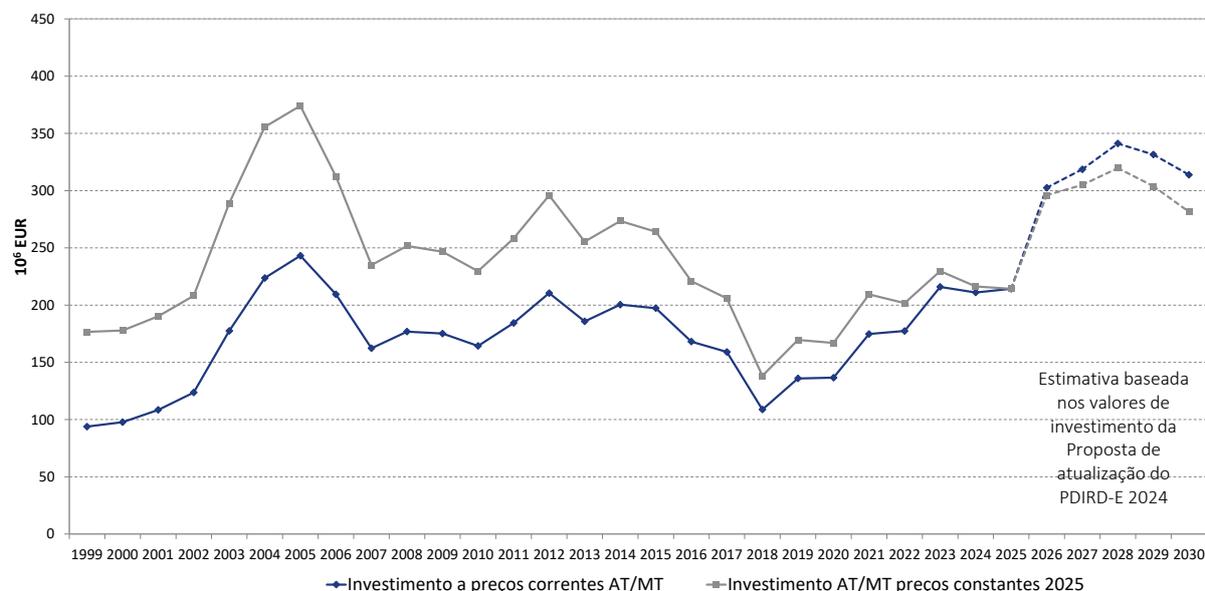
Tendo em conta o impacto das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, mais propriamente ao nível do CAPEX, quer quando remunerado diretamente, quer enquanto componente das bases de custos TOTEX, como adiante explicado, importa analisar a evolução dos investimentos desta atividade e o seu reflexo na base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

A Figura 6-3 apresenta a evolução a longo prazo dos investimentos na rede AT e MT, observando-se uma tendência de redução do investimento entre 2006 e 2018. Depois desse ano, a tendência inverte-se,

<sup>24</sup> Não incluem o efeito de ajustamentos.

destacando-se o incremento do investimento para níveis próximos dos máximos históricos, decorrente da presente proposta do PDIRD E-2024.

Figura 6-3 - Evolução do investimento na rede de AT/MT<sup>25</sup>



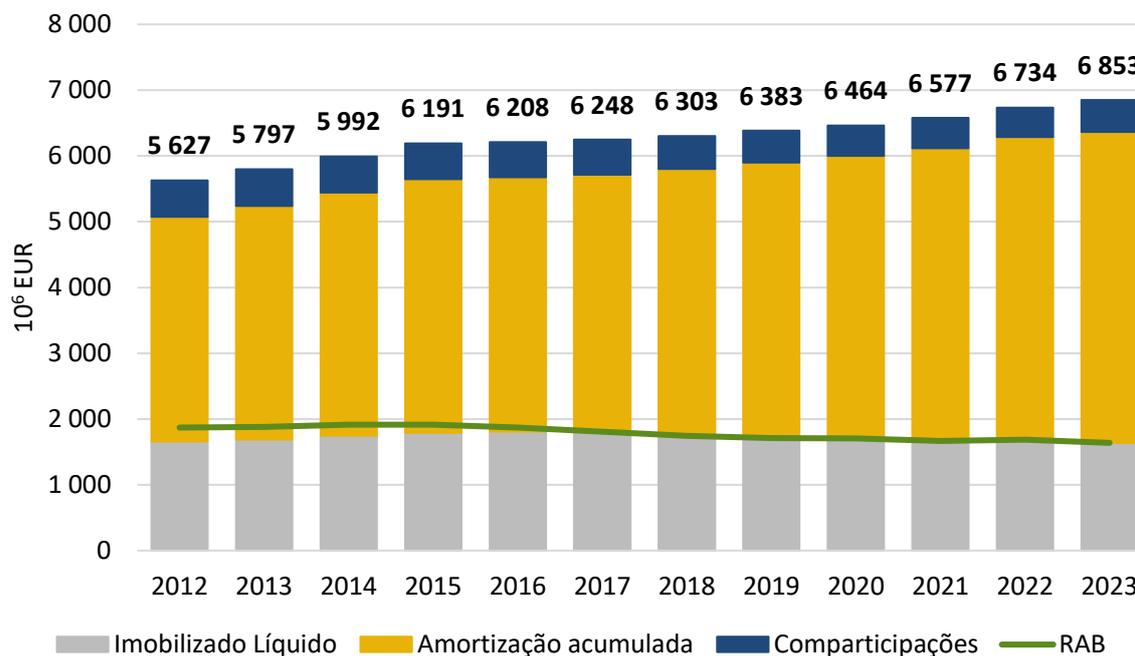
Fonte: ERSE, E-Redes

Mais recentemente, a diminuição do investimento na rede AT/MT que se verificou de 2006 a 2018 também é evidente quando se analisa a evolução do ativo, nomeadamente, a evolução do ativo regulado<sup>26</sup>, que observou uma ligeira diminuição até 2021, conforme ilustrado na Figura 6-4. Esta diminuição sinaliza o facto de até 2021 o nível de investimento ter sido inferior ao nível de amortizações e abates. Após 2021, observa-se uma maior volatilidade nos valores dos investimentos.

<sup>25</sup> Investimento em imobilizado tangível e intangível, incluindo custos primários, encargos de estrutura e gestão, contadores, participações financeiras e em espécie. Exclui custos financeiros e investimento em imobilizado em exploração.

<sup>26</sup> RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*, ativo líquido médio deduzido de subsídios e participações.

Figura 6-4 - Evolução do ativo em AT/MT



Fonte: ERSE

## 6.2 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE DEE (TOTEX) E EFEITOS NA ANÁLISE DE IMPACTES DO PDIRD

O impacte tarifário das propostas de PDIRD-E anteriores ao PDIRD-E 2024 tem sido apresentado nos respetivos pareceres da ERSE, enquanto impacte dos investimentos previstos nos proveitos do operador de rede, em cada ano do horizonte do PDIRD-E. Em particular, os pareceres da ERSE às propostas de PDIRD-E apresentavam estimativas de impacte nos proveitos permitidos da globalidade dos investimentos previstos nesses planos, assumindo que a atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT 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 dos investimentos realizados.

Nesse contexto, os investimentos realizados anualmente pela empresa tinham um impacte direto no CAPEX, logo nos proveitos permitidos anuais recuperados pelas tarifas, pelo que a análise económica de novos investimentos propostos nos PDIRD-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). O objetivo desta alteração consistiu em diminuir a relação direta existente entre os proveitos do operador da rede de distribuição e o investimento realizado e, deste modo, passar a não pré-condicionar as opções estratégicas de utilização de recursos, quer sejam OPEX ou CAPEX, com vista a permitir uma gestão economicamente mais eficiente da sua atividade. 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, num contexto de TOTEX, na análise dos impactes dos investimentos propostos nesta proposta de PDIRD-E 2024, deixa de ser possível apresentar a evolução anual esperada ao longo do período deste PDIRD-E 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.

Contudo, mesmo no atual contexto metodológico, continuam a ser necessárias a análise e a aprovação dos investimentos constantes dos PDIRD-E, para que possam ser considerados em todos os momentos subsequentes de avaliação económica e tarifária da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, nomeadamente na definição dos proveitos permitidos e dos parâmetros para cada período de regulação. Assim, na emissão deste parecer à proposta de PDIRD-E 2024, justifica-se que se estime o impacte dos investimentos na definição da base de custos TOTEX para o novo período de regulação e, por esta via, o seu impacte tarifário.

Para este efeito, a análise dos impactes económicos da presente proposta PDIRD E-2024 considera a manutenção desta metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX para o período de 2026 a 2030 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 do TOTEX para o período de 2026 a 2030 e, consequentemente, dos proveitos permitidos para esse período, considerando: i) os investimentos já realizados até 2025; ii) os investimentos previstos para o período de 2026 a 2027, aprovados anteriormente e; iii) os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2024. Para melhor se entender os impactos, a base de custos TOTEX foi desagregada em duas parcelas:

- uma parcela que integra o OPEX e o CAPEX de investimentos realizados e previstos anteriores ao PDIRD-E 2024 (investimentos dos pontos i) e ii) acima referidos);
- outra parcela que integra o CAPEX referente aos investimentos propostos no PDIRD-E 2024, que no contexto da metodologia *revenue cap* foi alisada para o período de 2026 a 2030 (investimento do ponto iii) acima referido).

Recorda-se que os procedimentos seguidos pela ERSE para inclusão no TOTEX dos proveitos que decorrem dos investimentos, assumem uma anualização desses proveitos. Nomeadamente, estima-se o CAPEX anual (remuneração do ativo líquido médio aceite, acrescido de amortizações do exercício) para os 5 anos do período em análise (2026 a 2030), 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 apresenta-se os pressupostos utilizados e as análises efetuadas.

### **6.3 IMPACTES ECONÓMICOS ESTIMADOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DEE AT/MT A RECUPERAR PELA TARIFA DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024**

#### **IMPACTE NOS PROVEITOS TOTAIS E UNITÁRIOS**

Com base nos dados fornecidos na proposta de PDIRD-E 2024 e em dados complementares solicitados, pela ERSE à E-REDES relativa aos valores dos investimentos efetuados durante os anos de 2024 e 2025 e aos pressupostos associados à política de depreciações e amortizações, foram avaliados os proveitos a recuperar pelas tarifas, com vista a efetuar simulações dos impactes dos custos de investimento propostos na proposta de PDIRD-E 2024 nos proveitos totais e unitários (por quantidade de energia elétrica distribuída) da atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) em AT/MT. Nestas simulações foram utilizados os cenários de evolução da procura descritos no Capítulo 3.

Adicionalmente, para a realização das simulações de impactes, os principais pressupostos considerados no cálculo de proveitos permitidos encontram-se resumidos no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 – Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de DEE em AT/MT

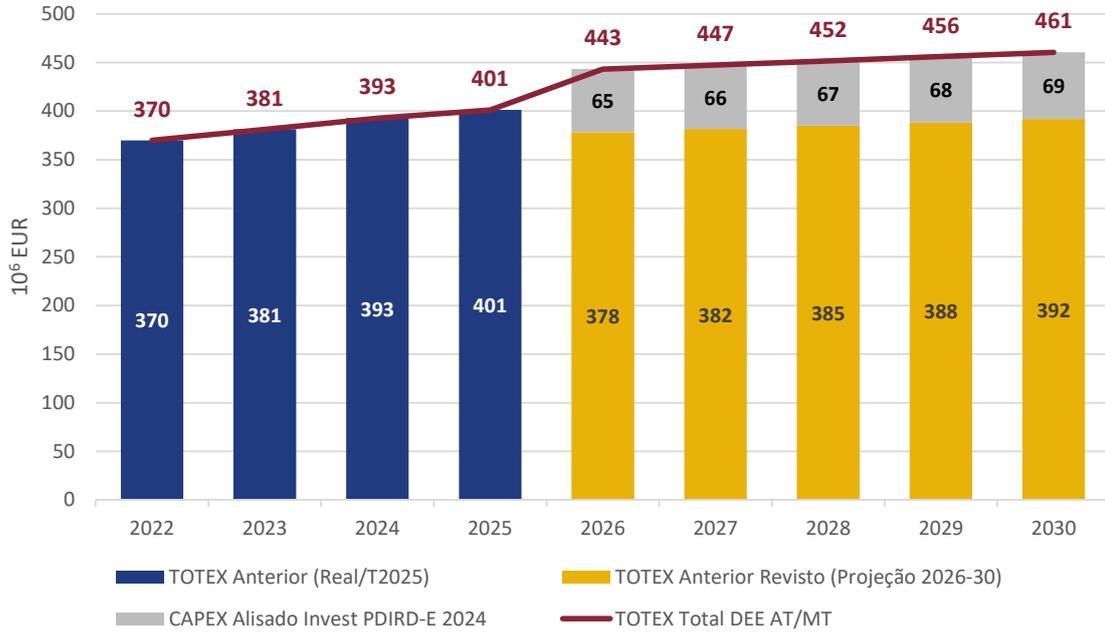
<b>Base de ativos (RAB)</b>	Valor de referência para as bases de ativos reguladas e amortizações acumuladas são os valores reais de 2023 com base na informação recebida no âmbito do processo tarifário para 2025 e estimados de 2024 e 2025 de acordo com a informação prestada pela E-REDES. A partir de 2026 (início do próximo período de regulação e do PDIRD-E 2024), acresce os investimentos não incluídos no PDIRD E-2024, segundo a informação prestada pela E-REDES.
<b>Taxa de amortização</b>	Valores de referência do exercício de 2025 obtidos a partir da relação entre amortizações do exercício e valores brutos dos ativos. Em 2024, a E-REDES alterou as vidas úteis de diversas classes de ativos impactando nas taxas de amortização. Na generalidade, a E-REDES incrementou a vida útil dos ativos impactando numa diminuição das taxas de depreciação e amortização. Assim, assume-se que o ano de 2025 reflete de forma mais adequada esta alteração. O valor de referência de 2025 foi, igualmente, aplicado aos ativos apresentados no PDIRD E-2024.
<b>Taxa de abates</b>	Média histórica da taxa de abates.
<b>Taxa remuneração ativos</b>	Taxa de remuneração de ativos estimado para tarifas de 2025: 5,53%.
<b>Gastos operacionais</b>	Incluídos no processo de cálculo do TOTEX nos termos dos procedimentos apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025”. Manteve-se os indutores de custos kms de rede e potência ligada de produtores (MVA) sujeitos a eficiência (0,75%). Os valores dos indutores mantiveram-se iguais aos valores estimado para 2025. Para a projeção dos valores para o período de 2026 a 2030 teve-se em conta os valores do IPIB estimados no processo tarifário de 2025.
<b>Ajustamentos</b>	Ajustamentos t-1 e ajustamentos t-2 não foram considerados.
<b>Outros</b>	Restantes rubricas de proveitos: à semelhança dos Pareceres a PDIRD-E anteriores, não se consideraram as rubricas de custos não controláveis (ganhos e perdas atuarias, custos com planos de reestruturação de efetivos, outros custos não sujeitos a metas de eficiência).

Fonte: ERSE

Refira-se que a E-REDES reviu as vidas úteis dos ativos efetuada com efeitos a partir de 2024. Tendencialmente, a E-REDES procedeu a um aumento das vidas úteis dos ativos consideradas para efeitos contabilísticos, com o objetivo de aproximar estas referências à vida útil técnica dos ativos. Esta revisão resultou numa diminuição dos montantes das amortizações e depreciações do exercício e num incremento do RAB.

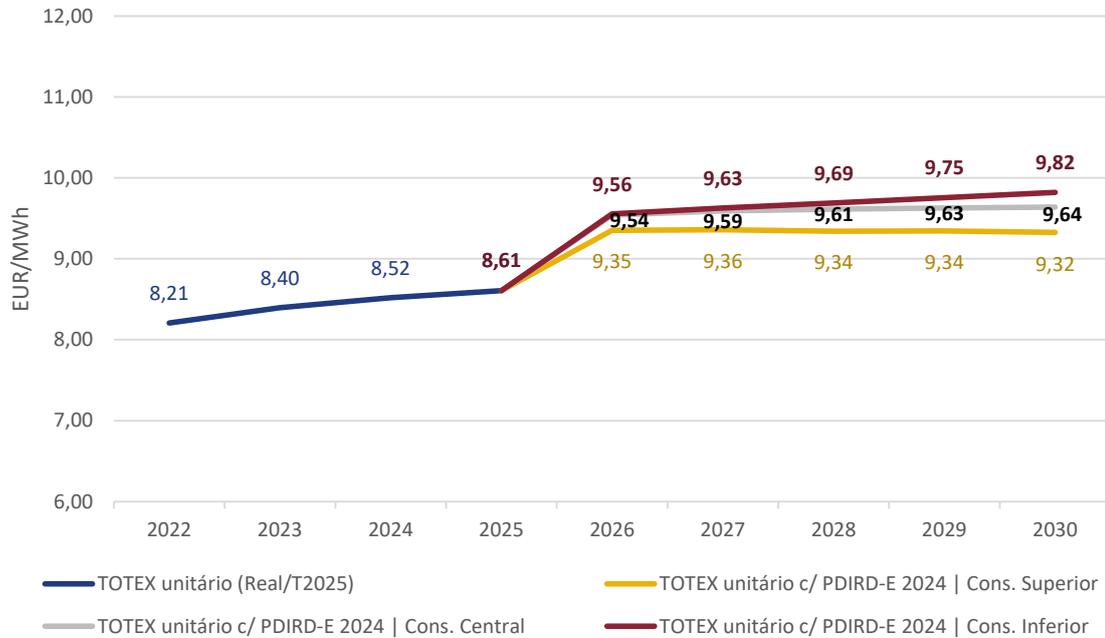
De seguida, é apresentada na Figura 6-5 e na Figura 6-6 a evolução dos proveitos permitidos totais e unitários, respetivamente, resultante do cenário de investimento PDIRD-E 2024, para os três cenários de procura definidos pela ERSE, detalhados no ponto 3.

Figura 6-5 - Proveitos totais da atividade de DEE em AT/MT – PDIRD-E 2024



Fonte: ERSE

Figura 6-6 - Proveitos unitários da atividade de DEE em AT/MT para diferentes cenários de evolução da energia veiculada pela rede – PDIRD-E 2024



Fonte: ERSE

Nesta análise, considera-se como ponto de partida o proveito unitário estimado de 2025. Observa-se que, em 2030, o proveito total e unitário a recuperar por aplicação das tarifas é superior ao valor de 2025 nos três cenários de procura ERSE. Recorda-se que os procedimentos da metodologia TOTEX adotada pela ERSE anuala os efeitos económicos dos investimentos, pelo que a análise dos impactes económicos deverá ser efetuada por período de regulação.

No quadro seguinte, apresenta-se um resumo comparativo do impacte nos valores de proveito unitário em 2030 face a 2025, resultantes dos cenários de procura, bem como as respetivas taxas de variação média anual e taxas de variação acumuladas para o período do plano.

**Quadro 6-2 – Resumo comparativo dos impactes em proveito unitário dos cenários analisados**

Investimentos	Consumo	2025	2026	2030	Variação do proveito unitário 2025 » 2030	
		Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual	Variação acumulada
Proposta PDIRD-E 2024	ERSE Superior	8,61	9,35	9,32	1,61%	8,33%
	ERSE Central	8,61	9,54	9,64	2,29%	11,96%
	ERSE Inferior	8,61	9,56	9,82	2,67%	14,08%

Fonte: ERSE

#### 6.4 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024

A análise de avaliação de impactes é efetuada ao nível das tarifas de Uso das Redes de Distribuição e, consequentemente, ao nível das tarifas de Acesso às Redes e dos preços médios de referência de venda a clientes finais<sup>27</sup>. Não se consideram alterações aos preços das restantes tarifas que compõem o preço final dos clientes, designadamente, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e as tarifas de Energia e de Comercialização.

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT são recuperados pelas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT. O peso destas tarifas nas tarifas de Acesso às Redes aprovadas para 2025 é apresentado no quadro seguinte.

<sup>27</sup> 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.

**Quadro 6-3 – Peso médio das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT nas tarifas de Acesso às Redes, aprovadas para 2025**

Nível de tensão	Tarifas aprovadas para 2025
AT	11%
MT	30%
BT	11%
BTN	10%

A avaliação dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2024 tem por base o cenário de investimento previsto detalhado no capítulo 8, bem como os cenários de evolução da procura anteriormente apresentados (Quadro 3-1), com os correspondentes efeitos em termos de proveitos permitidos na atividade de distribuição de energia elétrica. Os impactes tarifários são avaliados quanto à sua variação entre 2025 e 2030, ao nível das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, das tarifas de Acesso às Redes, e, por fim, dos preços médios de referência de venda a clientes finais.

O Quadro 6-4 apresenta os impactes tarifários no final do quinquénio do PDIRD-E 2024, em 2030, face a 2025, discriminados por nível de tensão, para o cenário de investimento correspondente à proposta de PDIRD-E 2024, considerando os três cenários de procura.

Quadro 6-4 – Impacte tarifário em 2030, face a 2025, da proposta de PDIRD-E 2024, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, 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 (acumulado) em 2030 face a 2025 (%)		
	Procura: Cenário ERSE Superior	Procura: Cenário ERSE Central	Procura: Cenário ERSE Inferior
Uso Rede Distribuição AT/MT	8,3%	12,0%	14,1%
Acesso às Redes	1,2%	1,7%	2,0%
AT	0,9%	1,3%	1,5%
MT	2,5%	3,6%	4,2%
BT	0,9%	1,2%	1,5%
BTN	0,8%	1,2%	1,4%
Preços Finais	0,5%	0,7%	0,8%
AT	0,2%	0,2%	0,3%
MT	0,7%	1,1%	1,3%
BT	0,4%	0,6%	0,7%
BTN	0,4%	0,6%	0,7%

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais. O Acesso às Redes e os Preços Finais excluem MAT

Analisando os valores apresentados, conclui-se que, no **cenário ERSE central**, resultaria num agravamento de +12,0% nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, que conduziria a aumentos de +1,7% nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,7% nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

No caso do **cenário ERSE superior**, o aumento das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT seria de +8,3%, enquanto, no **cenário ERSE inferior**, o acréscimo seria de +14,1%. As tarifas de Acesso às Redes teriam um agravamento de +1,2%, no cenário de **cenário ERSE superior**, e +2,0%, no **cenário ERSE inferior**. Também os preços médios de referência de venda a clientes finais se agravariam entre +0,5% e +0,8%, respetivamente, consoante seja apresentado o **cenário ERSE superior** ou o **cenário ERSE inferior**.

Os correspondentes impactes tarifários em termos médios anuais são apresentados no Quadro 6-5. Como se observa em qualquer um dos quadros, os impactos são, naturalmente, mais significativos quanto menor o consumo previsto.

Quadro 6-5 – Impacte tarifário médio anual entre 2025 e 2020, da proposta de PDIRD-E 2024, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, 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, em variação média anual (%), em 2030 face a 2025		
	Procura: Cenário ERSE Superior	Procura: Cenário ERSE Central	Procura: Cenário ERSE Inferior
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,7%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>
AT	0,2%	0,3%	0,3%
MT	0,5%	0,7%	0,8%
BT	0,2%	0,2%	0,3%
BTN	0,2%	0,2%	0,3%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,1%
MT	0,1%	0,2%	0,3%
BT	0,1%	0,1%	0,1%
BTN	0,1%	0,1%	0,1%

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais. O Acesso às Redes e os Preços Finais excluem MAT

Com base no quadro acima, verifica-se que, no **cenário ERSE central**, resultaria num aumento médio anual de +2,3% das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, entre 2025 e 2030. Este aumento conduziria a acréscimos médios anuais de cerca de +0,3% nas tarifas de Acesso às Redes. Por sua vez, os preços médios de referência de venda a clientes finais teriam um agravamento médio anual de +0,1%.

No caso do **cenário ERSE superior**, as tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT observariam, entre 2025 e 2030, um aumento médio anual de +1,6%, que representaria aumentos de +0,2%, nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1%, nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

No **cenário ERSE inferior**, seria esperado um agravamento tarifário mais acentuado, entre 2025 e 2030, de +2,7%, em termos médios anuais, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, o que conduziria a aumentos de +0,4% nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,2% nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Nos quadros seguintes desagrega-se a análise acima efetuada em dois períodos distintos, associados à alteração do período de regulação: (i) de 2025 para 2026; e (ii) de 2026 para 2030.

O Quadro 6-6 apresenta os impactes tarifários, em 2026 face a 2025, por nível de tensão.

Quadro 6-6 – Impacte tarifário em 2026, face a 2025, da proposta de PDIRD-E 2024, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, 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 em 2026 face a 2025 (%)		
	Procura: Cenário ERSE Superior	Procura: Cenário ERSE Central	Procura: Cenário ERSE Inferior
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>8,6%</b>	<b>10,8%</b>	<b>11,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,6%</b>
AT	0,9%	1,2%	1,2%
MT	2,6%	3,3%	3,3%
BT	0,9%	1,1%	1,1%
BTN	0,9%	1,1%	1,1%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>
AT	0,2%	0,2%	0,2%
MT	0,8%	1,0%	1,0%
BT	0,4%	0,5%	0,5%
BTN	0,4%	0,5%	0,5%

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais. O Acesso às Redes e os Preços Finais excluem MAT

Relativamente ao impacte tarifário em 2026 face a 2025, verifica-se que, nos diferentes **cenários de procura ERSE**, as tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, apresentariam um acréscimo significativo, entre +8,6% e +11,0%, dependendo do cenário de procura adotado. Este acréscimo reflete o nível de investimentos previstos no PDIRD-E 2024 e o pressuposto da manutenção da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX (no período de vigência do PDIRD-E 2024). Esta metodologia anualiza os proveitos permitidos associados aos ativos em exploração ao longo do período de regulação, sob a forma de um pagamento anual equivalente, isto é, de uma renda constante.

O Quadro 6-7 apresenta os impactes tarifários, em termos acumulados, em 2030 face a 2026.

**Quadro 6-7 – Impacte tarifário em 2030 face a 2026, da proposta de PDIRD-E 2024, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, 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 (acumulado) em 2030 face a 2026 (%)		
	Procura: Cenário ERSE Superior	Procura: Cenário ERSE Central	Procura: Cenário ERSE Inferior
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>-0,3%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,8%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,4%</b>
AT	0,0%	0,1%	0,3%
MT	-0,1%	0,3%	0,9%
BT	0,0%	0,1%	0,3%
BTN	0,0%	0,1%	0,3%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,1%
MT	0,0%	0,1%	0,3%
BT	0,0%	0,1%	0,1%
BTN	0,0%	0,1%	0,1%

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais. O Acesso às Redes e os Preços Finais excluem MAT

Dos quadros apresentados acima, verifica-se que os impactes tarifários da proposta PDIRD-E 2024 se concentrarão em 2026 face a 2025, por comparação com o período remanescente do quinquénio que finda em 2030, pelo facto de o investimento aumentar em 2026.

Para o período compreendido entre 2026 e 2030, conclui-se, a partir da análise do Quadro 6-7, que o PDIRD-E 2024 levará a um agravamento das tarifas de Uso das Redes de Distribuição, entre +1,0% e +2,8%, caso se verifiquem, respetivamente, o **cenário ERSE central** ou o **cenário ERSE inferior**.

No que se refere ao **cenário ERSE central**, prevê-se um agravamento de +0,2% nas tarifas de Acesso às Redes e um agravamento de +0,1% nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Se for adotado o **cenário ERSE inferior**, perspectiva-se um agravamento de +0,4% nas tarifas de Acesso às Redes e um agravamento de +0,2% nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Em sentido contrário, verificar-se-á, no **cenário ERSE superior**, um desagravamento, de -0,3%, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição, em 2030, face a 2026, e uma redução em -0,1% da tarifa de Acesso às Redes em MT. Para os restantes níveis de tensão, prevê-se, com base no mesmo cenário de procura, um impacto nulo tanto na tarifa de Acesso às Redes, bem como nos preços médios de referência de venda a clientes finais.

Os correspondentes impactes tarifários em termos médios anuais são apresentados no Quadro 6-8 – Impacte tarifário .

**Quadro 6-8 – Impacte tarifário médio anual entre 2026 e 2030, da proposta de PDIRD-E 2024, nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, 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, em variação média anual (%), em 2030 face a 2026		
	Procura: Cenário ERSE Superior	Procura: Cenário ERSE Central	Procura: Cenário ERSE Inferior
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,7%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,1%
MT	0,0%	0,1%	0,2%
BT	0,0%	0,0%	0,1%
BTN	0,0%	0,0%	0,1%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,0%	0,0%	0,1%
BT	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de referência de venda a clientes finais. O Acesso às Redes e os Preços Finais excluem MAT

O PDIRD-E 2024 originará, entre 2026 e 2030, um agravamento médio anual das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, de +0,3% e +0,7%, no **cenário ERSE central** e no **cenário ERSE inferior**, respetivamente. Por outro lado, verificar-se-á, perante o **cenário ERSE superior**, um desagravamento médio anual de -0,1% das tarifas de Uso das Redes de Distribuição.

Quanto às tarifas de Acesso às Redes, apenas no **cenário ERSE inferior** é esperado um aumento médio anual, de +0,1%. Os preços médios de referência de venda a clientes finais apresentam variações médias anuais nulas em todos os cenários de procura considerados.

---

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

