

## **PARECER**

# **PROPOSTA DE PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2019-2023 (PDIRD-E 2018)**



ÍNDICE

<b>PARECER.....</b>	<b>1</b>
<b>1 ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 PARECER .....</b>	<b>2</b>
<b>ANEXOS AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 .....</b>	<b>9</b>
<b>1 ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>9</b>
<b>2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 FACE À PROPOSTA DE 2016 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>12</b>
2.1 Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRD-E 2016 .....	12
2.2 Evolução da proposta de PDIRD-E 2018 face à proposta de PDIRD-E 2016.....	14
<b>3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE.....</b>	<b>17</b>
3.1 Contexto macroeconómico.....	17
3.2 Evolução da ponta .....	20
3.3 Evolução da procura de eletricidade.....	21
3.4 Opinião sobre a previsão da procura de eletricidade adotada na proposta de PDIRD-E 2018....	26
<b>4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....</b>	<b>29</b>
4.1 Princípios de planeamento e processo de seleção de investimentos .....	29
4.2 Princípios de planeamento .....	29
4.3 Critérios de seleção de investimentos .....	31
4.4 Análise e comentários da erse aos princípios de planeamento e ao processo de seleção de investimentos adotada na proposta de PDIRD-E 2018 .....	32
4.5 Análises de risco e de sensibilidade.....	34
4.6 Caracterização de informação sobre custos de investimento .....	36
4.7 Análise e comentários sobre caracterização de benefícios .....	37
4.8 Balanço intercalar.....	40
<b>5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018.....</b>	<b>42</b>
5.1 Montante global de investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2018 .....	42
5.2 Classificação do investimento.....	45
5.3 Classificação do investimento por natureza .....	46
5.3.1 Investimento Obrigatório .....	46
5.3.2 Investimento de Iniciativa da Empresa .....	48
5.4 Classificação por Vetor de Investimento.....	49
5.5 Classificação do investimento por programas de investimento .....	51
<b>6 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018.....</b>	<b>53</b>

6.1	Análise do investimento na melhoria da Qualidade de Serviço Técnica .....	53
6.1.1	Investimento global em QST.....	53
6.1.2	Benefícios esperados .....	56
6.1.3	Objetivo relativo aos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e análise de risco .....	58
6.1.4	Melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos.....	58
6.1.5	Redução do número de interrupções breves .....	59
6.1.6	Garantia da qualidade da onda de tensão .....	60
6.1.7	Aumento da resiliência de redes .....	60
6.2	Análise do investimento em segurança de abastecimento .....	65
6.2.1	Ligações a centros produtores .....	66
6.2.2	Ligações a instalações de consumo.....	70
6.2.3	Segurança da operação da RDN .....	72
6.2.4	Renovação e reabilitação de ativos na RND .....	75
6.2.5	Coordenação entre operadores da RND e da RNT .....	77
6.3	Análise do investimento no vetor “eficiência de rede” .....	80
6.4	Análise do investimento no vetor “Eficiência Operacional” .....	84
6.5	Análise do investimento no vetor “Acesso a Novos Serviços e Inovação” .....	87
6.6	Outras considerações.....	90
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS.....</b>	<b>93</b>
7.1	Impactes estimados nos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa.....	93
7.2	Análise dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018 .....	104
7.3	Análise e comentários .....	106

## PARECER

### 1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao estabelecido no n.º 1 do artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de plano de desenvolvimento e investimento quinquenal da RND para o período de 2019 a 2023 (PDIRD-E 2018).

A DGEG apreciou a proposta e determinou algumas alterações, tendo comunicado à ERSE a proposta reformulada, cabendo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação vigente, promover uma consulta pública aos seus conteúdos, com a duração de 30 dias úteis.

A ERSE submeteu a consulta pública a proposta de PDIRD-E 2018 que lhe foi submetida, e que decorreu entre os dias 1 de março e 15 de abril do corrente ano.

Findo o período da consulta pública, nos termos dos números 6 e 7 do referido artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação vigente, compete à ERSE emitir um parecer sobre a proposta de PDIRD-E 2018.

## 2 PARECER

### A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

1. O setor energético encontra-se num momento de transição, em que a necessária e consensual descarbonização das economias justifica uma maior eletrificação da sociedade. De entre os objetivos assumidos externamente por Portugal, relativos à defesa do clima e do plano de ação para a mitigação das consequências das alterações climáticas, destacam-se as metas definidas para a política climática e energética no âmbito da União Europeia, e que visa atingir, até 2030, uma redução de, pelo menos, 40% nas emissões de gases com efeito de estufa, em comparação com os níveis de 1990; visa também, em 2030, um aumento para 32% da quota-parte das energias renováveis no consumo final de energia e ainda uma melhoria de 32,5% na eficiência energética em comparação com as projeções.
2. Qualquer dos três objetivos anteriores é impactante no desenvolvimento das redes de distribuição de eletricidade, em particular, pelo expectável aumento da quota de produção a partir de fontes de energia renovável, pela maior descentralização da produção, pela alteração do papel do consumidor final, que, com maior probabilidade, atuará como produtor para o seu autoconsumo, por um incremento acentuado da eficiência energética, e pela adoção de novas formas de conversão e gestão de energia, como sejam a mobilidade elétrica e o armazenamento distribuído.
3. Dependendo muito daquilo que a evolução tecnológica vier a permitir, existem muito menos certezas do que incertezas quanto às consequências dessa evolução para as redes elétricas. Apesar do princípio da “eficiência energética primeiro”, algumas certezas permitem antever um aumento do consumo final de eletricidade como consequência da transição do consumo de outros vetores energéticos mais poluentes. Por sua vez, existe também a certeza de que a rede elétrica irá evoluir de uma rede em que a energia flui, no essencial, da Muita Alta Tensão para a Baixa Tensão, para uma outra realidade, em que os fluxos serão muito mais complexos e incertos, podendo fluir em sentido oposto. Assim, não existem certezas quanto à evolução futura da utilização dos diferentes níveis de tensão das redes elétricas, não estando garantido que ocorrerá um aumento do seu nível de utilização devido ao desacoplamento previsto entre consumo final de eletricidade e a utilização das redes elétricas.
4. A menor utilização das redes para satisfazer o consumo de energia elétrica não é o único fator que pode influenciar as necessidades de investimento. Estas necessidades podem igualmente ser revistas em função da digitalização em curso e ao conseqüente maior recurso às tecnologias de informação (*smart grids*), o que permitirá um melhor conhecimento do estado dos equipamentos dessas redes e a antecipação das respetivas necessidades de manutenção, possibilitando uma gestão ativa das cargas,

com um elevado potencial de redução das pontas de carga a que as redes de distribuição estão sujeitas. Deste modo, os investimentos na digitalização e em tecnologias de informação acabarão por se traduzir em benefícios ao nível da otimização das necessidades de investimento em equipamento convencional e em ganhos de eficiência para o setor e para os consumidores (utilizadores). Esta deverá ser um dos intuitos desta evolução tecnológica.

5. Esta perspetiva tem que ser refletida nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (PDIRD-E), em coordenação com os planos equivalentes para a Rede Nacional de Transporte (PDIRT-E). Tal como está instituído, o processo de aprovação das propostas de PDIRD-E permite uma análise quase contínua sobre a evolução das principais motivações e necessidades de investimento justificativas das sucessivas propostas a aprovar de dois em dois anos pelo concedente. Deste modo, será possível acompanhar, e antecipar as consequências de toda esta previsível evolução, elaborando uma resposta adequada.

#### **EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

6. No que respeita ao conteúdo, e comparativamente com o PDIRD-E 2016 aprovado, assinalam-se as seguintes alterações e novos conteúdos, introduzidas na proposta de PDIRD-E 2018:
  - Estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018;
  - Disponibilização de informação adicional sobre a garantia de segurança de abastecimento a capitais de distrito (critério N-1), classificadas como zonas A de Qualidade de serviço, indicando aquelas em que ainda não está garantida essa segurança N-1;
  - Apresentação da estimativa da evolução das perdas técnicas globais da RND, considerando as redes AT e MT;
  - Descrição de investimentos que não se enquadram nos 5 vetores estratégicos de investimento, identificados como “Outros”, permitindo uma melhor compreensão do tipo de investimentos propostos;
  - Apresentação dos resultados preliminares dos estudos sobre variáveis relevantes para a evolução das pontas de carga das subestações AT/MT;

- Apresentação dos resultados da análise realizada sobre a evolução das ligações de nova produção distribuída a nível local, e análise das expectativas futuras para a ligação de nova capacidade de produção;
  - Informação relativa à capacidade das subestações AT/MT para receção de nova capacidade de produção, identificando as limitações da rede AT que derivem de eventuais limitações na RNT.
  - Apresentação simplificada do estudo, em desenvolvimento, para a melhoria da análise do impacto dos investimentos “análise custo/benefício” para cada um dos 5 vetores estratégicos, em particular nos vetores “eficiência operacional” e “acesso a novos serviços”;
  - Apresentação da lista ordenada dos projetos de investimento associados a cada vetor estratégico, hierarquizados por prioridade;
  - Inclusão no capítulo 11 de um balanço intercalar sobre o grau de execução dos projetos incluídos no PDIRD-E 2016 aprovado, com a comparação dos valores de investimento previstos para cada vetor estratégico com os valores efetivamente realizados (anos 2015, 2016 e 2017);
  - Desagregação dos projetos de investimento já incluídos no PDIRD-E 2016 daqueles que são propostos pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2018.
7. Na análise realizada à proposta de PDIRD-E 2018, a ERSE vê como positivo que a atual proposta incorpore uma análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura a satisfazer com recurso às redes de distribuição, procurando analisar o seu impacto a nível local (concelho), em termos da calendarização dos investimentos. Apesar desta melhoria, a ERSE recomenda que esta análise de sensibilidade deva ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação. A ERSE recomenda, igualmente, que a análise contemple cenários que melhor reflitam a incerteza quanto ao impacto da eficiência energética, do autoconsumo e da mobilidade elétrica na procura a satisfazer através das redes de distribuição.
8. A ERSE realça ainda como positivo a melhor fundamentação em torno da decisão de investir na renovação de ativos de rede e respetivos projetos de investimento, tendo por base indicadores que permitam caracterizar a condição dos equipamentos e que resultem, segundo critérios objetivos, na necessidade de substituição dos mesmos ou da sua manutenção em exploração, independentemente da sua idade contabilística. Mais uma vez, a ERSE recomenda que se estude uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da RND, permitindo demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas. A ERSE sublinha, no entanto, a expectativa de que no PDIRD-E 2020 possam já ser quantificados os custos evitados com estas ações de renovação/reabilitação.

#### A OPÇÃO ENTRE OS DIFERENTES CENÁRIOS DE INVESTIMENTO APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

9. A proposta de PDIRD-E 2018, para o período de 2019 a 2023, beneficia do facto de ter sido submetida na sequência da aprovação consecutiva do PDIRD-E 2014 e do PDIRD-E 2016, e do facto de os anos de 2019, 2020 e 2021 serem coincidentes com o período de abrangência do PDIRD-E 2016 aprovado.
10. Em linha com o Parecer da ERSE, a proposta de PDIRD-E 2016, submetida a consulta pública em 2016, sofreu uma redução de 50 M€. O valor de investimento aprovado para o quinquénio 2017-2021 foi, assim, de 799 M€.
11. Por sua vez, a proposta de PDIRD-E 2018 apresenta o mais baixo nível de investimento nas redes em AT e em MT desde 2002, com 3 cenários de investimentos, assumindo um cenário central (cenário 2) correspondente a 744 M€ a custos totais. Como alternativas, apresenta um cenário 1 e um cenário 3 correspondentes, respetivamente, a 694 M€ e a 824 M€.
12. Com o cenário 2 de investimento, a EDP Distribuição compromete-se a manter o esforço para melhorar a qualidade do serviço aos clientes pior servidos, mas assume um risco de degradação da duração média das interrupções de fornecimento elétrico em 3,5 minutos face ao valor adotado como referência na atual proposta de PDIRD-E (valor estimado do indicador SAIDI MT<sup>1</sup> para 2017 de 77,6 minutos). Esta situação resulta do facto de, para manter a qualidade atual, ser necessário assegurar um investimento anual entre 50 a 70 M€ em projetos associados ao vetor Qualidade de Serviço, e do facto do desgaste natural dos ativos ao longo do tempo implicar uma degradação deste indicador em cerca de 19 minutos anuais.
13. O cenário 3 de investimento é aquele em que a EDP Distribuição assegura a manutenção do atual nível de qualidade de serviço, enquanto, por sua vez, o cenário 1 tem associado um risco de degradação da duração média das interrupções de fornecimento elétrico em 6 minutos, embora em ambos se assuma o compromisso de manter o esforço para melhorar a qualidade do serviço aos clientes pior servidos.
14. Apesar da melhoria alcançada em termos de continuidade de serviço nos últimos anos, em Portugal continental, ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão desta tendência acarretaria consequências negativas com reflexos para o futuro, resultando numa redução de competitividade e produtividade da nossa indústria e serviços, e uma degradação na qualidade de vida percebida pelos clientes domésticos, que dificilmente seriam aceites.

---

<sup>1</sup> SAIDI MT – Indicador de continuidade de serviço correspondente à “duração média das Interrupções longas do sistema” (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “*System Average Interruption Duration Index*”

15. Para evitar esta deterioração, a ERSE recomenda à EDP Distribuição que, no triénio 2019-2021, concretize os investimentos propostos no cenário 3 para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, e que se traduzem num acréscimo de 16,6 M€ face ao previsto para este mesmo vetor no cenário central de investimento (cenário 2).
16. Esta recomendação fundamenta-se no resultado negativo resultante da análise benefício-custo ao cenário 2 e à opção de adiar estes investimentos, em que se constata que a degradação estimada do SAIDI MT em 5% do valor de referência corresponde a um acréscimo anual da energia não distribuída (END) da ordem de 420 MWh anuais, equivalente a um valor económico direto junto dos clientes domésticos e industriais da ordem dos 1,5 M€ anuais.
17. Em suma, a ERSE analisou os diferentes projetos específicos de investimento apresentados na proposta da EDP Distribuição e, partindo do cenário 2 de investimento, propõe dar parecer positivo à realização de um conjunto de investimentos que assegurem, ao mesmo tempo, uma não degradação da qualidade de serviço atual e uma variação tarifária nula entre 2019 e 2023.

#### **A OPÇÃO PELO CENÁRIO DE PROCURA**

18. Face às incertezas quanto à evolução da procura abastecida a partir das redes de distribuição, ao contrário dos pareceres anteriores, a avaliação do impacto tarifário dos cenários de investimento foi efetuada para um cenário de procura mais conservador. Este cenário, definido pela ERSE, pressupõe uma redução desta procura, prevendo-se para 2023 um nível de procura idêntico ao verificado em 2017.
19. Apesar da aposta num caminho que passe por uma maior eletrificação da sociedade (por exemplo refletida num aumento do consumo devido à penetração dos veículos elétricos rodoviários), esta visão conservadora de considerar um cenário de procura inferior reflete os impactos prováveis da eficiência energética e do desacoplamento previsto entre o referido crescimento do consumo elétrico e a efetiva evolução da utilização das redes elétricas devido, por exemplo, a fenómenos como a produção para o autoconsumo.

#### **CONCLUSÃO SOBRE O IMPACTO TARIFÁRIO DE ADOÇÃO DA RECOMENDAÇÃO DA ERSE**

20. Para que no horizonte de vigência deste PDIRD-E, isto é, até 2023, esta opção implique uma variação tarifária anualizada nula, a solução recomendada pela ERSE passa ainda por propor uma redução ligeira do total do investimento no quinquénio, face ao proposto no cenário 2 pela EDP Distribuição (redução

de 744 para 738 M€, a custos totais). No entanto, essa redução não deve afetar o vetor Qualidade de Serviço Técnica. Para tal, aposta-se na afetação e redistribuição desta redução pelos restantes vetores de investimento, de modo a assegurar-se por um lado uma variação tarifária anualizada nula e, por outro, que a qualidade de serviço não se degrada em todo o quinquénio. Assim, ao acréscimo de 16,6 M€ em projetos de investimento associados ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica, a ERSE recomenda contrapor uma redução de, respetivamente, 11,7 M€ em 2022 e 11,5 M€ em 2023, nos restantes vetores de investimento. Com este cenário de investimento recomendado pela ERSE, caso o cenário conservador de procura venha efetivamente a ocorrer, observar-se-á um ligeiro acréscimo tarifário até 2022, que será totalmente compensado no último ano desta proposta de PDIRD-E, por forma a assegurar uma variação tarifária nula entre 2019 e 2023.

21. Importa realçar que o ano 2019 corresponde a um ano de extrema exigência, enquanto referência para a avaliação do impacto tarifário da proposta de PDIRD-E 2018, por ser o ano em que o preço médio das tarifas de uso das redes de distribuição foi o mais baixo desde o início da regulação, isto é, desde 1999.
22. O peso do preço médio destas tarifas na fatura dos clientes de energia elétrica tem diminuído significativamente, tanto por força dos objetivos impostos pelo regulador para a racionalização económica desta atividade, designadamente face à evolução do consumo de energia elétrica satisfeito pelas redes de distribuição<sup>2</sup>, como pelo aumento do valor de outros custos externos à atuação do regulador, designadamente os Custos de Interesse Económico Geral.
23. Este Parecer da ERSE assume, assim, uma posição prudente no investimento a realizar na RND, apostando-se que esta necessidade de redução de investimento, recomendada para 2022 e 2023, possa ser reavaliada dentro de pouco mais de um ano, aquando da apresentação da proposta de PDIRD-E 2020, momento esse que representará também uma oportunidade para melhor avaliar o quão conservador terá sido o cenário de procura inferior adotado.
24. No anexo a este Parecer, e que dele faz parte integrante, a ERSE apresenta uma análise mais aprofundada à proposta de PDIRD-E 2018, que identifica algumas das alterações introduzidas face à proposta de PDIRD-E 2016 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 vetor de investimento.

---

<sup>2</sup> O impacte da evolução da procura nos proveitos permitidos é desenvolvido no Anexo ao presente Parecer.



## ANEXOS AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

### 1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, procedeu à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

Assim, nos termos do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro que altera a redação anterior dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o operador da RND deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Nesse enquadramento, a EDP Distribuição, enquanto operador da RND, apresentou à DGEG uma proposta de PDIRD-E 2018, que por sua vez apreciou o documento e determinou eventuais alterações.

De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

A DGEG submeteu igualmente ao operador da Rede Nacional de Transporte (ORT) a proposta de PDIRD-E 2018, para emissão de parecer no prazo de 60 dias.

Nesse enquadramento e no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública a proposta de PDIRD-E 2018, elaborada pelo operador da RND, que decorreu entre os dias 1 de março e 15 de abril de 2019. Tal como previstos, os processos de consulta pública

representam uma ocasião para a avaliação da oportunidade das propostas de PDIRD-E e dos projetos de investimento que a compõem, por parte dos intervenientes do setor.

Tendo contado com treze entidades participantes, a Consulta Pública traduziu-se num processo de recolha de informação e comentários dos diferentes agentes económicos, consumidores e empresas, sobre a proposta de PDIRD-E 2018 submetida pelo operador da RND, e subsequente à apreciação da DGEG.

Finda a Consulta Pública, cabe à ERSE emitir Parecer sobre a proposta de PDIRD-E, enviando-o no prazo de trinta dias ao operador da RND e à DGEG. No seu Parecer, a ERSE emite a sua opinião sobre a proposta de PDIRD-E 2018 recebida, à luz das competências que lhe são atribuídas, tendo presente o atual contexto técnico-económico, levando em linha de conta toda a informação recolhida, e beneficiando dos diferentes contributos e sugestões recebidos durante a Consulta Pública.

A ERSE preparou um documento síntese dos principais comentários recebidos durante a Consulta Pública que será disponibilizado em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo ORT, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E 2018, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 30 dias úteis, 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.

A aprovação da proposta de PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT, e, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, após discussão na Assembleia da República.

É relevante realçar que, a 27 de junho de 2017, foi aprovado pelo Sr. Secretário de Estado da Energia (SEEn) o PDIRD-E 2016 e os programas e projetos de investimento nele contidos, que abrangiam o horizonte de investimentos de 2017 a 2021. Este facto tornou a proposta de PDIRD-E 2016 na primeira proposta de plano de desenvolvimento e investimento nas redes que, enquadrada na legislação aprovada de 2012, é analisada na sequência de um plano anterior já aprovado.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição, anteriormente descrito, encontra-se ilustrado na figura seguinte.

Figura 1-1 - Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE

## 2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 FACE À PROPOSTA DE 2016 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

### 2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2016 foram os seguintes:

Quantificação de Benefícios: A ERSE salientou a importância de continuar a procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios (em valores associados às grandezas físicas e em euros) para melhor fundamentar a decisão de investimento, incluindo a evolução dos benefícios que advêm da implementação do plano, nomeadamente os decorrentes da melhoria nos indicadores da qualidade de serviço, redução de perdas nas redes, redução dos custos operacionais do Operador da RND e outros indicadores a considerar.

Balço intercalar: Na sequência de diversos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE recomendou ao operador da RND que, em cada proposta de PDIRD-E futura, efetue um balanço intercalar dos projetos aprovados em prévias edições de PDIRD-E, que se encontrem já implementados e, sempre que possível, efetue uma avaliação intercalar dos benefícios já alcançados desde a sua entrada em exploração

Identificação de projetos já aprovados: No sentido de permitir a separação entre os projetos de investimento que surgem pela primeira vez nas propostas futuras de PDIRD-E e aqueles que já constavam dos PDIRD-E anteriores que entretanto foram já aprovados, a ERSE recomendou que fossem identificados os novos projetos de investimento que não constavam das proposta anterior, e que para os que constavam, que fossem identificados os projetos já aprovados em PDIRD-E anteriores, incluindo alterações de calendarização ou de montante de investimento.

Perdas Técnicas: A ERSE sublinhou a necessidade de monitorizar com mais rigor a evolução das perdas técnicas nas redes, na sequência da conclusão do programa de instalação de telemedida na fronteira MT/BT, permitindo separar o balanço energético das redes em BT do balanço das redes em MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas por nível de tensão.

Classificação do investimento: Em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE recomendou a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir que no enquadramento

económico atual e a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

Análise da Procura: A ERSE realçou como positivo a análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar disso, a ERSE recomendou que a análise de sensibilidade fosse realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação. A ERSE recomendou ainda que, para futuras propostas de PDIRD-E, fosse encontrada uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor que face às alternativas estudadas, os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

Segurança de abastecimento (Critério N-1): A ERSE sublinhou a importância da informação sobre indicadores objetivos e quantificáveis que permitam identificar as necessidades de investimento, tal como o indicador relativo ao número de capitais de distrito em que não esteja garantida a reserva N-1, bem como uma maior fundamentação sobre as decisões de investir em novas subestações em zonas A.

Projeto de aumento Resiliência de rede: No âmbito do vetor de investimento QST e do aumento de resiliência das redes, a ERSE realçou a importância do investimento em projetos neste domínio, mas na sequência da consulta pública, considerou ser fundamental que no exercício de PDIRD-E 2018, o operador fundamentasse a decisão na realização de um balanço intercalar de demonstração dos benefícios estimados decorrentes da implementação do Projeto Piloto do Lourical.

Produção distribuída: A ERSE fez notar a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local, uma vez que esta não se distribui de igual forma ao longo do país.

Capacidade de receção de nova produção: A ERSE recomenda que seja complementada a informação disponibilizada em anexo, relativa à capacidade das subestações AT/MT, identificando de um modo simples (eventualmente na forma de mapa com dados em tabela) as principais limitações da rede AT que derivem de eventuais limitações da RNT. Idêntico exercício se justifica para as linhas MT e respetivas subestações AT/MT a montante, devido ao crescimento expectável da produção distribuída ligada à MT e à BT.

Investimento inovador: Quanto ao investimento inovador, nomeadamente ao projeto de instalação de DTC em postos de transformação, que já fazia parte do PDIRD-E 2014, a ERSE reafirmou que os projetos

envolvendo investimento inovador na RND, pelo risco acrescido que lhe está associado, devem ser objeto de uma análise benefício-custo mais detalhada.

Renovação e reabilitação de ativos: A ERSE recomenda apenas que seja disponibilizada informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos.

Concessões em BT: O operador da RND deverá acompanhar os impactos da renegociação das concessões de BT para a RND e, se necessário, introduzir alterações em versões futuras da proposta de PDIRD-E.

## 2.2 EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

No que respeita ao conteúdo, e comparativamente com o PDIRD-E 2016 aprovado, assinalam-se as seguintes alterações e novos conteúdos, que foram introduzidas na proposta de PDIRD-E 2018:

- Estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018 (ponto 1.3.1);
- Disponibilização de informação adicional sobre a garantia de segurança de abastecimento a capitais de distrito (critério N-1), classificadas como zonas A de Qualidade de serviço, indicando aquelas em que ainda não está garantida essa segurança N-1 (ponto 4.1.2);
- Apresentação da estimativa da evolução das perdas técnicas globais da RND, considerando as redes AT e MT (ponto 4.1.4);
- Descrição de investimentos que não se enquadram nos 5 vetores estratégicos de investimento, identificados como “Outros”, permitindo uma melhor compreensão do tipo de investimentos propostos (ponto 4.1.7);
- Apresentação dos resultados preliminares dos estudos sobre variáveis relevantes para a evolução das pontas de carga das subestações AT/MT (ponto 5.5.3);
- Apresentação dos resultados da análise realizada sobre a evolução das ligações de nova produção distribuída a nível local, e análise das expectativas futuras para a ligação de nova capacidade de produção (ponto 6.3 e Anexo 9.C);
- Informação relativa à capacidade das subestações AT/MT para receção de nova capacidade de produção, identificando as limitações da rede AT que derivem de eventuais limitações na RNT.

- Apresentação simplificada do estudo, em desenvolvimento, para a melhoria da análise do impacto dos investimentos “análise custo/benefício” para cada um dos 5 vetores estratégicos, em particular nos vetores “eficiência operacional” e “acesso a novos serviços” (ponto 7.4 e Anexo 9.B);
- Apresentação da lista ordenada dos projetos de investimento associados a cada vetor estratégico, hierarquizados por prioridade (ponto 7.6 e Anexo 11);
- Inclusão no capítulo 11 de um balanço intercalar sobre o grau de execução dos projetos incluídos no PDIRD-E 2016 aprovado, com a comparação dos valores de investimento previstos para cada vetor estratégico com os valores efetivamente realizados (anos 2015, 2016 e 2017);
- Desagregação dos projetos de investimento já incluídos no PDIRD-E 2016 daqueles que são novos e são propostos pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2018 (Anexos 12B e 12C).

O quadro seguinte compara os principais pressupostos do PDIRD-E 2016, aprovado, com aqueles utilizados na proposta de PDIRD-E 2018, elaborada pelo Operador da RND e submetida à ERSE pela DGEG.

Quadro 2-1 - Comparação dos principais aspetos da proposta de PDIRD-E de 2018 e o PDIRD-E 2016

		PDIRD-E 2016 Aprovado	Proposta PDIRD-E 2018
<b>Cenário macroeconómico</b>		Taxa de variação anual do PIB: 2017=1,3%, 2018-2021=1,2% (abaixo das previsões RMSA-E 2016)	Taxa de variação anual do PIB: 2019-2020=1,9% ; 2021-2023=1,8% (acima das previsões RMSA-E 2016)
<b>Evolução da Procura de Eletricidade</b>	Cenários procura	» 3 cenários: Cenários Inferior, Central e Superior definidos com um modelo econométrico de previsão da Procura de Eletricidade da EDP Distribuição. Os cenários de procura obtidos são inferiores aos do RMSA-E 2016. O modelo econométrico projeta um crescimento mais acentuado para os níveis de tensão mais elevados.	» 3 cenários: Cenários Inferior, Central e Superior definidos com um modelo econométrico de previsão da Procura de Eletricidade da EDP Distribuição, que projeta cenários de crescimento ligeiramente superiores aos do RMSA-E 2016. A previsão aponta para um crescimento mais acentuado em Baixa Tensão.
	Consumo anual	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT atinge 46,3TWh em 2021 (Cenário Central) TCMA 2017-2021: 0,87%	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT atinge 47,4TWh em 2023 (Cenário Central) TCMA 2019-2023: 1,06%
	Ponta síncrona de carga RND	2015 real: 8442 MW Cenário Central: 8286 MW em 2017 para 8474 MW em 2021 TCMA 2017-2021: 0,56%	2017 real: 8526 MW Cenário Central: 8247 MW em 2019 para 8462 MW em 2023 TCMA 2019-2023: 0,65%
<b>Investimentos</b>	Cenários investimento	Apresentação de 3 cenários de investimento, adota-se o cenário central e realiza-se análises de sensibilidade aos restantes, com impacto principalmente a nível da qualidade de serviço global.	Apresentação de 3 cenários de investimento, adota-se o Cenário 2 (central) e realiza-se análises de sensibilidade aos restantes. O nível da qualidade de serviço é o principal driver para a alteração dos custos de investimento entre estes cenários.
	Segmentação de projetos	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento são os seguintes (valores aprovados): 1. Segurança de Abastecimento: 19,9M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 36,6M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 8M€/ano 4. Eficiência Operacional: 11,1M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 6,2M€/ano  Outros: 10,3M€/ano.	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento no Cenário 2 (central) são os seguintes: 1. Segurança de Abastecimento: 21M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 35M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 7,8M€/ano 4. Eficiência Operacional: 11,5M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 5,5M€/ano  Outros: 7,9M€/ano.
	Montantes de investimento	<b>Custo Total 2017-2021: 799,4M€</b> Invest. Custos Primários: 519,1M€ (460,6M€ Invest Específico + 58,5M€ Invest. Não Específico) Custos de estrutura e gestão = 257,5M€ (45% Invest custos primários) Encargos financeiros = 22,6M€ (4% Invest custos primários)	<b>Custo Total 2019-2023: 744,5M€</b> Invest. Custos Primários 2019-2023: 502,5M€ (446,8M€ Invest Específico + 55,6M€ Invest. Não Específico) Custos de estrutura e gestão = 230,5M€ (46% Invest custos primários) Encargos financeiros = 11,5M€ (2,3% Invest custos primários)
<b>Impactos nos proveitos unitários</b>		O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2021, é idêntico ao ano de referência de 2016 (9,05€/MWh). Este valor corresponde ao obtido após a redução de 10% dos investimentos indicado no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2016	O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT previsto para 2023 no cenário 2 de investimento e no cenário central de consumo (7,78€/MWh) é inferior ao do ano de referência 2018 (8,25€/MWh)
<b>Análise Custo-Benefício</b>		Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício.  A redução no indicador SAIDI MT resultante do investimento aprovado é de 41 minutos. Os benefícios associados aos projetos de investimento do PDIRD-E 2016 representam em 2021 ganhos anuais de energia não distribuída de 5,45GWh. Os benefícios do investimento no vetor eficiência de rede são de 73,7GWh anuais.	Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício.  A redução no indicador SAIDI MT resultante dos projetos previstos no cenário 2 é de 19 minutos. Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento propostos no cenário 2 representam em 2023 ganhos anuais de energia não distribuída de 2,04GWh. Os benefícios do investimento proposto no cenário 2 com impacto na eficiência de rede, apontam para uma redução de perdas de 71,4GWh anuais.

Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

### 3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

#### 3.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND identifica o PIB como a variável macroeconómica que influencia a evolução do consumo de eletricidade em Portugal transversalmente aos diferentes níveis de tensão<sup>3</sup>, considerando ainda a variável consumo privado no caso da BTN. A comparação dos cenários macroeconómicos mais recentes e os apresentados, tanto na proposta de PDIRD-E 2018, como em ambos os Relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional de 2016 e de 2018 (RMSA-E 2016 e RMSA-E 2018) é um exercício útil, tendo em vista a avaliação de possíveis desvios da procura de energia elétrica constante na proposta de PDIRD-E 2018, face à evolução expectável para a procura baseada em dados mais recentes.

Registe-se que a proposta de PDIRD-E 2018 foi realizada posteriormente à publicação do RMSA-E 2016 e previamente ao RMSA - E 2018, tendo o RMSA-E 2016 servido de referência na elaboração desta proposta de PDIRD-E 2018 sujeita ao atual parecer da ERSE.

No Quadro 3-1 abaixo é possível comparar as previsões mais recentes de diversos organismos para a economia portuguesa.

Quadro 3-1 - Previsões para a economia portuguesa

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2017	2018	2019 <sup>P</sup>	2020 <sup>P</sup>	2021 <sup>P</sup>	2019 <sup>P</sup>			2020 <sup>P</sup>			2021 <sup>P</sup>			2022 <sup>P</sup>	2023 <sup>P</sup>
	INE e Banco de Portugal	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI	
<b>PIB</b>	<b>2,8</b>	<b>2,1</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,6</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	
Consumo privado	2,3	2,5	2,3	1,8	1,4	2,7	1,9	2,3	1,9	1,5	1,9	1,6	1,2	1,2	1,2	
Consumo público	0,2	0,8	0,9	0,7	0,5	0,3	1,6	0,8	0,2	1,3	0,5	0,2	0,7	1,3	1,0	
Investimento	9,2	5,6	5,9	5,0	4,7	6,8	6,2	4,6	5,8	4,2	5,0	5,2	4,2	3,4	3,3	
Exportações	7,8	3,7	3,7	3,8	3,9	3,8	4,1	3,2	3,7	4,1	3,5	3,6	4,2	4,2	4,2	
Importações	8,1	4,9	5,5	4,7	4,2	6,3	5,2	4,9	4,7	4,7	4,6	4,1	4,2	4,1	4,1	
Inflação*	1,6	1,2	1,0	1,4	1,5	0,8	1,1	1,1	1,2	1,5	1,6	1,3	1,7	1,8	1,9	
Deflador do PIB	1,5	1,4	1,5	1,7		n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,7	1,6	n.d.	1,7	1,7	1,7	
Desemprego (% população ativa)	8,9	7,0	6,2	5,6	5,6	6,1	6,2	6,2	5,5	5,7	5,7	5,2	6,1	6,0	5,9	

Nota: (\*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC); Fontes: Banco de Portugal - "Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2021", dezembro 2018, e "Boletim económico, março de 2019"; FMI, "Portugal: 2017 Article IV Consultation", Country Report No. 18/273, set. 2018, "World Economic Outlook" out.2018, "World Economic Outlook Update" abr.2019 e "Staff Concluding Statement of the 2019 Article IV Mission", mai. 2019; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2019; INE, Contas Nacionais Trimestrais, dados reais 4.º Trimestre 2018.

<sup>3</sup> No estudo "Previsão da procura de eletricidade 2018-2024", que é apresentado no Anexo 10 da proposta de PDIRD-E 2018.

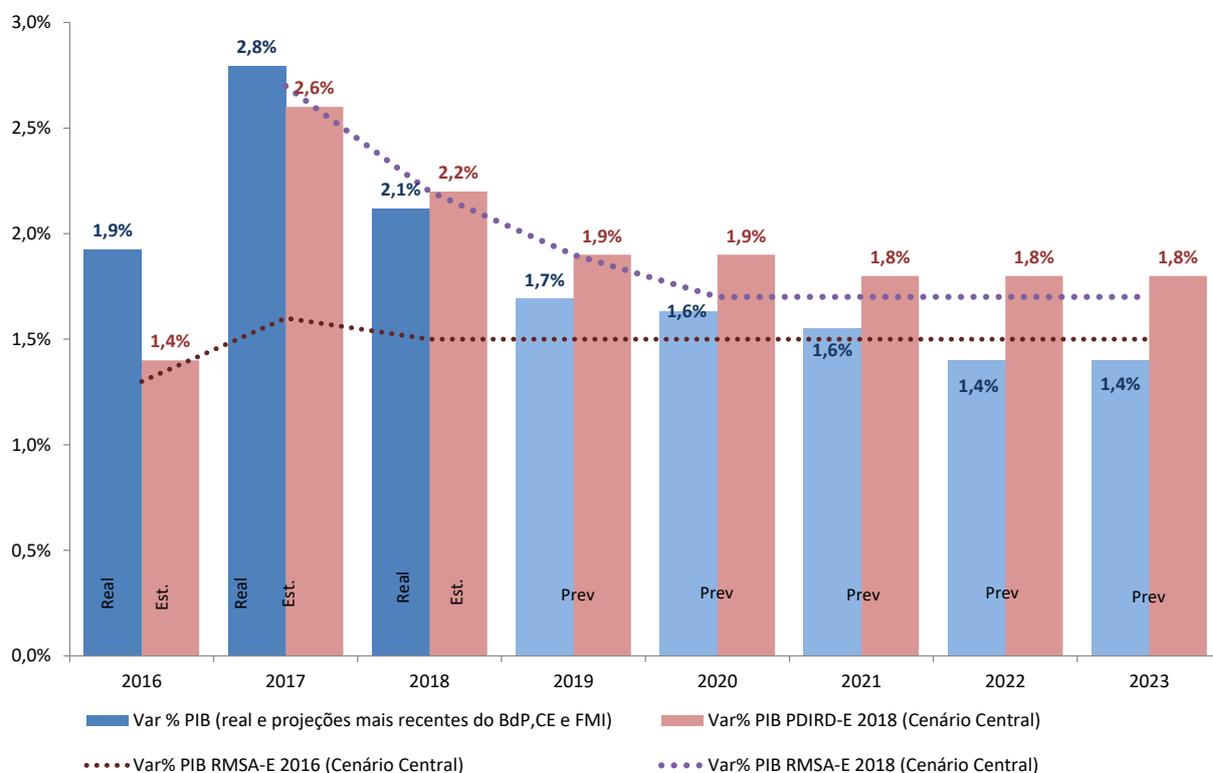
Na Figura 3-1 comparam-se os dados relativos às previsões para Portugal dos diversos organismos, tendo como base a média dessas previsões com as apresentadas na proposta de PDIRD-E 2018 e nos RMSA-E 2016 e 2018. Na proposta PDIRD-E 2018, o operador da RND, opta pelo ajustamento, relativamente ao RMSA-E 2016, dos indicadores macroeconómicos, apresentando um cenário macroeconómico mais otimista no período no Plano, consequência da evolução real do PIB até 2016 e projeções para 2017 das diversas fontes consultadas<sup>4</sup>.

A utilização dos dados mais recentes existentes à altura de elaboração do documento, ao invés dos valores apresentados no RMSA-E 2016, permitem observar que a variação do PIB constante na proposta de PDIRD-E 2018 esteja mais próxima dos dados mais recentes para os anos de 2018 e 2019. No entanto, verifica-se, a partir de 2020, uma divergência entre as previsões do PDIRD-E 2018 e as previsões das entidades consultadas, devido sobretudo à revisão em baixa do desempenho da economia portuguesa e mundial. Neste contexto, destaque-se ainda que a diminuição das projeções, em cerca de uma décima a partir de 2020, da taxa de variação do PIB apresentadas no RMSA-E 2018 relativamente às identificadas na proposta de PDIRD-E 2018, permitem refletir o arrefecimento da economia portuguesa, pese embora numa magnitude inferior às perspectivas mais atuais.

---

<sup>4</sup> Ministério das Finanças, Banco de Portugal, Comissão Europeia, OCDE e FMI.

Figura 3-1 - Evolução do PIB prevista nos RMSA-E 2016 e 2018, na proposta de PDIRD-E 2018 e dados mais recentes

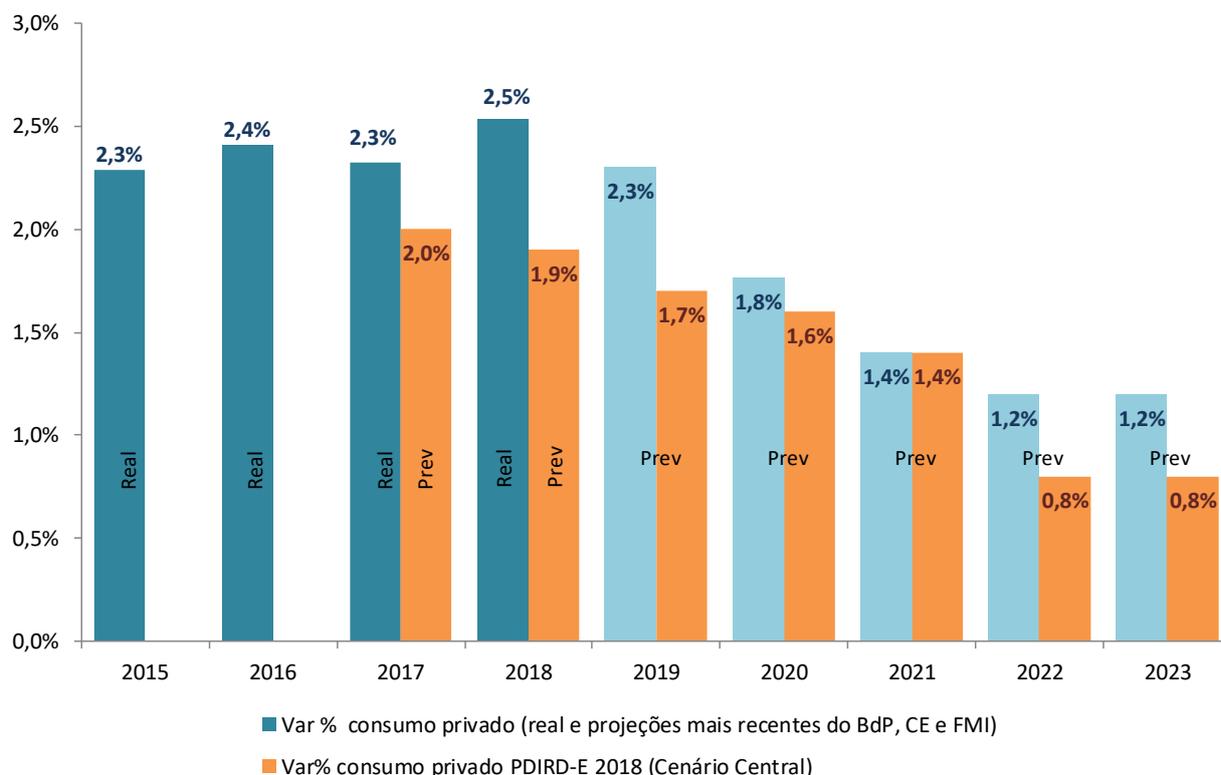


Fonte: DGE (RMSA-E 2016 e 2018) e EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018); Real e projeções mais recentes: Até 2018 – INE e BdP; 2019-2020 – Média das previsões BdP, CE e FMI; 2021 – Média das previsões BdP e FMI; 2022-2023 – FMI

A comparação das previsões para a evolução do consumo privado é apresentada na Figura 3-2. Da análise desta figura, pode-se observar que, de forma genérica, as previsões apresentadas na proposta de PDIRD-E 2018<sup>5</sup> para a evolução do consumo privado são ligeiramente mais pessimistas do que as previsões mais recentes, tanto no curto como a longo prazo.

<sup>5</sup> Entre os anos de 2020 e 2024, as taxas de variação do PIB no cenário central apresentadas na Tabela 3.1.1 do Anexo 10 da proposta de PDIRD-E 2018 têm uma inconsistência com os valores do mesmo período apresentados na Figura 5.1 do Capítulo 5.

Figura 3-2 - Evolução do consumo privado prevista na proposta de PDIRD-E 2018 e dados mais recentes

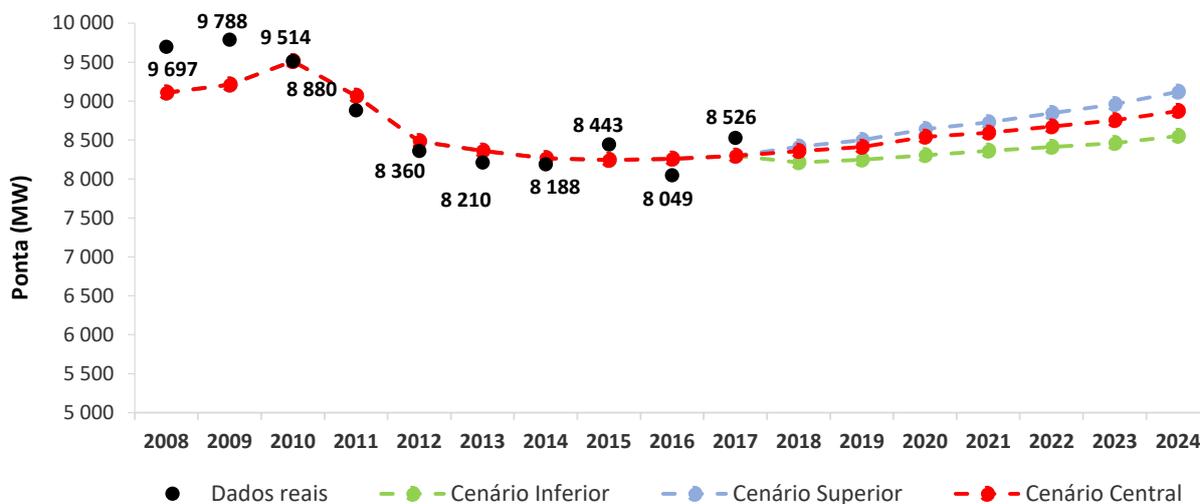


Fonte: EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018); Real e projeções mais recentes: Até 2018 – INE e BdP; 2019-2020 – Média das previsões BdP, CE e FMI; 2021 – Média das previsões BdP e FMI; 2022-2023 – FMI;

### 3.2 EVOLUÇÃO DA PONTA

No que diz respeito às pontas de carga, o documento da proposta de PDIRD-E 2018 caracteriza a evolução histórica da ponta síncrona desde 2008, observa-se que após uma tendência decrescente entre 2009 e 2014 se registaram ligeiras oscilações, tendo em 2017, último ano com dados reais disponíveis, registado uma subida de 6% face ao ano anterior, mas ainda substancialmente abaixo do máximo atingido em 2009.

Figura 3-3 - Evolução da ponta anual de potência ocorrida nas subestações AT/MT da EDP Distribuição



Fonte: EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

Em termos de previsão, o operador da RND apresenta três cenários de previsão, considerando-se em todos os casos um ligeiro aumento da ponta síncrona anual a partir de 2018. O cenário central apresenta uma Taxa de crescimento média anual (TCMA) de cerca de 1% entre 2019 e 2023, no entanto, em nenhuma das circunstâncias, no horizonte temporal do Plano, a ponta anual síncrona ultrapassa o valor máximo atingido em 2009.

De forma a estimar a ponta síncrona anual foi estudada a relação entre esta variável e a evolução da procura de eletricidade (energia entrada RND), assim como o peso do consumo doméstico e da iluminação pública no consumo total do continente. Neste âmbito, o operador da RND refere ainda que “...para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos”.

### 3.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Os pressupostos de evolução da procura de eletricidade são fundamentais na avaliação do planeamento e na tomada de decisão sobre os investimentos a realizar nas redes de distribuição, pelas seguintes razões:

- Económicas, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade na proporção dos seus consumos;
- Técnicas, embora não haja uma relação direta entre o investimento e o consumo médio, o investimento deve, no entanto, ser ajustado para satisfazer as pontas de carga nos pontos de entrega e para garantir o escoamento da capacidade de produção ligada às redes de distribuição para diferentes regimes de produção e de carga.

Deste modo, a análise às previsões da procura da proposta de PDIRD-E 2018 efetuada neste capítulo é uma ferramenta importante da avaliação da racionalidade técnica e económica do conjunto dos investimentos apresentados nesse documento.

A proposta de PDIRD-E 2018 refere que as previsões para a evolução do consumo anual de eletricidade tiveram em conta:

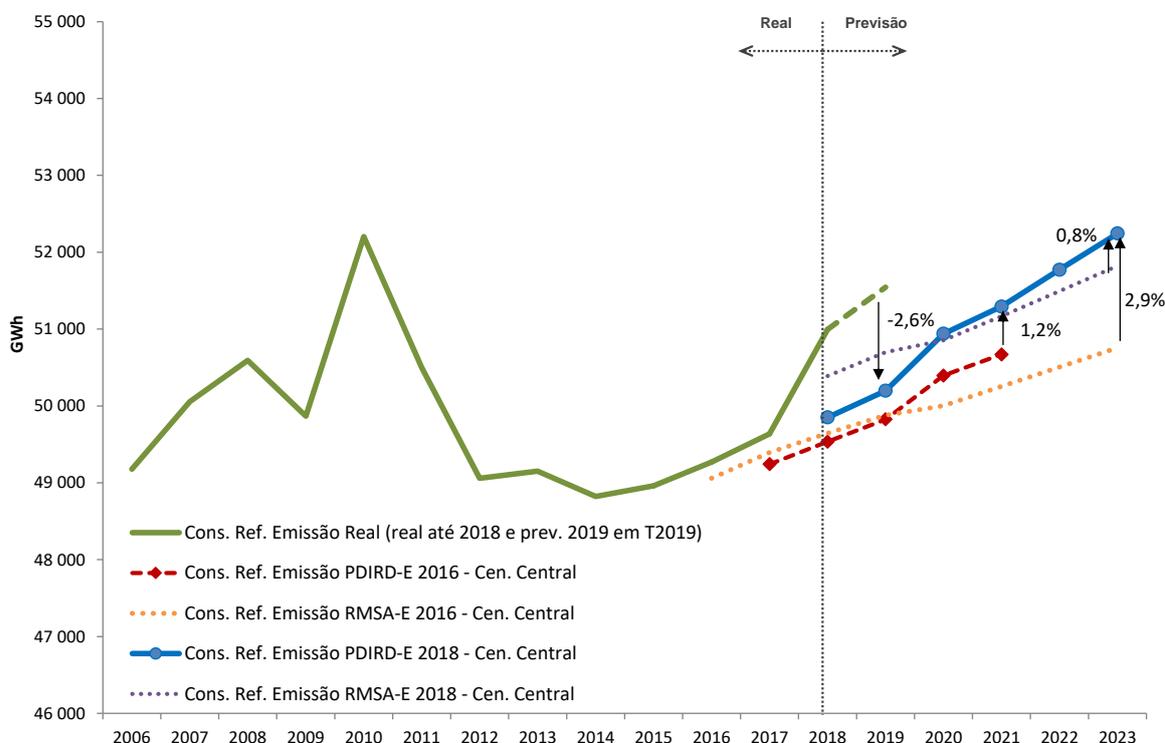
- Uma avaliação dos pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2017-2030 (RMSA-E 2016);
- O estudo “Previsão da procura de eletricidade 2018-2024” realizado pela EDP Distribuição<sup>6</sup>, que considerou a evolução do consumo de eletricidade e atividades reais de 2017 e as previsões para a evolução do nível de atividade económica mais recentes existentes à data da elaboração do mesmo.

A Figura 3-4 permite comparar as previsões de evolução do consumo referido à emissão na perspetiva da proposta de PDIRD-E 2018 com as previsões do RMSA-E 2016, RMSA-E 2018 e do PDIRD-E 2016 aprovado.

---

<sup>6</sup> Apresentado no Anexo 10 da proposta de PDIRD-E 2018

Figura 3-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto na proposta de PDIRD-E 2018, no RMSA-E 2016 e no PDIRD-E 2016



Fonte: ERSE, DGEG (RMSA-E 2016 e 2018), EDP Distribuição (PDIRD-E 2016 e proposta de PDIRD-E 2018)

Nesta figura verifica-se que o consumo referido à emissão subjacente à proposta de PDIRD-E 2018 foi revisto em alta face ao RMSA-E 2016 e PDIRD-E 2016, refletindo o alinhamento com os valores reais de 2016 e 2017. Relativamente a 2021, último ano do PDIRD-E 2016 aprovado, a proposta de PDIRD-E 2018 apresenta um consumo superior em cerca de 1,2%, enquanto para o último ano da atual proposta, 2023, o consumo é estimado em 2,9% superior relativamente ao RMSA-E 2016.

O cenário central da proposta de PDIRD-E 2018 tem subjacente uma taxa de variação de consumo referido à emissão de aproximadamente 1%, e antecipa que, apenas no último ano do Plano, 2023, o consumo referido à emissão supere os valores de 2010.

No que concerne às previsões apresentadas no RMSA-E 2018, o consumo real de janeiro e fevereiro de 2018 encontram-se incorporados no cálculo da procura de 2018, vantagem relativamente aos anteriores estudos, o que permitiu o cálculo de um valor mais preciso e mais alinhado com o valor realmente observado no final de 2018. Destaque-se, no entanto, que no cenário central do RMSA-E 2018, a TCMA do consumo referido à emissão é inferior à taxa de variação apresentada no cenário central do PDIRD-E 2018,

sendo que, em termos absolutos, a procura prevista na proposta de PDIRD-E 2018 ultrapassa a antecipada no RMSA-E-2018 para 2023, em 0,8%.

No estudo da EDP Distribuição para a previsão da procura de eletricidade para 2018-2024, usado como referência na proposta de PDIRD-E 2018, foram consideradas diversas variáveis explicativas para a evolução do consumo de eletricidade, designadamente o PIB e o consumo privado.

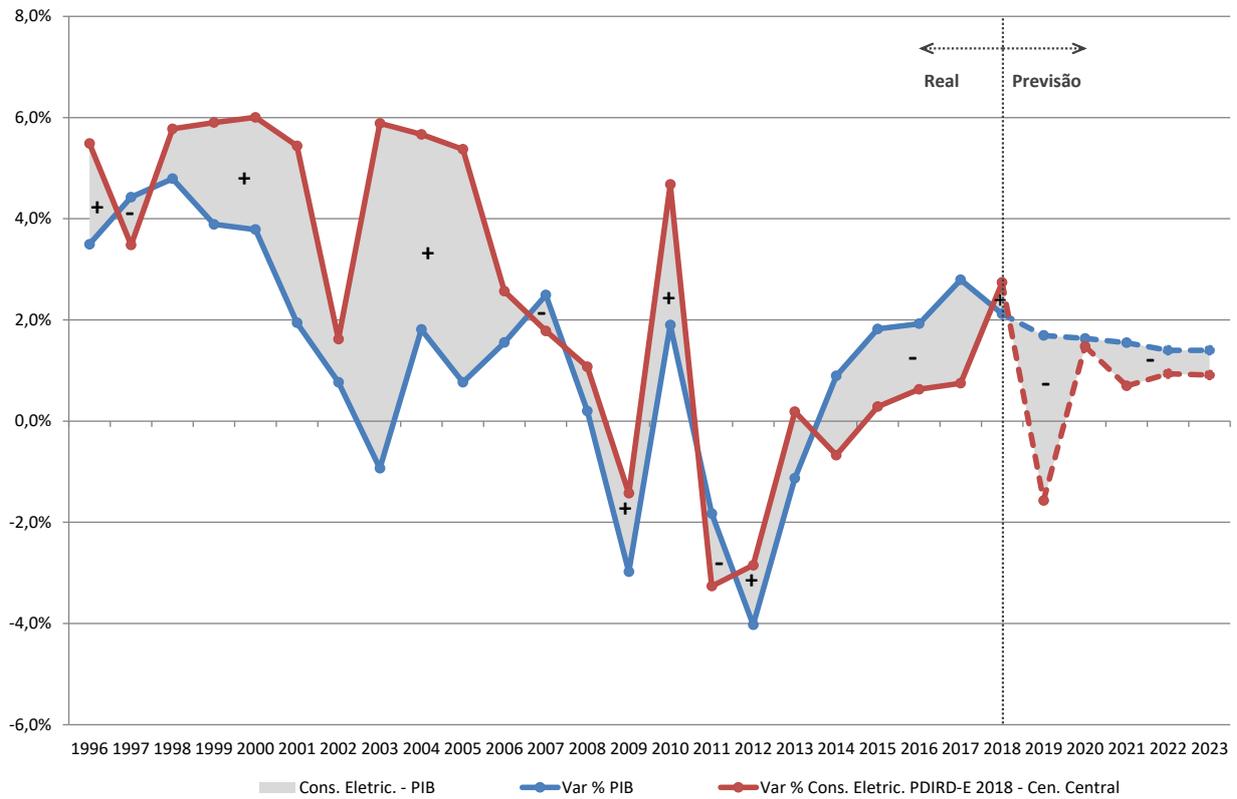
Neste Parecer, efetua-se uma análise simplificada da evolução do consumo de energia elétrica agregado, assumindo como variáveis explicativas o PIB e o consumo privado.

As previsões de consumo de energia elétrica para o período 2019 a 2023 consideradas nesta análise correspondem ao cenário central apresentado na proposta de PDIRD-E 2018. Para além deste cenário, a EDP Distribuição apresenta igualmente um cenário alto e um cenário baixo da procura, que para 2023 diferem do central em +2,3% e em -2,7%, respetivamente.

Como ponto de partida, atente-se à Figura 3-5, onde é notória a relação entre a evolução do crescimento do PIB e do consumo de eletricidade. Da análise da figura, pode-se salientar o seguinte:

- Até 2013, o crescimento do consumo de eletricidade foi quase sempre superior ao crescimento económico, o que reflete, implicitamente, um aumento da intensidade elétrica do PIB;
- A partir de 2014, inverteu-se esta situação, com o crescimento do consumo de eletricidade inferior ao crescimento do PIB, prevendo-se que, de forma genérica, este comportamento se mantenha nos próximos anos. A exceção a este padrão verificou-se em 2018, onde o consumo elétrico apresentou uma variação real ligeiramente superior à taxa de crescimento do PIB;
- A queda do consumo de eletricidade previsto para 2019 é explicada pelo facto de nas previsões da proposta de PDIRD-E 2018 ainda não se ter em consideração o valor real do consumo registado em 2018, que superou as expectativas para o referido ano;
- A partir de 2019, as previsões apontam para um crescimento ligeiramente superior do nível de atividade económica relativamente ao consumo referido à emissão, mesmo considerando o cenário mais pessimista do crescimento do PIB previsto nas projeções mais recentes.

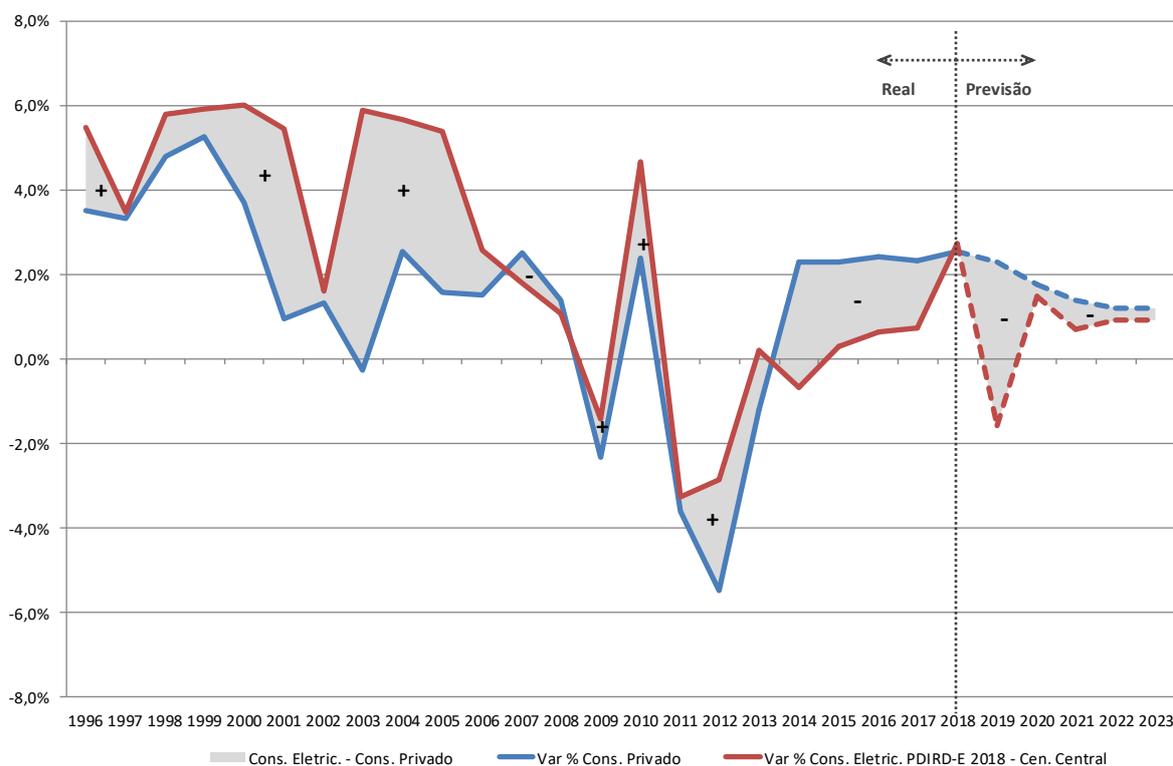
Figura 3-5 - Variação do consumo referido à emissão e do PIB



Fonte: Dados reais ERSE e INE/BdP, dados previsionais da proposta de PDIRD-E 2018, BdP, Comissão Europeia (CE) e FMI

A Figura 3-6 apresenta uma análise similar, através da comparação das variações do consumo privado com as variações do consumo de eletricidade, embora de forma menos evidente.

Figura 3-6 - Variação do consumo referido à emissão e do consumo privado



Fonte: Dados reais ERSE e INE/BdP, dados previsionais da proposta de PDIRD-E 2018, BdP, Comissão Europeia (CE) e FMI

Assim, a observação dos dados anteriores indicia uma aproximação, a partir de 2020, entre a relação da evolução do consumo de eletricidade, implícita na proposta de PDIRD-E 2018, e a evolução do PIB, bem como do consumo privado. No entanto, recorde-se que esta aproximação é influenciada pelas mais recentes revisões do crescimento económico e do consumo privado.

### 3.4 OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

Na atual proposta de PDIRD-E 2018 são apresentados diferentes cenários de evolução da procura (central, superior e inferior). O cenário central considera uma TCMA implícita para a energia distribuída anualmente pela RND de 1,1% para o período de 2019 a 2023, enquanto no cenário superior e no inferior as TMCA apresentam os valores de 1,4% e de 0,7%, respetivamente. A reduzida amplitude das tendências de crescimento não permite antecipar de forma abrangente os valores efetivos do consumo de energia elétrica, tal fenómeno pode ser observado no ano de 2018, durante o qual as respetivas variações reais da procura se encontram fora do intervalo considerado no estudo da previsão da procura elétrica.

Na elaboração das previsões para a evolução do consumo e capacidade de entrega da rede subjacentes à proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND elaborou o seu próprio estudo que teve em conta os consumos reais verificados até ao ano de 2017, bem como os potenciais impactes das medidas de eficiência energética. Mais precisamente, o estudo do operador da RND tem por base um conjunto vasto de indicadores, que para além de variáveis macroeconómicas, o PIB e o consumo privado, considera igualmente: i) os efeitos de temperatura, ii) os efeitos de calendário, iii) as medidas de eficiência energética e iv) o consumo de veículos elétricos v) o autoconsumo.

De forma resumida, a ERSE tece as seguintes considerações sobre os cenários de procura de eletricidade adotados na proposta de PDIRD-E 2018 para o período compreendido entre 2018 e 2023:

- No que diz respeito aos pressupostos em que a proposta de PDIRD-E 2018 se sustenta, constata-se que o cenário macroeconómico subjacente às projeções de consumo de eletricidade foi atualizado face ao apresentado no RMSA-E 2016, verificando-se que são agora mais otimistas. No entanto, os indicadores de atividade económica apresentados no RMSA-E 2018 incorporam, parcialmente, as perspetivas de arrefecimento da economia portuguesa projetados pelos dados mais recentes, os quais não são contemplados na proposta de PDIRD-E 2018, por esta ter sido realizada anteriormente à publicação desses dados.
- Verifica-se que, após a forte queda verificada entre 2010 e 2012, apenas em 2023 no cenário central da proposta de PDIRD-E 2018 o valor do consumo referido à emissão ultrapassará o patamar registado em 2010. Alguma incerteza relativamente ao impacto sobre a procura das medidas de eficiência energética e do autoconsumo sugere que se deva ter em consideração um cenário inferior com taxas de crescimento nulas ou mesmo negativas, ao contrário do cenário inferior da proposta de PDIRD-E 2018. As incertezas quanto à evolução da procura de energia elétrica e a, conseqüente, necessidade de incorporar um cenário desta natureza são validadas pelo comportamento do consumo verificado nos primeiros 4 meses do ano de 2019<sup>7</sup>, que se caracterizou por um decréscimo da procura elétrica.

---

<sup>7</sup> Centro de informação REN, Estatística mensal – SEN. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>. Abril, 2019.

- No médio e longo prazo há, no entanto, que considerar igualmente outros fatores que terão impactos no consumo de eletricidade e nas pontas de carga a que as redes de distribuição serão sujeitas, os quais poderão ter sentidos opostos, designadamente:
  - O maior recurso à digitalização e às tecnologias de informação (*smart grids*) na operação das redes de distribuição, permitirá um melhor conhecimento do estado dos ativos e a antecipação das necessidades de manutenção, bem como permitirá também uma gestão ativa das cargas, com um elevado potencial de redução das pontas de carga a que as redes de distribuição estão sujeitas. O maior recurso às *smart grids* contribuirá, assim, para a otimização do nível de investimentos necessários.
  - A substituição de outras fontes de energia pela energia elétrica, para várias utilizações (mobilidade elétrica, aquecimento através das bombas de calor, etc.), que se consubstancia na chamada eletrificação da economia é já uma realidade motivada pela necessária descarbonização das economias e potenciada pelos avanços tecnológicos. No entanto, esta tendência surge em paralelo com uma maior capacidade dos consumidores em satisfazerem a baixo custo as suas necessidades de consumo com o recurso a produção própria, suportada, cada vez mais, em baterias. Assim, perspectiva-se um maior desacoplamento entre o efetivo crescimento do consumo elétrico e a utilização efetiva das redes elétricas, isto é a quantidade de energia elétrica fornecida através das redes, justificando que as necessidades de investimento nas redes possam não refletir o maior consumo desta fonte de energia

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no ponto 7.1 deste Parecer são apresentadas análises com os investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018 em apreço, considerando cenários de consumo baseados na avaliação da ERSE às previsões de consumo nele perspectivadas

## 4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

### 4.1 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRD-E 2018 refere que o exercício de planeamento das redes de distribuição pretende antecipar as necessidades da RND, assegurando a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais.

Assim, segundo o operador da RND, o planeamento de investimentos nas redes de distribuição deve assegurar que a rede satisfaça as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência, e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações, atendendo em particular:

- À evolução prevista dos consumos e as potências das instalações de consumo e de produção.
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição.
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica.
- Às assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- À redução dos custos operacionais.

### 4.2 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO

Para efeitos do planeamento das redes de distribuição em AT e MT, que resultou na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND refere ter adotado três vertentes como princípios básicos:

- Exigências regulamentares.
- Restrições técnicas.
- Avaliação técnico-económica.

Em termos regulamentares, e em conformidade com o Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá ter como pilares de elaboração do plano:

- A existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores.
- O cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS.
- O desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída<sup>8</sup>.
- As orientações de política energética.
- A coordenação do planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas, bem como com o planeamento das redes de distribuição BT.

Em termos de restrições técnicas, a proposta de PDIRD-E 2018 considera as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição, designadamente os seguintes aspetos:

- Capacidade dos equipamentos: evitar exploração acima da sua capacidade técnica;
- Ligação de clientes: Garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.
- Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço: Nas subestações AT/MT assegurar a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pela restante rede.
- Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço: Nas subestações AT/MT assegurar a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso a subestação móvel de reserva.
- Limites de sobrecarga admissível em regime N-1: observar os limites de sobrecarga consoante a sazonalidade e o tipo de equipamento

---

<sup>8</sup> De acordo com a legislação nacional, “Produção distribuída” corresponde à produção de eletricidade em centrais ligadas à rede de distribuição (alínea dd) do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida com a sua republicação que ocorreu no Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. As instalações de produção com potência inferior a 50 MW ligada às redes de MT e de BT correspondem a instalações de produção distribuída, mas, por exemplo, também são produção distribuída todas as instalações com potência superior que estejam ligadas às redes de AT.

- Reposição dos valores regulamentares de tensão: Garantir variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes dentro dos limites admissíveis no RQS e na norma NP EN 50160.

A proposta do PDIRD-E 2018, tal como já constava nas edições do PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2014 aprovados, sublinha a importância da avaliação técnico-económica, descrevendo os métodos utilizados pelo operador da RND para identificar as necessidades de rede e as aplicações utilizadas para quantificar os benefícios associados às diferentes soluções alternativas que dão resposta a essas necessidades de intervenção na rede. Segundo o operador da RND, o resultado económico das diversas soluções alternativas exprime-se por meio de valores de relação benefício/custo, VAL, TIR e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

Assim, o operador da RND refere que os projetos de investimento que são apresentados na proposta de PDIRD-E 2018 correspondem àqueles que, para cada necessidade de rede identificada, apresentavam a melhor relação benefício/custo superior à unidade. Refere que os principais benefícios associados a cada projeto de investimento são quantificados em termos de redução da energia não distribuída (END) e redução das perdas técnicas nas redes, descrevendo a metodologia de valorização das perdas e da END em estudo cujo sumário executivo se encontra no Anexo 8.C à proposta de PDIRD-E 2016.

Deste modo, o operador da RND refere que, em termos de perdas, as mesmas são valorizadas com base no preço médio de venda da tarifa de longas utilizações do nível de tensão imediatamente superior. Já em termos de END, o operador refere que as mesmas são valorizadas usando o valor unitário da penalização que consta no incentivo à melhoria da qualidade de serviço estabelecido pela ERSE (3,0 €/kWh).

### **4.3 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS**

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta no Anexo 8 um conjunto de estudos (sumários-executivos) que suportam a metodologia adotada na seleção dos projetos de investimento, quer no que diz respeito ao Investimento Obrigatório, quer no que respeita ao Investimento de Iniciativa da Empresa.

Com base neste conjunto de estudos, e em termos de Investimento de Iniciativa da Empresa, o operador da RND refere que, tendo em consideração os resultados das análises benefício-custo atrás referidas, na seleção dos projetos são adotados os seguintes critérios de priorização:

- Projetos em curso no início do período de abrangência do Plano.
- Compromissos assumidos com outras entidades.
- Satisfação dos padrões de segurança de planeamento.

- Manutenção e melhoria da qualidade de serviço global tendo em conta a redução de assimetrias.
- Aumento de eficiência da rede, tendo presente o aumento da eficiência operacional, bem como o cumprimento de obrigações de natureza regulamentar e legal, bem como preocupações ambientais.

Segundo o operador da RND, a seleção dos projetos de investimentos resulta da comparação de custos e benefícios dos projetos alternativos, mutuamente exclusivos, que concorrem para um mesmo objetivo.

#### **4.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E AO PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018**

A atual proposta de PDIRD-E 2018, à semelhança da anterior edição do PDIRD-E 2016, está bem fundamentada no que se refere aos princípios de planeamento que orientaram a sua elaboração, nomeadamente no que diz respeito à descrição da metodologia utilizada para identificação das necessidades de rede, com a disponibilização em anexo de diferentes estudos que conduziram às propostas de projetos de investimento.

Do mesmo modo, no que diz respeito à avaliação técnico-económica, a ERSE reconhece o esforço do operador da RND em incorporar na atual proposta as principais recomendações identificadas pela ERSE no seu Parecer anterior, tais como a adoção de diferentes cenários de procura e de diferentes cenários de investimento associados a objetivos a atingir, a disponibilização de informação desagregada sobre custos, o balanço intercalar com comparação de investimentos previstos e realizados, estimação de perdas globais na RND e informação sobre a capacidade de receção de nova produção em cada subestação, identificando as que resultam de limitações da RNT.

A ERSE saúda igualmente o maior detalhe da atual proposta de PDIRD-E 2018 no que diz respeito ao impacto esperado de cada projeto de investimento, através das fichas de caracterização, com disponibilização de informação sobre benefícios monetizados. Esta nova etapa de evolução, no sentido de monetizar um conjunto de benefícios para alguns projetos, representa um valor acrescentado e constitui exemplo de uma boa prática, que deve ser continuada e generalizada aos restantes projetos.

A reforça a sua recomendação apresentada na proposta de PDIRD-E, no que diz respeito à decisão de investimento em equipamento associado à segurança de abastecimento do consumo, o operador da RND fundamenta essa decisão com uma análise técnico-económica que permita compreender a decisão de não

investimento noutros ativos de rede (por exemplo subestações onde em regime de segurança N-1 subsista potência não garantida).

Adicionalmente, a ERSE realça o esforço do ORD em estimar as perdas da RND para os níveis AT e MT, mas estando concluído o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD), a ERSE sublinha e reafirma a necessidade de disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que ainda não ficou resolvida na proposta de PDIRD-E 2018, sendo esperado que tal ocorra na proposta de PDIRD-E 2020.

Em termos de coordenação entre a RND e a RNT, a proposta de PDIRD-E 2018 refere a importância em garantir a articulação com o planeamento da RNT na seleção de projetos, ainda que os pressupostos entre exercícios de planeamento sejam diferentes devido ao intervalo temporal que os separa. A ERSE concorda com a importância que o operador da RND atribui a este aspeto e alerta para a importância de serem considerados os efeitos da ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND e à rede em BT.

Assim, em cenários de forte produção distribuída em simultâneo com baixo consumo, é previsível um maior número de inversões do sentido de trânsito tradicional da energia (que, nessas situações, deixa de ser do nível de tensão mais alto para o nível de tensão mais baixo e poderá ocorrer em todos os níveis de transformação de tensão que envolvem a RND ou que são sua fronteira, a saber MAT/AT, AT/MT ou MT/BT), pelo que o operador da RND deverá ter em consideração não apenas a capacidade de receção da RND e as dificuldades técnicas que essa inversão pode acarretar, mas igualmente a capacidade de receção da RNT a montante dessa área de influência.

Neste sentido, a ERSE reconhece o esforço do operador da RND em disponibilizar em anexo informação sobre a capacidade das subestações AT/MT, identificando de um modo simples (mapa) onde estão as principais limitações da rede AT que derivam de eventuais limitações da RNT.

Finalmente, com o objetivo de introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E, a ERSE volta a afirmar a sua disponibilidade para em conjunto com o operador da RND analisar a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análises benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados, o que permitirá fundamentar melhor o ranking dos projetos por ordem de prioridade, ranking este já disponibilizado mas sem disponibilização de informação sobre a análise Benefício-Custo.

Em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRD-E 2018, a ERSE recomenda que sejam considerada a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir

que no enquadramento económico atual e a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

#### 4.5 ANÁLISES DE RISCO E DE SENSIBILIDADE

Para além de procurar dar resposta às necessidades de rede, através dos projetos de investimento propostos, o operador da RND, não só avalia o risco associado ao não cumprimento dos objetivos globais da proposta de PDIRD-E 2018, mas também avalia o risco equivalente associado a cada um dos vetores de investimento. O operador da RND refere ainda que “sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas”.

A empresa desagrega o risco em diferentes categorias:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço

A proposta de PDIRD-E 2018, à semelhança da edição do PDIRD-E 2016, refere que a avaliação do risco associado aos projetos de investimento assenta numa metodologia desenvolvida com base no estudo realizado pelo IST “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”, desenvolvido quando da elaboração da proposta de PDIRD-E 2014.

O operador da RND refere a metodologia de análise de sensibilidade de rede quanto à segurança do abastecimento para diferentes cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência, concluindo-se que, para os projetos individuais, a unidade relevante é área de influência do concelho e não o território nacional. Neste sentido, o operador simulou para além dos cenários inferior centra e superior, um cenário com uma probabilidade de não excedência de 90%. O operador da RND refere que o facto de o PDIRD-E ser revisto a cada 2 anos permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os últimos anos do horizonte do plano, e por isso, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento é negligenciável.

Por outro lado, em termos do risco de falha de elementos da rede, operador da RND incluiu nesta proposta de PDIRD-E 2018 uma melhor fundamentação das decisões de investimento em renovação de ativos, mediante a avaliação da probabilidade de falha dos ativos, do grau de severidade da falha, e das consequências da mesma. Esta avaliação permitiu, segundo o operador, seleccionar as opções de investimento mais eficientes.

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

A ERSE vê como positivo que a atual proposta de PDIRD-E tenha realizado uma análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar desta melhoria, a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deve ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.

A ERSE considera que, para futuras propostas de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor que face às alternativas estudadas, os projetos de investimento seleccionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

A ERSE realça ainda como positivo que tenham sido melhor fundamentada a decisão sobre renovação de ativos de rede e a seleção dos projetos de investimento relacionados, em função de indicadores que permitam caracterizar a condição dos equipamentos e que, segundo critérios objetivos se justifique a necessidade de substituição dos mesmos ou a sua manutenção em exploração, independentemente da sua idade contabilística. Mais uma vez, a ERSE recomenda estudar uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da RND que permita demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas.

A ERSE sublinha, contudo, a expectativa de que no PDIRD-E 2020 possam ser quantificados os custos evitados com as ações de renovação/reabilitação.

#### **4.6 CARACTERIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO SOBRE CUSTOS DE INVESTIMENTO**

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta, para o período 2019-2023, informação económica relativa ao montante do investimento a realizar no período, desagregada individualmente por projeto de investimento, apresentando para cada projeto o custo total deste e a parcela a investir entre 2019 e 2023. Adicionalmente, aloca o custo de cada projeto aos diferentes programas de investimento e vetores de investimento. Deste modo, é possível identificar claramente qual o montante a investir não só por projeto, mas para o total de cada programa de investimento e para o total de cada vetor estratégico.

À semelhança do PDIRD-E 2016 aprovado, a informação de custos é apresentada em termos de custos primários, encargos de gestão e estrutura (diretos e indiretos), e encargos financeiros, permitindo assim apurar o custo total de cada projeto de investimento (Anexo 8.K). Adicionalmente, e mais uma vez em linha com as recomendações anteriores da ERSE, são disponibilizados elementos essenciais à análise do nível de investimento e respetivo impacte em proveitos, designadamente os valores de investimento específico e não específico (novo) (Anexo 8.J).

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

A ERSE regista como positiva a disponibilização de informação sobre a desagregação dos custos pelas diferentes naturezas, permitindo uma maior compreensão dos investimentos propostos, dando assim resposta aos vários comentários recebidos.

Já no que se refere à imputação de custos de cada projeto aos diferentes vetores estratégicos de investimento, o operador da RND mantém como prática alocar os montantes afetos a cada programa de investimento a cada vetor estratégico, adotando uma matriz de contribuições, atualizada de acordo com o estudo disponibilizado no Anexo 8.C. A ERSE regista como positiva a disponibilização de informação sobre a fundamentação da afetação de custos aos diferentes programas de investimento e vetores estratégicos.

#### 4.7 ANÁLISE E COMENTÁRIOS SOBRE CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

O operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2018, que “os benefícios globais do presente Plano resultam da seleção dos projetos e programas que o integram, e que satisfazem os objetivos definidos para os cinco vetores referidos”.

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta, para o período 2019-2023, informação relativa a benefícios decorrentes dos investimentos propostos, sendo destacados os benefícios associados aos vetores “Segurança de Abastecimento”, “Qualidade de Serviço Técnica” e “Eficiência de Rede”.

Ao longo do Anexo 9.B, o operador apresenta o estudo realizado pelo INESC-TEC que quantifica os benefícios nestes 3 vetores, quantifica os custos associados a diferentes indicadores e resultantes da não realização dos investimentos, comparando-os com o valor de investimento. Para tal atualiza o valor do investimento e o valor dos custos, para um período de 30 anos.

No que diz respeito ao vetor Segurança de Abastecimento, o operador inclui nesta proposta de PDIRD-E 2018 uma comparação do custo de energia não distribuída por não realização dos investimentos previstos associados ao vetor, e comparando os valores atualizados do investimento previsto com os custos esperados (valorizados a 3000€/MWh), conclui pelo benefício em realizar os investimentos com ganhos significativos.

O operador efetua uma comparação semelhante no que diz respeito ao vetor “Eficiência de rede”, comparando o custo das perdas técnicas que resultariam de não realizar os investimentos propostos, onde se permite verificar que a partir de 2026 o custo das perdas ultrapassaria o investimento, pelo que se conclui pela necessidade de realizar já o investimento proposto.

Finalmente, o operador detalha a metodologia aplicada para comparar o custo do não investimento no vetor QST, determinando assim o benefício através de 2 componentes. Por um lado, compara-se a diferença entre o valor, monetizado, da Energia Não Distribuída resultante da não realização do investimento, e por outro, do aumento do TIEPI, resultante numa diferença no incentivo à melhoria da QST. O operador refere que os benefícios determinados não incluem ainda uma terceira componente que diz respeito aos benefícios decorrentes da melhoria dos clientes pior servidos, por ser complexa a sua determinação.

O operador refere, contudo, que para os vetores Acesso a Novos Serviços e Eficiência Operacional, estão ainda em curso estudos para o efeito, sendo esperados resultados para a próxima edição do PDIRD-E, em 2020.

A ERSE sublinha o esforço do operador da RND em tentar quantificar de modo monetizado os benefícios associados ao investimento proposto, e reafirma a sua recomendação do parecer à proposta de PDIRD-E 2016, de que é fundamental concluir os estudos em curso para que se possa melhor fundamentar os investimentos propostos apresentando os benefícios resultantes, em linha com os comentários recebidos na Consulta Pública.

#### **QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

No que diz respeito ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica”, os benefícios estão associados fundamentalmente ao indicador “Energia Não Distribuída”.

Segundo o operador da RND, o valor deste indicador resulta da soma do valor de “Energia Não Distribuída”, resultante de interrupções de fornecimento, e do valor “Energia distribuída” que se prevê que venha a ocorrer em regime de sobrecarga das instalações ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar. De modo a desagregar os benefícios, são identificados quais os projetos associados à não degradação dos níveis de qualidade de serviço técnica já alcançados, decorrentes da concretização de projetos de propostos para compensar a degradação natural da rede, e são identificados os benefícios decorrentes dos projetos de investimento destinados a melhorar os níveis atuais de qualidade de serviço.

Refere a proposta de PDIRD-E 2018 que “globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento, previstos no cenário proposto (cenário 2), com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2019-2023, ganhos anuais de 2,0 GWh de “Energia Não Distribuída” (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria)”. Refere ainda que “o esforço e benefícios resultantes dos investimentos propostos neste Plano asseguram fundamentalmente a não degradação da qualidade de serviço já conseguida”

Em termos específicos, para atingir os benefícios quantificados, o operador da RND propõe projetos destinados ao reforço da garantia da reserva de N-1 em sedes de distrito, ao aumento da resiliência das redes aéreas sujeitas a fenómenos climatéricos extremos, à redução de assimetrias da qualidade de serviço das linhas MT e à instalação de equipamento de telecomando nas redes MT (em especial nas zonas pior servidas).

## **EFICIÊNCIA DE REDE**

No que diz respeito aos benefícios estimados para o vetor “Eficiência de Rede”, a proposta refere que “os benefícios associados aos projetos de investimento propostos com impacto na eficiência da rede representam no fim do período 2017-2021, ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 71,4 GWh”. Segundo o operador da RND, “os investimentos previstos neste Plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura e do aumento da produção de energia distribuída, permitindo manter a tendência de redução do valor das perdas técnicas na RND.”

## **MONETIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS**

A proposta de PDIRD-E 2018 disponibiliza, nas fichas de caracterização dos projetos de investimento, informação detalhada, designadamente ao nível da monetização dos benefícios atrás referidos para alguns dos projetos de investimento individualizados (a proposta individualiza projetos de investimento acima de 500 mil euros), traduzindo o esforço do operador da RND em dar resposta a recomendações do Parecer da ERSE a anteriores edições do PDIRD-E.

Para que seja possível comparar os benefícios com os custos disponibilizados, a ERSE recomenda que o operador da RND procure estender as boas práticas de monetização dos projetos de investimento aos restantes projetos do plano.

No entanto, segundo o operador da RND na atual proposta não foi ainda possível monetizar os benefícios para todos projetos de investimento, em particular os benefícios associados ao vetor “Eficiência operacional, que segundo o operador decorrerá da implementação de sistemas de informação e de gestão dos ativos de rede”.

Já para o novo vetor “Acesso a Novos Serviços”, cujos investimentos se caracterizam por maior risco, com impacto direto nos custos operacionais e nas tarifas (CAPEX e OPEX), a ERSE recomenda que o operador da RND procure quantificar o máximo possível dos benefícios esperados, adotando para tal práticas recentes, por exemplo ao nível da monetização da redução da END e do indicador MAIFI<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Por exemplo, como adotado no caso do projeto “instalação de equipamento de telecomando OCR3”, aprovado no PDIRD-E 2014 no âmbito do projeto de investimento “Automação e Telecomando da rede MT”, e que posteriormente foi objeto de candidatura do projeto ao incentivo ao investimento em rede inteligente (ao abrigo do artigo 127.º do Regulamento tarifário)

Em termos globais, a ERSE sublinha a importância da quantificação dos benefícios de todos os programas de investimento e respetivos projetos, para que seja possível acompanhar a implementação do plano e a evolução dos benefícios, nomeadamente os decorrentes da melhoria nos indicadores da qualidade de serviço, redução de perdas nas redes e na redução dos custos operacionais do Operador da RND.

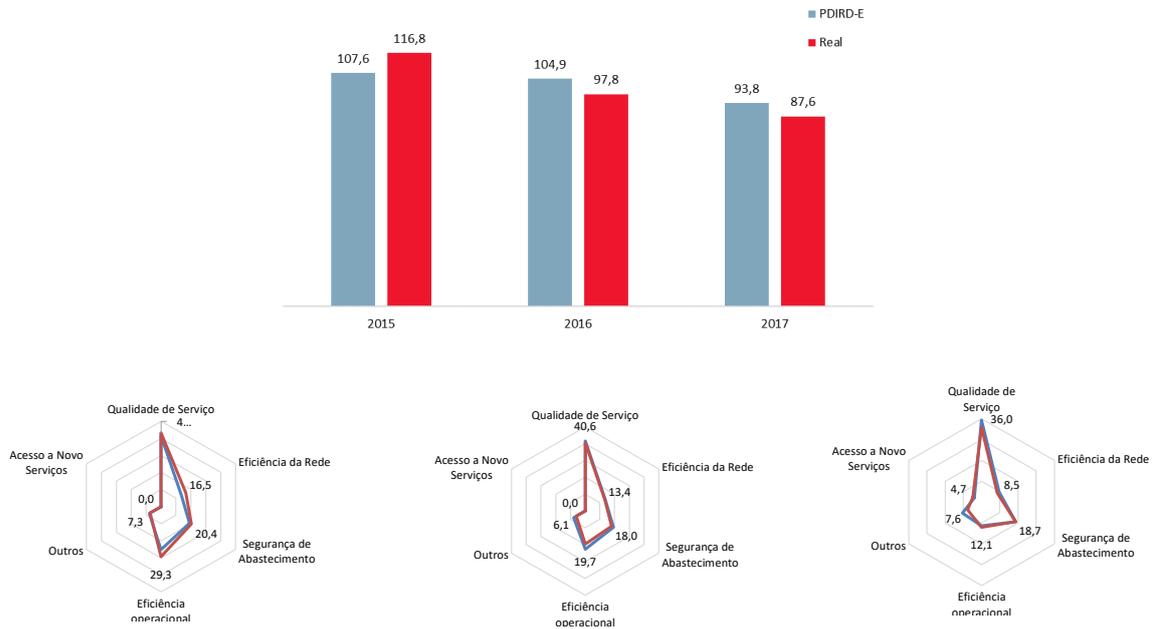
#### **4.8 BALANÇO INTERCALAR**

Uma das principais recomendações da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, e realçada em diversos comentários na respetiva consulta pública, foi no sentido de, em cada nova proposta de PDIRD-E, o operador da RND efetuar um balanço intercalar dos projetos aprovados em PDIRD-E anteriores, nomeadamente do que já estejam concretizados e em exploração, fazendo a quantificação possível dos benefícios alcançados até então.

Neste sentido, na atual proposta de PDIRD-E, o operador da RND refere que os benefícios decorrentes da implementação dos projetos se prolongam por um período alargado, podendo abranger um período de 30 anos, e, por isso, não se pode quantificar os benefícios em edições consecutivas de PDIRD-E, ou retirar conclusões. O operador refere igualmente que a opção deverá passar antes por não analisar os benefícios por projeto individual, mas sim por vetor de investimento, onde se agregam programas de investimento e, dentro destes, projetos que contribuam para o mesmo objetivo.

Neste sentido, no capítulo 11 da proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND apresenta um balanço do investimento realizado entre 2015 e 2017, desagregada por ano e por vetor de investimento, e onde se verifica que neste período o valor global concretizado ficou abaixo do valor previsto no PDIRD-E que aprovou esses projetos. Este menor investimento pode ser mais facilmente constatado desagregando o investimento global anual por cada um dos vetores de investimento.

Figura 4-1 - Balanço comparativo entre o investimento previsto e concretizado



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

## 5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

### 5.1 MONTANTE GLOBAL DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de PDIRD-E 2018, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da proposta de PDIRD-E 2018, 2019-2023, quer em termos globais, quer individualmente por projeto.

Com base nesta informação, o operador da RND classifica o investimento proposto de diferentes formas, permitindo associar cada projeto a um vetor de investimento, a um programa de investimento, a uma finalidade de rede<sup>10</sup> e a uma zona geográfica. A análise global dos investimentos segundo estes diversos pontos de vista é apresentada nos próximos pontos do presente capítulo. Por sua vez, nos pontos 6.1 a 6.5 aprofunda-se esta análise na perspetiva de cada vetor de investimento.

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta igualmente informação detalhada sobre cada projeto de investimento, contendo a descrição física das obras, o custo total do projeto, o respetivo programa de investimento associado, a fundamentação do projeto e os benefícios esperados. É ainda disponibilizada informação sobre a desagregação temporal dos custos associados, desde o início até à conclusão de cada projeto (num horizonte mais alargado do que o horizonte da proposta de PDIRD-E, ou seja antes de 2019 e depois de 2023).

Em termos globais, e a custos totais, a proposta de PDIRD-E 2018 em aprovação apresenta três cenários alternativos, com montantes totais de investimento que variam entre 694 M€ no cenário 1, 744 M€ no cenário 2 e 824 M€ no cenário 3.

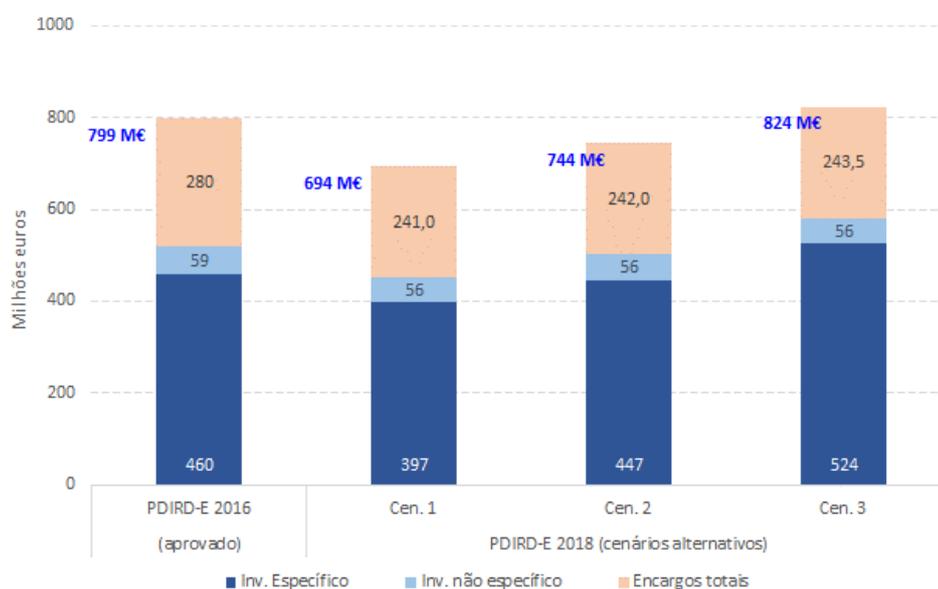
Na Figura 5-1, apresenta-se os 3 cenários propostos na proposta de PDIRD-E 2018, bem como o montante incluído do PDIRD-E 2016 aprovado<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> As finalidades previstas na proposta de PDIRD-E 2018 são: Ligação à RNT; Ligação a instalações de consumo e de produção; reforço interno da RND; manutenção da melhoria de QS; Renovação e reabilitação de ativos; Automação de Subestações e modernização de SPCC

<sup>11</sup> O PDIRD-E aprovado já inclui uma redução de 50 M€ a custos primários, tal como recomendado pela ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016.

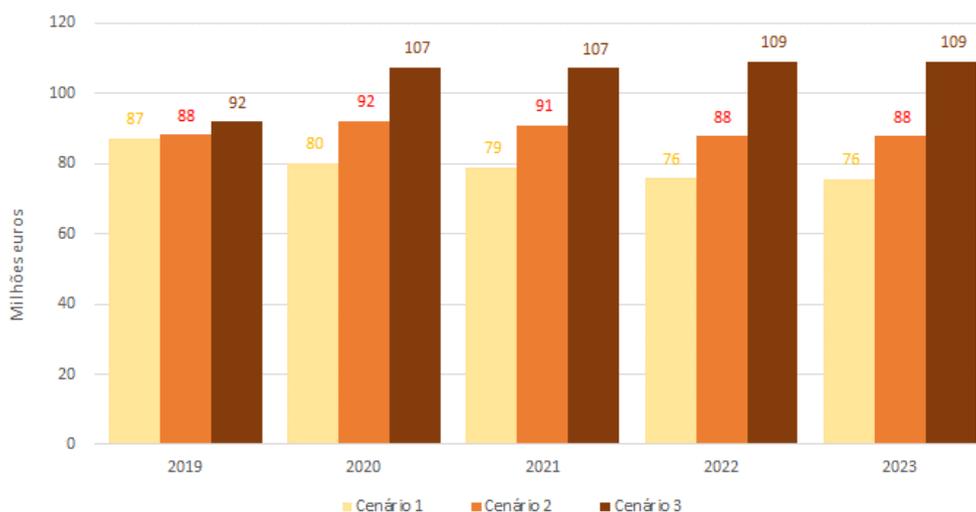
Figura 5-1 - Desagregação dos custos totais de investimento por naturezas nos cenários propostos no PDIRD-E 2018 e no cenário aprovado do PDIRD-E 2016



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

Os montantes de investimento propostos para cada cenário são distribuídos ao longo dos 5 anos de acordo com a figura seguinte, realçando-se o ano de 2019 que apresenta valores aproximados para os 3 cenários.

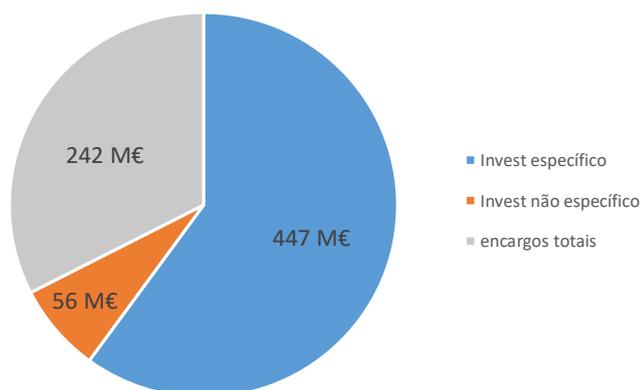
Figura 5-2 - Desagregação temporal no horizonte 2019-2023 do investimento específico a custos primários dos 3 cenários apresentados na proposta PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND propõe que seja adotado e aprovado o cenário 2, com um investimento total de 744 M€, desagregado por 447 M€ em investimento específico, 56 M€ em investimento não específico (ambos a custos primários), e 242 M€ de encargos totais.

**Figura 5-3 – Desagregação dos custos totais de investimento por natureza no cenário 2 da proposta de PDIRD-E 2018**



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

Analisando apenas o investimento específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 447 M€ de investimento a custos primários, 231 M€ relativo a encargos diretos e encargos transversais, e 11 M€ relativos a encargos financeiros. É ainda disponibilizada informação do montante total de participações financeiras (77 M€) e participações em espécie (53 M€).

Já no que diz respeito ao investimento não específico, o operador da RND desagrega os 73,1 M€ em 55,6 M€ relativos a investimento a custos primários, sendo o restante investimento relativo a encargos diretos, transversais e financeiros. A componente de CAPEX relativa aos investimentos não específicos totaliza assim 55,6 M€.

No global, a proposta de PDIRD-E 2018 refere um acréscimo total de CAPEX ao longo do período 2019-2023 de cerca de 425 M€, dos quais 370 M€ relativos a investimento específico.

Para efeitos de quantificação do investimento em aprovação, importa igualmente realçar que a proposta de PDIRD-E 2018 identifica claramente os projetos, e o respetivo montante, que já faziam parte do PDIRD-E 2016 aprovado, e que abrangia o horizonte até 2021, identificando ainda o montante relativo a novos projetos introduzidos pela primeira vez nesta proposta de PDIRD-E.

Assim, para o cenário 2 proposto pelo operador, o concedente aprovou em sede de PDIRD-E 2016 um montante de 262 M€<sup>12</sup>, dos quais 253 M€ transitam para o período do PDIRD-E 2018. No entanto, como no PDIRD-E 2016 este montante apenas abrangia o horizonte até 2021, o operador da RND propõe agora um acréscimo de 128 M€ relativos aos mesmos projetos, mas para os anos 2022-2023<sup>13</sup>

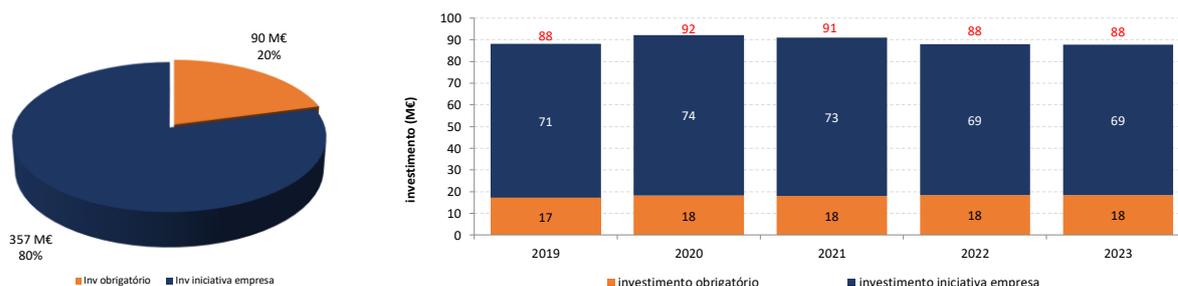
Adicionalmente a este acréscimo, o operador da RND quantifica o montante a investir no horizonte do plano para todos aqueles projetos que são incluídos pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2018, num total de cerca de 70 M€.

Assim, ao cenário 2 proposto pelo operador da RND, está associada a concretização de cerca de 450 M€ a investir no quinquénio 2019-2023.

## 5.2 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO

Analisando o investimento específico proposto, a custos primários, o operador da RND desagrega os cerca de 448 M€ em 91 M€ em Investimento Obrigatório e 357 M€ em Investimento de Iniciativa da Empresa. De salientar que este último grupo representa cerca de 80% do investimento total e compreende a quase totalidade dos programas de investimento descritos na proposta de PDIRD-E 2018.

Figura 5-4 - Investimento global a custos primários apresentado na proposta de PDIRD-E 2018 para o período 2019-2023



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

<sup>12</sup> A informação de investimentos para efeitos de comparação com os investimentos aprovados no PDIRD-E 2016 é a custos primários, salvo indicação expressa em contrário no texto.

<sup>13</sup> Existem projetos individuais e outros não desagregados individualmente dentro de cada programas de investimento que têm um horizonte temporal de concretização superior ao horizonte do plano em que são apresentados, e por isso, o valor analisado em cada plano não abrange a totalidade do custo, sendo por isso proposto um acréscimo na edição do PDIRD-E seguinte.

## 5.3 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR NATUREZA

### 5.3.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A proposta de PDIRD-E 2018 enquadra no Investimento Obrigatório a realização de projetos de que dizem respeito à ligação às redes de novas instalações de consumo, incluindo loteamentos e urbanizações, e instalações de produção distribuída, 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 nos contratos de concessão com os municípios. Segundo a proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND considera também incluindo no Investimento Obrigatório a instalação de contadores nas redes de AT e MT, ainda que num programa de investimento autónomo do programa relativo ao restante Investimento Obrigatório.

Assim, no que diz respeito à instalação de contadores na RND, o operador da RND propõe investir um total de 7 M€ ao longo dos 5 anos da proposta de PDIRD-E 2018. Já no que diz respeito à restante parcela de Investimento Obrigatório, é proposto um investimento de cerca de 83 M€. No total, o operador da RND propõe um investimento de cerca de 90 M€. No entanto, atendendo ao montante de participações financeiras, que de acordo com a informação contida na proposta de PDIRD-E 2018, totalizam quase 77 M€, o CAPEX cresce apenas 12,4 M€ entre 2019 e 2023. Estão ainda previstas participações em espécie superiores a 53 M€, resultando assim num volume de investimento em ativos de rede ao longo do quinquénio de cerca de 143 M€.

Desagregando o investimento por nível de tensão, o operador da RND justifica o investimento em MT na sequência de novos pedidos de ligação de instalações de consumo e pela necessidade de melhoria da eficiência na operação das redes, nomeadamente remodelações/alterações que decorram de ligações MT ou BT. Já os investimentos em AT estão principalmente relacionados com a ligação de novas instalações produtoras, destacando-se a produção a partir de fontes de energia renovável no seguimento das políticas energéticas nacionais.

Quadro 5-1 - Investimento Obrigatório previsto no período 2019-2023

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023						Total 2019 - 2023
		2019	2020	2021	2022	2023		
<b>Inv. Específico Obrigatório (sem Eq. de Contagem)</b>	<b>13,6</b>	<b>15,9</b>	<b>16,9</b>	<b>16,6</b>	<b>17,1</b>	<b>17,0</b>	<b>83,4</b>	
Redes AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4	
SE's + Redes MT	11,3	12,5	13,1	12,8	13,0	12,7	64,0	
<b>Eq. Contagem AT + MT</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>6,7</b>	
Contadores	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,1	
Eq. Acessórios	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6	
<b>Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição</b>	<b>(1)</b>	<b>14,9</b>	<b>17,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,0</b>	<b>18,4</b>	<b>90,1</b>	
<b>Comp. Financeiras AT + MT</b>	<b>(2)</b>	<b>13,4</b>	<b>15,1</b>	<b>15,4</b>	<b>15,3</b>	<b>15,9</b>	<b>77,7</b>	
<b>Comp. Espécie AT + MT</b>	<b>(3)</b>	<b>8,7</b>	<b>10,0</b>	<b>10,7</b>	<b>10,6</b>	<b>10,8</b>	<b>53,2</b>	
<b>CAPEX Obrigatório EDP Distribuição</b>	<b>(1-2)</b>	<b>1,6</b>	<b>2,1</b>	<b>2,8</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>12,4</b>	
<b>Ativos Acrescentados à Rede</b>	<b>(1+3)</b>	<b>23,6</b>	<b>27,2</b>	<b>28,9</b>	<b>28,6</b>	<b>29,4</b>	<b>143,3</b>	

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2018

Nos anteriores exercícios de planeamento, a previsão do Investimento Obrigatório baseava-se no registo histórico e em estimativas das ligações a efetuar com a RND e com as redes BT, bem como no número de PTD a instalar, decorrentes do aumento de carga nas redes BT (que, por sua vez, determinam o reforço das redes MT a montante). Por sua vez, as estimativas do Investimento Obrigatório nas redes AT (nomeadamente em subestações) eram baseadas não só nos consumos dos clientes AT, MT e BT, mas também na estimativa do número de novas ligações a instalações produtoras.

O operador da RND refere a necessidade de melhorar a estimativa dos montantes de Investimento Obrigatório e das participações, tendo contratado uma instituição académica (INESC Porto) para o desenvolvimento de um modelo de estimação, que resultou na indicação de uma previsão dos valores de Investimento Obrigatório e de participações, estudo que já tinha sido disponibilizado no PDIRD-E 2014. Na atual proposta de PDIRD-E, o operador refere a atualização do estudo, e cujos resultados foram a base para os valores apresentados na atual proposta.

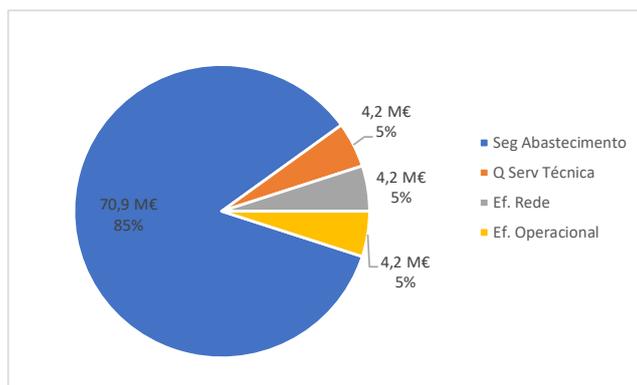
Assim, as necessidades de Investimento Obrigatório foram estimadas com base em modelos que utilizam inputs relacionados com a atividade da distribuição e inputs macroeconómicos tais como indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, estes investimentos apenas são concretizados após o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, o operador da RND pretende garantir que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que os montantes diferir dos inicialmente

previstos. O modelo revisto inclui, ainda, uma desagregação do Investimento Obrigatório e das participações por nível de tensão. Daqui resultou uma previsão dos valores para o horizonte do plano.

Segundo o operador da RND, e apesar dos resultados obtidos pelo modelo para o Investimento Obrigatório, sugerirem a existência de uma atividade económica crescente nos próximos anos, esta encontra-se em linha com as previsões, tendo o operador proposto um montante de investimento constante para os 3 cenários de procura estudados.

A quase totalidade dos custos associados ao Investimento Obrigatório, excluindo o associado à instalação de contadores na RND, é imputada ao vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento”, tal como se observa na Figura 5-5. De modo a dar mais destaque aos principais projetos, o operador da RND apenas individualiza projetos acima de 500 mil euros, agregando todos os restantes projetos abaixo desse limiar numa rubrica global para o programa de investimento, que totaliza 73 M€ dos 86 M€ a investir no programa investimento obrigatório).

**Figura 5-5 - Distribuição dos custos em Investimento Obrigatório por vetor de investimento**



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD-E 2018)

### 5.3.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O operador da RND assume que a componente de Investimento de Iniciativa da Empresa, num total de 357 M€, engloba todos os restantes investimentos que não sendo especificados como “investimento obrigatório”, são decididos pela empresa para dar resposta às suas obrigações como operador da RND, com base em critérios de seleção que deem resposta a um conjunto de necessidades prioritárias.

A proposta de PDIRD-E 2018 inclui mais de 115 projetos individualizados por instalação e local, e mais 40 projetos que não podendo ser individualizados, são apresentados de forma agregada. Estes projetos são

depois classificados por vetores estratégicos de investimento (5), programas de investimento (18), finalidades de rede (6) e zona geográfica (3).

No que diz respeito aos projetos individuais, a maioria é transversal aos cinco vetores estratégicos de investimento, sendo classificados de acordo com um programa de investimento específico. Cada projeto responde a uma determinada necessidade de rede e corresponde a uma zona geográfica.

#### 5.4 CLASSIFICAÇÃO POR VETOR DE INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD-E 2018 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, desenvolvendo a RND, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. Para tal, o operador da RND deve identificar e quantificar os recursos necessários para assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como de boas práticas ambientais.

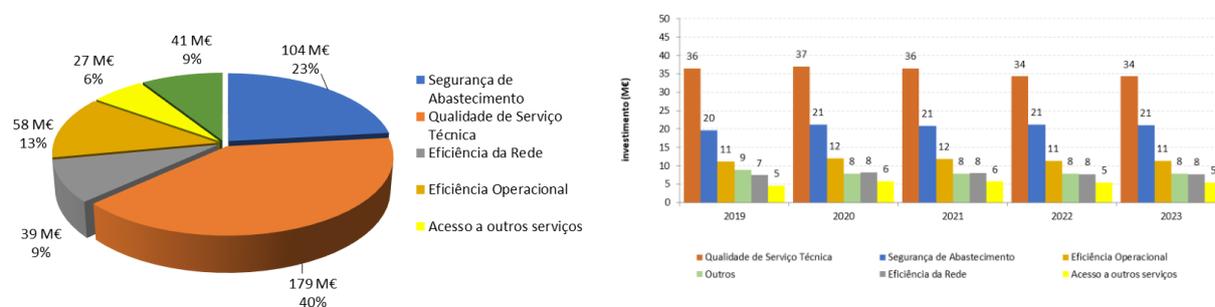
Este exercício de identificação das necessidades no âmbito das atividades do planeamento das redes, deve ser orientado por princípios e objetivos a atingir, e que suportam o desenvolvimento da rede, nomeadamente:

- O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações, para que possa intervir na rede antecipadamente;
- A monitorização do desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, fundamental para determinar as zonas da rede a intervir;
- Acompanhar e avaliar o nível de perdas de energia na RND, selecionando todos os projetos com valia económica positiva considerando os benefícios em perdas;
- Quantificar a redução dos custos operacionais do sistema, decorrentes seja de uma maior automatização do processo operacional seja pela via da melhor utilização de ativos;
- Procurar criar condições de rede que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços e desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente, são também objetivos presentes neste PDIRD-E.

Para dar resposta a estes desafios, e à semelhança da edição do PDIRD-E 2016, o operador da RND classifica o investimento proposto segundo 5 vetores estratégicos:

- Segurança de Abastecimento (SA)
- Qualidade de Serviço Técnica (QST)
- Eficiência da Rede (ER)
- Eficiência Operacional (EO)
- Acesso a Novos Serviços (ANS)

Figura 5-6 - Investimento de proposto para o período 2019-2023

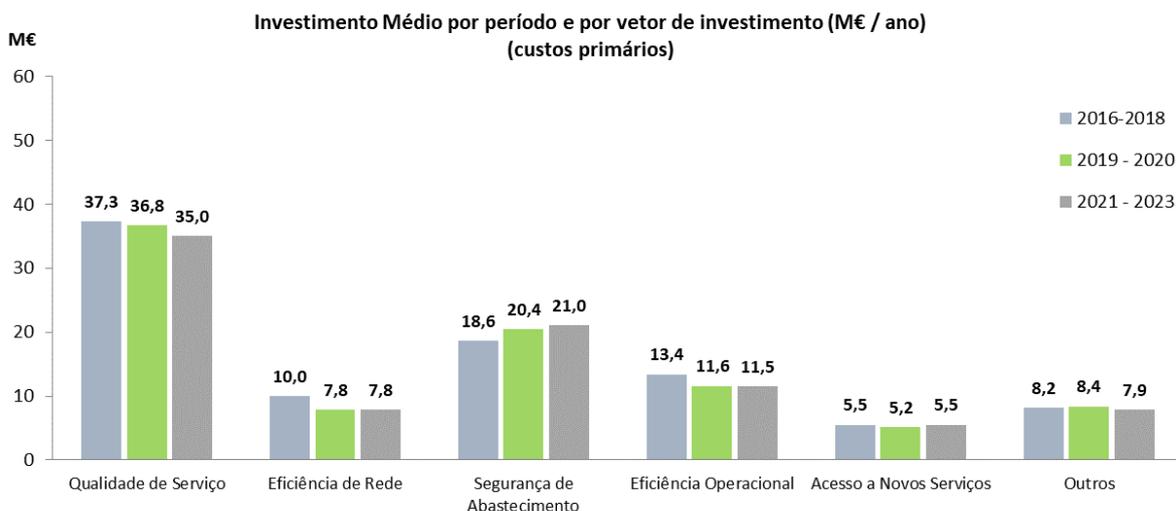


Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2018

Dos dados apresentados pode verificar-se que existe uma clara imputação de custos ao vetor Qualidade de Serviço Técnica (QST) face aos demais vetores, com cerca de 40% do investimento total, e cujo valor anual se situa um pouco acima dos 35 M€ ao longo dos 5 anos.

Em termos comparativos com o triénio 2016-2018, regista-se uma diminuição do investimento proposto para os 5 anos do PDIRD-E 2018 na generalidade dos vetores estratégicos, com exceção de um ligeiro acréscimo de investimento no vetor Segurança de Abastecimento, dando resposta na 2ª metade do quinquénio a uma necessidade de investimento para fazer face a um crescimento da procura e da utilização das redes.

Figura 5-7 - Evolução do investimento proposto face ao triénio 2016-2018



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

## 5.5 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Numa classificação diferente, cada projeto de investimento é classificado pelo programa de investimento específico em que se insere.

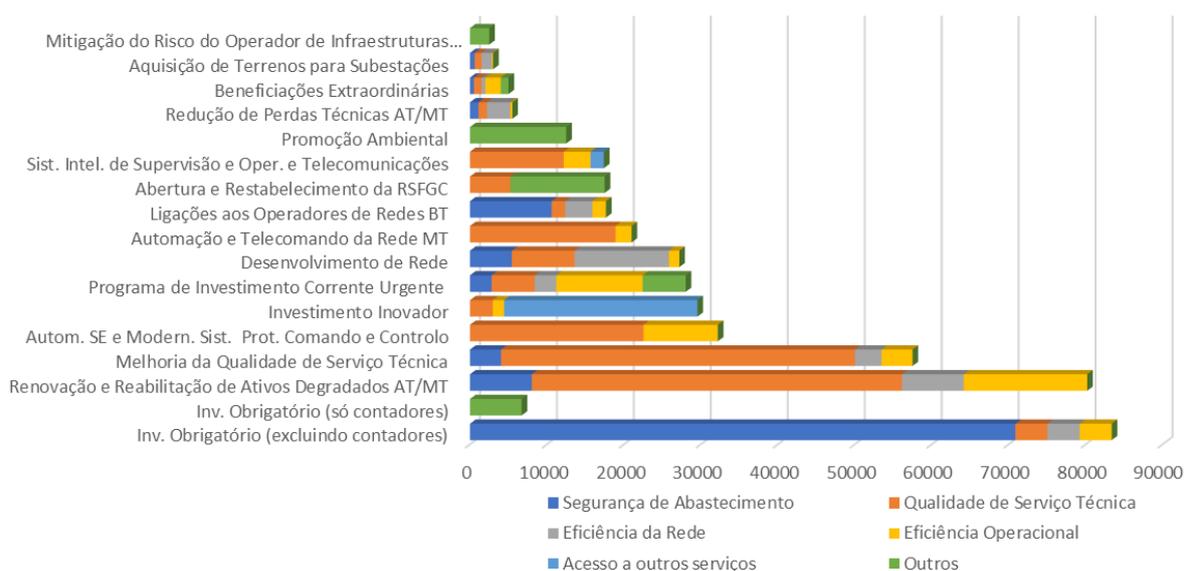
Os programas de investimento distribuem-se pelos diferentes vetores de investimento. Estes programas abrangem não apenas os projetos individuais, mas, igualmente, os projetos de âmbito nacional que não podem ser desagregados. No Quadro 5-2 identifica-se a contribuição de cada programa de investimento para os vários vetores de investimento, de acordo com a proposta de PDIRD-E 2018.

Quadro 5-2 - Desagregação dos programas de investimento por vetor estratégico

Programas de Investimento	nº	Contribuição para os Vetores de Investimento de Iniciativa de Empresa						
		TOTAL 2019-2023 (R\$)	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a outros	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	1	83,4	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só contadores)	1	6,7						100%
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	53	80,2	10%	60%	10%	20%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	9	57,5	7%	80%	6%	7%		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controle	19	32,2		70%		30%		
Investimento Inovador	5	29,6		10%		5%	85%	
Programa de Investimento Corrente Urgente	1	28,0	10%	20%	10%	40%		20%
Desenvolvimento de Rede	19	27,2	20%	30%	45%	5%		
Automação e Telecomando da Rede MT	13	21,0		90%		10%		
Ligações aos Operadores de Redes BT	1	17,7	60%	10%	20%	10%		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	1	17,5		30%				70%
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	6	17,4		70%		20%	10%	
Promoção Ambiental	1	12,5						100%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	3	5,5	20%	20%	55%	5%		
Beneficiações Extraordinárias	1	5,0	10%	20%	10%	40%		20%
Aquisição de Terrenos para Subestações	1	3,0	20%	30%	45%	5%		
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	1	2,5						100%

Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

Figura 5-8 - Desagregação do Investimento por programa de investimento



Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2018

## 6 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

### 6.1 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

#### 6.1.1 INVESTIMENTO GLOBAL EM QST

No seu essencial, e segundo o operador da RND, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para assegurar a melhoria contínua da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias, procurando garantir o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço.

Para tal, o operador da RND refere que o investimento proposto é essencialmente dirigido para:

- Ligeira melhoria da qualidade de serviço global conseguida através da melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos, reduzindo as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumento da resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos extremos;
- Melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Redução do número de interrupções breves;
- Garantia da qualidade da onda de tensão.

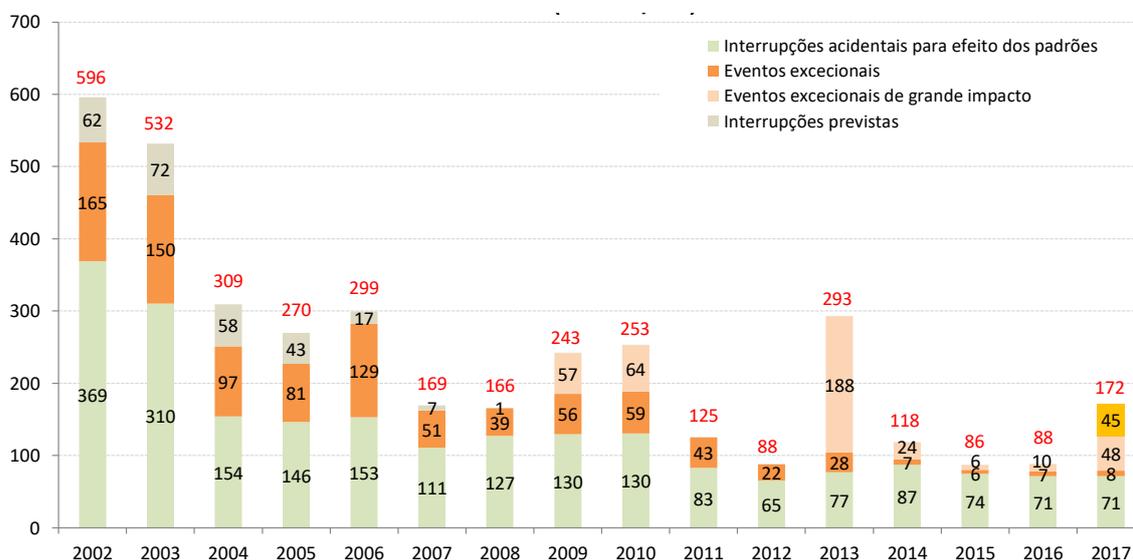
Como ponto de partida para a análise deste vetor de investimento, a Figura 6-1 apresenta a evolução anual da duração média das interrupções de fornecimento de energia elétrica ocorridas entre 2002 e 2017, contabilizada pelo indicador SAIDI MT. Para cada um dos anos são apresentados os contributos associados às interrupções previstas (que têm vindo a ser cada vez mais próximas do valor zero), às interrupções ocorridas como consequência de eventos meteorológicos extremos<sup>14</sup> identificados nos últimos anos, às outras interrupções acidentais não consideradas para efeitos de comparação com os padrões de

---

<sup>14</sup> Os eventos meteorológicos extremos registados nos anos de 2009 (“Tempestade *Klaus*” que ocorreu nos dias 23 e 24 de janeiro e o temporal que ocorreu nas regiões do Oeste e Barlavento Algarvio no dia 23 de dezembro), de 2010 (“Temporal *Xynthia*” que ocorreu no dia 27 de fevereiro), de 2013 (“Tempestade *Gong*” que ocorreu no dia 19 de janeiro) e os incidentes que, após a entrada em vigor do RQS 2013, foram classificados pela ERSE simultaneamente como Eventos Excepcionais e Incidentes de Grande Impacto (“Tempestade *Stephanie*” que ocorreu nos dias 9 e 10 de fevereiro de 2014 e tempestade de vento com origem numa depressão do tipo “Gota fria” na região Atlântica a leste do Açores que ocorreu no dia 17 e 18 de outubro de 2015 e afetou Portugal continental).

continuidade de serviço<sup>15</sup> e às interrupções acidentais consideradas para efeito de comparação com os padrões estabelecidos.

Figura 6-1 - Evolução do indicador SAIDI MT



Fonte: Dados EDP Distribuição e ERSE

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta um montante de investimento alocado ao vetor Qualidade de Serviço Técnica que, a custos primários, oscila entre cerca de 150 M€ no cenário 1 e 215 M€ no cenário 3<sup>16</sup>. Associado a este nível de investimento, cada cenário é caracterizado pelo desempenho esperado da QST. No Quadro 6-1 apresenta-se o valor do investimento proposto pelo Operador da RND para cada cenário no vetor Qualidade de Serviço Técnica; e o respetivo desempenho esperado.

<sup>15</sup> Até 2013, os incidentes considerados devidos a casos fortuitos ou de força maior onde se se excluíram os eventos meteorológicos extremos de 2009, 2010 e 2013 referidos acima e, depois de 2013, os incidentes classificados pela ERSE como sendo Eventos Excepcionais que não foram simultaneamente Incidentes de Grande Impacto.

<sup>16</sup> Importa notar que apesar deste montante ser alocado ao vetor QST, ele resulta não só de programas de investimento imputados maioritariamente ao vetor QS (acima de 60%), mas igualmente a outros programas que sendo associados a outros vetores, também contribuem para este vetor. A título de exemplo, no Cen2, dos 178 M€ alocados ao vetor QST, 148 M€ estão associados a 5 programas de investimento cujo peso no vetor QST supera os 60%, sendo os restantes 30 M€ de outros programas.

**Quadro 6-1 - Cenários de investimento no vetor da QST**

Cenário 1	152,8 M€	- Degradação da QS global esperada (6min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as piores zonas mas admitindo degradação nas melhores
Cenário 2	178,7 M€	- Degradação da QS global esperada <b>(3,5min. NC=50%)</b> - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores
Cenário 3	217,3 M€	- Manutenção da QS global esperada nos níveis atuais <b>(0min. NC=50%)</b> - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação das melhores (do que no cenário 2)

Fonte: Dados EDP Distribuição e ERSE

Ainda que o vetor Qualidade de Serviço Técnica tenha um peso de 40% no total do investimento, o operador da RND após analisar os objetivos de cada vetor estratégico e o risco de não concretização dos mesmos, refere:

*“dos três cenários de investimento analisados, é proposta a adoção do cenário 2 (nível de investimento intermédio), por ser o que melhor garante a eficiência dos investimentos que dão resposta aos seguintes objetivos:*

- *Garantir que, mesmo para cenários mais pessimistas de crescimento do consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa (conforme detalhado mais a frente neste sumário executivo).*
- *Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas.*
- *Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço. com um nível de risco global considerado tolerável.”*

Tendo em consideração a definição dos objetivos de QST, a racionalidade económica dos investimentos e o nível de risco associado ao grau de confiança no alcance dos objetivos, o operador da RND adota o cenário 2 de investimento.

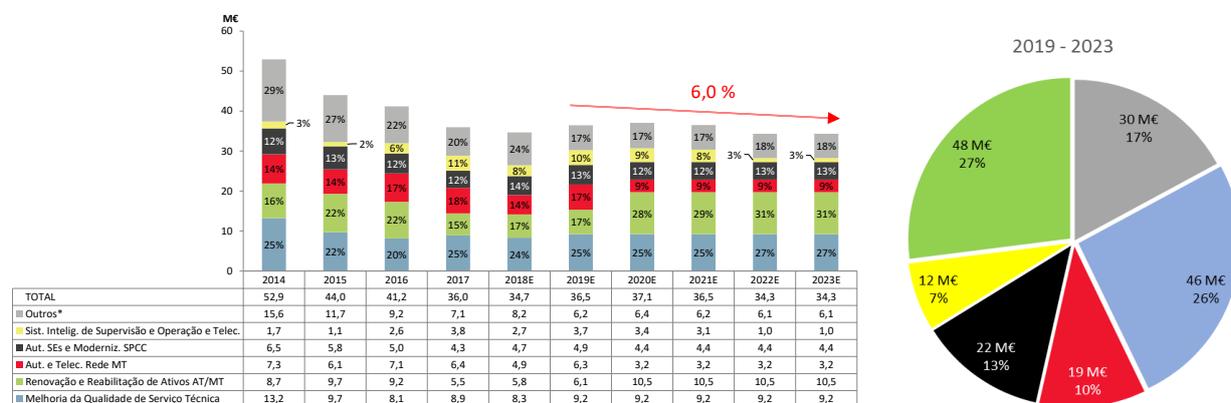
No âmbito do vetor QST, o cenário 2 de investimentos apresentado na proposta de PDIRD-E 2018 caracteriza-se pela realização de um investimento de 178 M€ (40% do investimento total do plano), correspondendo a uma média de 35,6 M€/ano e a uma redução de cerca de 4% face ao investimento médio verificado no triénio 2016-2018 neste mesmo vetor.

É referido pelo operador da RND que o esforço de investimento previsto para o vetor QST permitirá manter uma trajetória consistente de melhoria na qualidade de serviço, conseguida através da atuação sobre zonas com pior qualidade de serviço, atenuando-se as assimetrias existentes entre zonas.

Como se apresenta na Figura 6-2, os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2018 com impacto no vetor QST, destacados pelo operador da RND, correspondem aos programas: Melhoria da QST, Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

A Figura 6-2 apresenta, para o cenário 2, a desagregação do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica pelos principais programas de investimento propostos pelo Operador da RND para atingir os objetivos propostos.

Figura 6-2 - Evolução do investimento no vetor QST e respetivas previsões para o período vigente do PDIRD-E 2018 (cenário 2)



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

### 6.1.2 BENEFÍCIOS ESPERADOS

Relativamente à quantificação dos benefícios considerados na qualidade de serviço, o operador utiliza como parâmetro a Energia Não Distribuída (END), através da soma da “Energia Não Distribuída” resultante de interrupções de fornecimento e da “Energia Distribuída” em regime de sobrecarga das instalações ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar.

De acordo com a proposta de PDIRD-E 2018, o benefício estimado na redução da END da totalidade dos projetos em que este parâmetro foi avaliado é de cerca de 0,94 GWh, dos quais 0,31 GWh são resultantes da redução de interrupções, e os restantes resultantes da redução da exploração em regime de sobrecarga ou de variações de tensão, não respeitando os valores regulamentares.

É referido pelo operador da RND que, globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto na qualidade de serviço representam, no fim do período 2019-2023, para o cenário 2, ganhos anuais de 2,0 GWh de END repartidos pela não degradação da qualidade de serviço já conseguida, como se observa no Quadro 6-2.

**Quadro 6-2 - Impacto no vetor QST da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)**

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	0,38	0,38	0,38
2020	0,74	0,82	0,90
2021	1,09	1,24	1,43
2022	1,42	1,65	1,96
2023	1,75	2,04	2,46

Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

A proposta de PDIRD-E 2018 refere ainda a existência de outros projetos cujo principal objetivo não é a qualidade de serviço, mas que têm igualmente impacto na qualidade de serviço, e que proporcionam uma redução de END, no fim do período 2019-2023, entre 0,35 GWh a 1,06 GWh, conforme o cenário.

O operador da RND refere ainda que os impactos globais dos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço correspondem a reduções do indicador SAIDI MT em 19 minutos, incluindo a variação da degradação natural dos indicadores de qualidade de serviço que ocorreria na ausência total de investimento e estimada de acordo com a tipologia e localização da rede, antes e após a implementação dos programas de investimento propostos.

Adicionalmente a estas reduções relativas aos indicadores que contabilizam interrupções longas (com durações superiores a 3 minutos), a proposta de PDIRD-E 2018 quantifica o impacto no valor do indicador MAIFI MT, dos projetos apresentados, numa redução de 1,47 incidentes anuais. Recorda-se que este indicador está associado ao número de interrupções breves (com durações inferiores a 3 minutos) e a obrigação de divulgação dos seus valores anuais pelos operadores das redes está prevista no Regulamento da Qualidade de Serviço.

### 6.1.3 OBJETIVO RELATIVO AOS NÍVEIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA E ANÁLISE DE RISCO

A importância dada ao vetor da qualidade de serviço em toda a proposta de PDIRD-E 2018 é evidenciada pelo elevado peso relativo do investimento previsto para este vetor. O operador da RND propõe, para o próximo quinquênio, uma ligeira redução do investimento, garantindo, contudo, uma redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica e melhorando a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.

O operador da RND refere que o investimento proposto para o vetor QST é satisfatório para assegurar a qualidade do serviço prestado e garantir a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. No entanto, o vetor QST é identificado como sendo o que apresenta maior incerteza e cujo desempenho depende de fatores de risco não controláveis. Os fatores de risco identificados como podendo contribuir para a deterioração dos resultados de QST foram associados a:

- Fenómenos meteorológicos extremos – a ocorrência de fenómenos atmosféricos tem uma influência determinante na QST visto que cerca de 80% da rede elétrica é aérea;
- Fenómenos ambientais – a ocorrência de fenómenos ambientais devidos a avifauna tem uma influência determinante na QST devido a iniciativas promovidas para conservação de espécies que ocupam uma vasta extensão da rede elétrica;
- Fenómenos devidos a ação humana – a ocorrência de fenómenos devidos a ação humana, resultantes de atos de vandalismo, furto e sabotagem, tem uma influência determinante na QST, devendo a rede elétrica dispor de sensorização que permita detetar precocemente qualquer falha de monitorização ou atos de vandalismo, furto e sabotagem.

Por outro lado, apesar da incerteza inerente ao vetor de QST, a análise de risco efetuada na proposta de PDIRD-E 2018 conclui que o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD-E é tolerável. Contudo, considera-se que os investimentos previstos pelo operador da RND para a melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença dos fenómenos identificados, não previnem completamente os seus efeitos em relação ao desempenho geral da rede.

### 6.1.4 MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO AOS CLIENTES PIOR SERVIDOS

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND refere ter considerado o mecanismo de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, aprovado pela ERSE, ao qual estão subjacentes dois objetivos: 1) promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica; 2) incentivar a melhoria do nível

de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. De acordo com a adoção do cenário 2 de investimento, o operador da RND prevê dar continuidade ao trajeto de melhoria contínua dos indicadores de continuidade de serviço através da redução das assimetrias, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, admitindo, no entanto, uma ligeira degradação nas melhores zonas de qualidade de serviço.

Na proposta de PDIRD-E 2018, foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias. A identificação das saídas de média tensão que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica é importante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

A ERSE concorda com a prioridade que a proposta de PDIRD-E 2018 atribuí a este objetivo, visando a melhoria da continuidade de serviço aos clientes piores servidos.

#### 6.1.5 REDUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES BREVES

Apesar da obrigação de registo e reporte de informação relativa às interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos), nomeadamente quanto ao indicador MAIFI (indicador “Frequência média de interrupções breves do sistema” - sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa “*Momentary Average Interruption Frequency Index*”), por parte dos operadores das redes, apenas foi imposta com a entrada em vigor do RQS 2013 aprovado pela ERSE, existem dados disponíveis para o MAIFI MT na RND desde 2011, que são apresentados no Quadro 6-3.

**Quadro 6-3 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT)**

Ano	MAIFI MT (int./ano)
2011	17,61
2012	12,46
2013	12,96
2014	13,06
2015	10,19
2016	10,40
2017	9,10

Fonte: Dados disponibilizados pelo operador da RND

De acordo com a proposta de PDIRD-E 2018, no período 2019-2023, o operador da RND tem o objetivo de reduzir o indicador do número de interrupções breves, MAIFI MT, em 1,47 incidentes anuais. Para a

concretização deste objetivo, os maiores benefícios para este indicador advirão de diversos investimentos, um dos quais é o associado ao programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo.

Para além destes investimentos que respondem a diversos objetivos em simultâneo, a análise da proposta de PDIRD-E 2018 permite verificar a existência de investimento dedicado ao objetivo de reduzir o número de interrupções breves e que esse investimento será localizado em pontos da rede identificados com base numa combinação entre o desempenho atual da rede e a vulnerabilidade de alguns clientes a este tipo de interrupção (com especial atenção para os clientes industriais).

#### 6.1.6 GARANTIA DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O operador da RND refere que o investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2018 relativo ao vetor QST inclui o objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão. No entanto, da análise aos objetivos dos investimentos propostos, não é clara a identificação de investimentos que explicitamente refiram a intenção de contribuir para a melhoria da qualidade de energia elétrica.

Refira-se ainda que relacionado com este objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão surge, na proposta de PDIRD-E 2018, a indicação de que todas as novas subestações e remodelações de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo terão capacidade de monitorização permanente da qualidade de energia elétrica, no sentido de dar cumprimento ao estabelecido no RQS, aprovado pela ERSE em 2013, em termos de metas de cobertura dessa monitorização.

#### 6.1.7 AUMENTO DA RESILIÊNCIA DE REDES

Na sequência da tempestade Gong, ocorrida em 2013, em que se registaram graves prejuízos resultantes de cortes no abastecimento de eletricidade na sequência de quedas de árvores de grande dimensão sobre linhas elétricas em AT e MT, foram realizados 2 estudos com o objetivo de identificar zonas sensíveis a impactos nas redes, e selecionar medidas que mitigassem o risco associado a fenómenos atmosféricos extremos. Os dois estudos em causa<sup>17</sup>, denominados “*Identificar Soluções Construtivas Alternativas*” e “*Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental*”, foram realizados pelo operador da RND (EDP Distribuição) em colaboração com instituições científicas, tendo

---

<sup>17</sup> Os estudos e respetivas conclusões foram referidos pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2014.

concluído pela existência de áreas sensíveis. As principais medidas identificadas estão associadas à gestão da zona florestal (zona “*buffer de gestão e risco*”) para as áreas localizadas junto faixas de proteção regulamentar nas zonas das linhas elétricas. Com o objetivo de validar essas medidas identificadas pelos estudos, o operador da RND deu início ao denominado “*Projeto Piloto do Louriçal*”, incluído na proposta de PDIRD-E 2014.

Na sequência da experiência e resultados decorrentes da implementação do projeto piloto, o operador da RND estabeleceu um plano de ação para o aumento da resiliência das linhas aéreas em AT e MT, estendendo a zona do projeto piloto a outras áreas sensíveis de maior risco, agregando essas ações a realizar em 43 concelhos numa área de cerca de 1.500 km da RND, debaixo de um subprograma de investimento denominado “*Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas*”,

Segundo o operador da RND, no âmbito deste subprograma, foram selecionadas para intervenção prioritária as redes localizadas nos concelhos que reúnem as seguintes condições:

- i. Área de maior risco de ocorrência de “Eventos Extremos
- ii. Registo histórico de “Interrupções com Causas associadas à presença de árvores
- iii. Resultados da avaliação económica com relação Benefício-Custo superior à unidade.

No entanto, o parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2016, emitido em julho de 2017, considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal, complementado com apresentação de um relatório pelo operador da RND, de forma a aferir os reais benefícios dos investimentos propostos e permitir concluir sobre a extensão do projeto piloto a demais áreas.

No seguimento deste parecer da ERSE, na proposta final de PDIRD-E 2016, que viria ser aprovada pelo SEE em 2017, o operador da RND recalendariou os investimentos a partir de 2019, já no horizonte da do PDIRD-E 2018, condicionados pela análise dos resultados e balanço do projeto piloto executado a apresentar em sede de relatório autónomo.

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador apresenta o sumário executivo do relatório solicitado no parecer da ERSE, onde descreve sucintamente alguns resultados já alcançados pelos investimentos no âmbito do programa piloto:

- *Até final de 2017, refere terem sido concretizados investimentos em cerca de 22,4 há de área sensível identificada (buffer zones) abrangendo 3 linhas com uma extensão de 91km, com um total de 81 intervenções;*

- *Conclui pela exequibilidade do projeto no terreno referindo a interação entre a EDP Distribuição e os diversos Stakeholders, nomeadamente autarquias, juntas de freguesia e proprietários (dos 108 proprietários identificados, até à data, 69% autorizaram intervenção nos terrenos, 21% estão em negociação, e apenas 10% não autorizaram a intervenção);*
- *Regista-se “um aumento da resiliência da rede, tomando como amostra os incidentes e tempo de indisponibilidade registados numa linha, com traçado aéreo estabelecido na zona do Louriçal, em dezembro de 2011 na sequência do temporal Gong, comparado com o tempo de indisponibilidade registado na mesma linha, após intervenção parcial no âmbito deste projeto, em dezembro de 2017 na sequência do temporal Ana. Os resultados obtidos permitiram estimar uma redução muito significativa no tempo de indisponibilidade da linha.*
- *Os custos de execução do projeto estão alinhados com o orçamento.*

Face a estes resultados, e alinhado com o investimento previsto no PDIRD-E 2016 aprovado, o operador da RND prevê concluir o projeto-piloto do Louriçal em 2018 e face aos resultados que alega terem vindo a registar-se com o projeto-piloto, quantifica na proposta de PDIRD-E 2018 o investimento necessário para dar continuidade a este subprograma “Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas”, a partir do ano de 2019, num total de 10 milhões de euros a custos totais (Ficha n.º 5, Anexo 8).

## **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

Os resultados alcançados em termos de melhoria da QST, quer em termos globais, quer em termos de melhoria dos clientes pior servidos, com um foco na redução de assimetrias entre regiões, só foi possível em resultado da concretização dos investimentos propostos e aprovados no PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016.

O operador da RND suportado em estudos internos, aponta que já para manter os níveis de qualidade de serviço alcançados, é necessário investir em média cerca de 50 a 70 M€ por ano em projetos que visem por um lado a renovação de ativos com maior probabilidade de falha, mas igualmente recorrendo a um conjunto de programas de investimento associados a novas tecnologias e à implementação de soluções de automação de rede, baseadas num sistema de comunicações eficaz. Em linha com este racional, na proposta de PDIRD-E 2018, o operador considera que para se manter os níveis de qualidade de serviço atuais (ou seja, com menor risco de deterioração), é necessário concretizar os projetos afetos a 5 programas de investimento diretamente associados à QST:

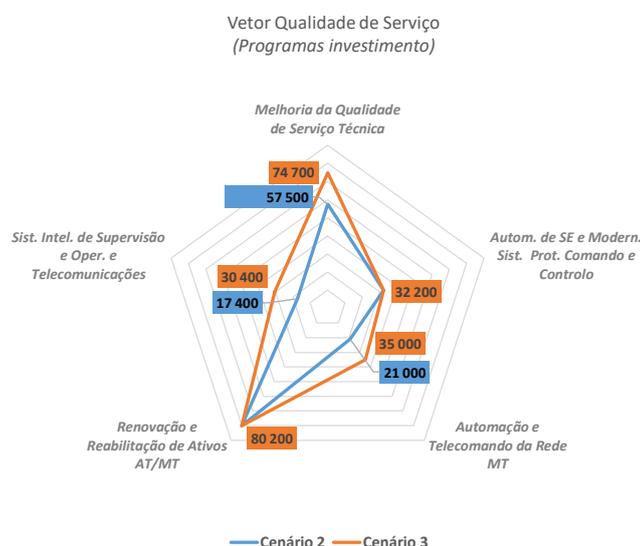
- Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

- Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo
- Automação e Telecomando da Rede MT
- Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
- Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

Se considerarmos o custo total destes projetos, que inclui não apenas o montante imputado ao vetor QST, mas igualmente o montante imputado aos restantes vetores, será necessário investir, face ao cenário 2, um montante adicional de cerca de 44 M€, desagregado por 17 M€ no primeiro triénio e 27 M€ nos 2 últimos anos do horizonte do PDIRD-E 2018. A Figura e quadro seguinte desagrega este acréscimo de investimento identificado pelo ORD pelos 5 anos do horizonte do plano, quer pelos principais projetos de investimento mais relevantes em termos de QST, registando um investimento superior em 3 programas.

Quadro 6-4 - Acréscimo de investimento para manutenção nível QST (cenário 3)

Ano	Cenário 2	acréscimo	Cenário 3
2019	€ 41 000 000,00	€ -	€ 41 000 000,00
2020	€ 43 700 000,00	€ 7 800 000,00	€ 51 500 000,00
2021	€ 43 200 000,00	€ 8 800 000,00	€ 52 000 000,00
2022	€ 40 200 000,00	€ 13 800 000,00	€ 54 000 000,00
2023	€ 40 200 000,00	€ 13 800 000,00	€ 54 000 000,00
	€ 208 300 000,00	€ 44 200 000,00	€ 252 500 000,00



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

Apesar da melhoria alcançada em Portugal nos últimos anos em termos de continuidade de serviço ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão desta tendência acarretaria consequências

negativas com reflexos para o futuro, resultando numa redução de competitividade e produtividade da nossa indústria e serviços, e uma degradação na qualidade de vida percebida pelos clientes domésticos, que dificilmente seriam aceites.

A ERSE considera, por isso, fundamental garantir as condições de rede que garantam, em média, a manutenção dos níveis de qualidade de serviço técnica já alcançados. Para tal, a ERSE concorda que o operador da RND identifique um montante de investimento superior em projetos a estes programas de investimento permitindo assim criar essas condições e minimizar o risco de deterioração dos indicadores de QST.

Esta posição da ERSE fundamenta-se no resultado negativo que se verifica quando se realiza a análise benefício-custo da opção do cenário 2 de adiar estes investimentos e se constata que, a degradação estimada do SAIDI MT em 5% do valor de referência, corresponde a um acréscimo anual da energia não distribuída (END) da ordem de 420 MWh anuais, equivalente a um valor económico direto junto dos clientes domésticos e industriais da ordem dos 1,5 M€ anuais

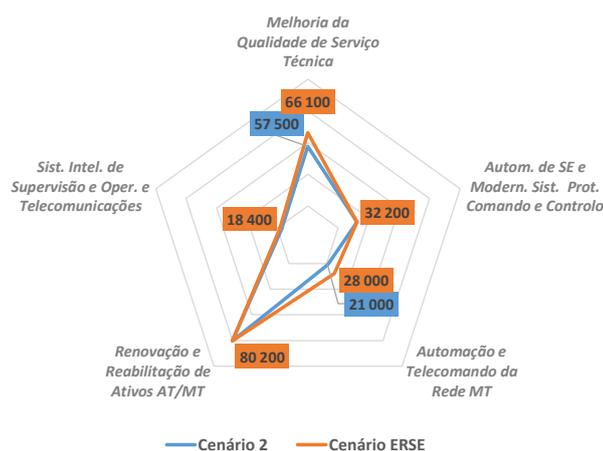
Para evitar essa deterioração, a ERSE recomenda que a EDP Distribuição, no triénio 2019-2021, concretize os projetos de investimentos nos programas de investimento atrás referidos, que identifica no cenário 3 para o vetor Qualidade de Serviço Técnico. No entanto, e porque em 2020 haverá um novo exercício de PDIRD-E, a ERSE recomenda que seja adiada a decisão final de investimento adicional relativa aos projetos dos 2 últimos anos do cenário 3 (QST), devendo essa decisão ser objeto de reanálise em 2020. Num total estimado de 225 M€ no quinquénio, este montante corresponde a um acréscimo de 16,6 M€ face ao previsto para este vetor no cenário central de investimento (cenário 2).

A ERSE cria assim um novo cenário, cujo impacto tarifário será analisado no capítulo 7 deste Anexo, e em que propomos manter investimento QST nos anos 2022 e 2023 igual ao do cenário 2 proposto pelo operador, mas em que para compensar o aumento proposto na QST implicará um corte nos restantes vetores para esses anos.

A posição da ERSE de prudência e de não recomendar desde já a adoção de todo o acréscimo de investimento correspondente ao cenário 3 (vetor QST) é reforçada pelos comentários na Consulta Pública, que realçam a importância da manutenção dos níveis de QST, mas recomendando a indexação de decisões de investimento aos resultados alcançados, ou seja uma nova análise das necessidades de investimento em 2020.

Quadro 6-5 - Acréscimo de investimento para manutenção nível QST (cenário ERSE)

Ano	Cenário 2	acréscimo	Cenário ERSE
2019	€ 41 000 000,00	€ -	€ 41 000 000,00
2020	€ 43 700 000,00	€ 7 800 000,00	€ 51 500 000,00
2021	€ 43 200 000,00	€ 8 800 000,00	€ 52 000 000,00
2022	€ 40 200 000,00	€ -	€ 40 200 000,00
2023	€ 40 200 000,00	€ -	€ 40 200 000,00
	€ 208 300 000,00	€ 16 600 000,00	€ 224 900 000,00



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

## 6.2 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento” assegura a receção e entrega de energia elétrica, de acordo com padrões regulamentares e de segurança, tendo em conta as solicitações formuladas por produtores e consumidores da RND, nomeadamente a alimentação de consumidores ligados diretamente a redes de distribuição em AT e MT, bem como a alimentação de redes de distribuição em BT, ao mesmo tempo que garante a receção de energia de produtores ligados às redes de distribuição.

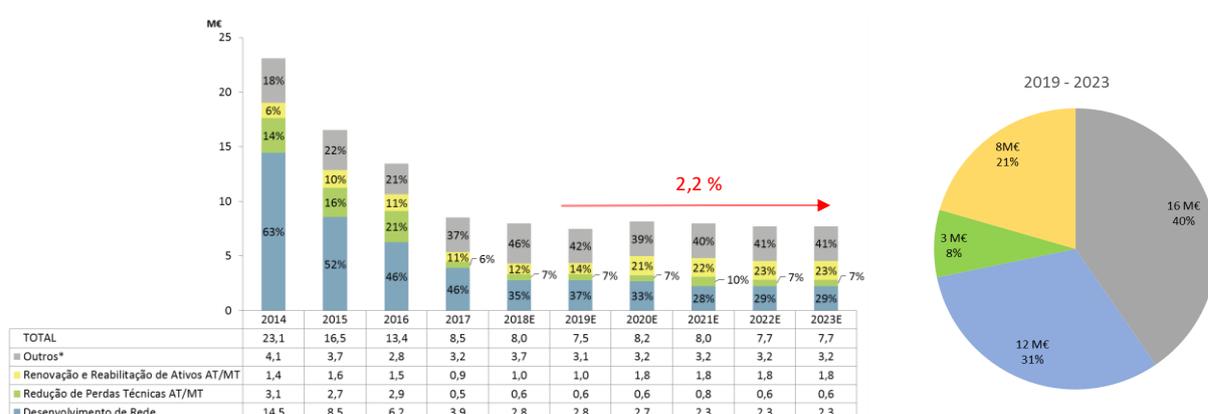
Tendo em conta o recente crescimento de consumos nos últimos anos, o ORD inclui na proposta de PDIRD-E 2018 apenas o investimento que considera necessário para garantir o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento, para além de compromissos assumidos com o operador da rede de transporte, nomeadamente através da ligação a novos pontos injetores da RNT.

No âmbito do vetor “Segurança de Abastecimento”, para o período de abrangência do plano, o operador da RND propõe um investimento de 104 M€ (23% do investimento total do plano), o que corresponde a

uma média anual de 21 M€ ligeiramente acima do nível do investimento médio verificado no período 2016-2018.

Em termos de desagregação por programa de investimento, excluindo o Investimento Obrigatório, o investimento proposto pelo operador da RND para este vetor, desagrega-se por oito programas de investimento, com destaque para o investimento associado ao programa de investimento “Desenvolvimento de rede” e “Renovação e reabilitação de ativos AT/MT”. A rubrica “outros” diz respeito a investimentos associados ao vetor Segurança de Abastecimento que foram classificados em seis outros programas de investimento.

Figura 6-3 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

## 6.2.1 LIGAÇÕES A CENTROS PRODUTORES

### EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

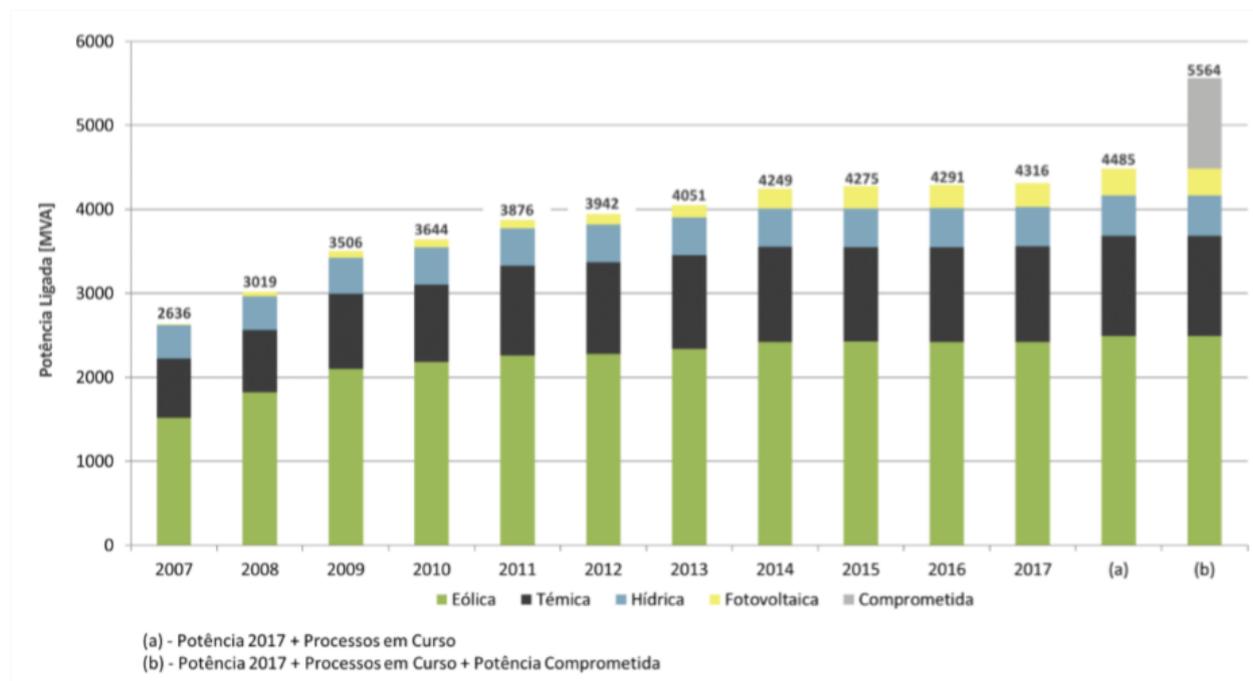
A proposta de PDIRD-E 2018 refere que o Investimento Obrigatório previsto para a rede AT diz respeito a projetos de investimento que permitem criar condições na rede para abastecer o consumo de instalações ligadas em AT, e criar condições de receção da produção distribuída, com destaque para a produção em regime especial (PRE).

Segundo a proposta de PDIRD-E 2018, no final de 2017 estariam ligados à RND 4900 MVA, apenas 41 MVA acima do valor registado em final de 2015. Segundo o operador da RND, este montante representa mais de 60% do total de PRE instalada em Portugal continental, com destaque para a produção a partir de

energia eólica que representa 57% do total, enquanto a produção a partir de energia solar, ainda apenas com 7% do total, registou um crescimento anual médio de 8% face a 2015.

A Figura 6-4 traduz assim a evolução da produção PRE ligada às redes distribuição, incluindo a rede em BT.

Figura 6-4 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT



#### NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA LIGADA ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E BT

A ERSE tem alertado nos últimos anos para a crescente importância do crescimento da produção em UPAC<sup>18</sup> e UPP<sup>19</sup>, que sendo maioritariamente injetada em redes BT, origina alterações no trânsito na fronteira entre MT e BT, e que, por isso, deve ser objeto de atenção pelo operador da RND. As UPAC pressupõem a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente ao nível local de cada uma das instalações de clientes, levando a uma redução da energia que irá utilizar a rede elétrica de serviço público.

<sup>18</sup> Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

<sup>19</sup> Unidades de Pequena Produção, instituídas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014

Para além do efeito no consumo doméstico em BT (que apesar do potencial elevado, terá ainda os anos mais próximos uma expressão reduzida em termos de potência instalada), o maior impacto poderá ocorrer como consequência do envolvimento de parte do consumo elétrico empresarial ligado às redes em MT e BT. Esse quadro de existência de produção mais próxima do ponto de consumo que, pelo menos durante uma primeira fase, irá reduzir as perdas na rede, e a médio/longo prazo contribuirá para a redução das necessidades de investimento em reforço das redes. Assim, a realização de certos projetos de investimento poderá ser evitada ou adiada, devido à redução da utilização da rede decorrente de um aumento progressivo da produção para autoconsumo.

No mesmo sentido, as UPP, apesar de injetarem a totalidade da sua produção na rede a que estão ligadas, têm de estar associadas a uma instalação de consumo e assumir determinadas obrigações de consumo.

O crescimento do número de “consumidores ativos” ligados aos níveis de tensão inferiores poderá representar uma mudança de paradigma na “configuração” do sistema elétrico, conduzindo a necessidade de reforço do poder de intervenção dos consumidores. Esta é uma primeira oportunidade para que o consumidor possa deixar de se considerar “aquele que, no fim, paga tudo”, através do pagamento, a *posteriori*, da utilização do serviço de fornecimento de energia a clientes finais, de que usufruiu, tendo oportunidade de ser aquele que pode contribuir para o financiamento, a priori, do setor, através do investimento na instalação de produção ou de outros recursos energéticos distribuídos, e beneficiar assim de uma redução direta da sua fatura de energia, ou poder auferir de proveitos resultantes serviços que, eventualmente, venha a prestar ao sistema elétrico.

Sendo esta alteração de paradigma ainda recente, parece, contudo, haver um consenso de que existem claras vantagens, numa perspetiva societária global, resultantes de uma penetração mais generalizada deste tipo de produção distribuída, bem como de uma participação mais ativa dos consumidores ligados aos níveis de tensão mais baixos. No entanto, a ERSE está consciente que esta alteração de paradigma coloca muitos desafios aos operadores de redes elétricas, tanto no domínio da operação das redes como no domínio do planeamento.

#### **NECESSIDADES DE INVESTIMENTOS**

O operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2018 que, para além da capacidade já instalada até final de 2017, está prevista ainda a ligação de 169 MW adicionais já em construção, e que existe cerca de 1,1 GW de capacidade de produção com pontos de receção já atribuídos mas cuja construção ainda não se iniciou

(apresentadas nas colunas (a) e (b) da Figura 6-4. Assim, no total, o operador da RND estima que o total de produção distribuída comprometida (ligada ou já atribuída) totalize valores da ordem dos 6100 MVA.

Para além de ter capacidade para satisfazer estes compromissos que já foram assumidos, o operador da RND refere como expectável que a RND possa oferecer uma capacidade de receção da ordem dos 8140 MVA em 2018 e 8230 MVA em 2020, evidenciando uma disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de nova produção distribuída.

A proposta de PDIRD-E 2018 disponibiliza ainda, no Anexo 9.C informação sobre a distribuição geográfica da capacidade disponível na RND desagregada por subestação da RNT (nível de 60kV), destacando-se o elevado montante de pedidos de viabilidade na região do Alentejo, onde a falta de viabilidade para novas ligações está associada essencialmente à RNT e não à RND. Nesse sentido, o operador da RND refere não ser necessário considerar na proposta de PDIRD-E 2018 nenhum investimento adicional relativo à ligação futura de produtores, ainda que lembre que possam existir limitações na capacidade de receção do lado da RNT, que limite por isso a capacidade disponível do lado da AT.

Na proposta de PDIRD-E 2018, é ainda referida a necessidade futura de ligação de 80 MW relativos à zona piloto para energias oceânicas, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Contudo, o operador da RND refere que as condições de ligação serão conseguidas com os atuais recursos da RND e que, por isso, não estão também previstos investimentos para este fim.

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

A ERSE reforça a sua anterior recomendação para a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção a um nível local, já que são expectáveis ritmos de penetração diferenciados geograficamente de produção distribuída nas redes em MT e BT. A capacidade de produção renovável e proveniente de recursos endógenos não se distribui de igual forma ao longo do país, o que leva a que a não seja igual a atratividade de cada localização/zona geográfica para as tecnologias de produção distribuída atualmente mais apelativas.

No mesmo sentido, a ERSE salienta a importância de acompanhar o impacto da evolução da capacidade instalada de produção distribuída ligada às redes em BT em situações de inversão de trânsito, e sua consequência em investimentos nas redes MT. Para além da informação já hoje disponibilizada no Anexo 5.A sobre a capacidade de receção disponível em cada subestação, para cada nível de tensão, seria importante que esta informação fosse disponibilizada graficamente (mapa), de modo a que seja possível

identificar as zonas com maior capacidade de receção disponível e aquelas em que esta é mais escassa, permitindo ao operador identificar qual a melhor estratégia para colmatar lacunas. Esta caracterização de lacunas em termos de capacidade de receção tem sido aliás uma das recomendações expressas pelos participantes nos processos de Consulta Pública.

Realce ainda para os comentários recebidos durante a Consulta Pública que referem que a proposta de PDIRD-E 2018 não incorpora devidamente o impacte previsível da disseminação da produção distribuída, especialmente aquela que irá ser instalada perto do local de consumo. Esta preocupação realçada pelos participantes na Consulta Pública pode ter diversas facetas, e o facto de Portugal beneficiar de um enquadramento legislativo bastante atual neste domínio, leva a realçar algumas das vantagens positivas que a produção distribuída ligada às redes em MT e BT tem associada.

Neste sentido, a questão da penetração da produção distribuída deve deixar de ser unicamente apresentada na perspetiva de problemas que coloca e de custos incorridos, quer quando se trata da interação entre as redes de transporte e as redes de distribuição, quer quando são analisados os impactes em cada um dessas redes, devendo ser tido em conta os benefícios que poderão resultar desta evolução e que, provavelmente, serão mais evidentes quando se analisar a penetração em maior escala da produção distribuída ligada às redes em MT e BT.

As metodologias de planeamento assumem-se naturalmente como conservadoras, mas isso não as deverá inibir de poderem evoluir, sendo esta evolução mais natural quanto mais o impacto do fenómeno for ainda reduzido.

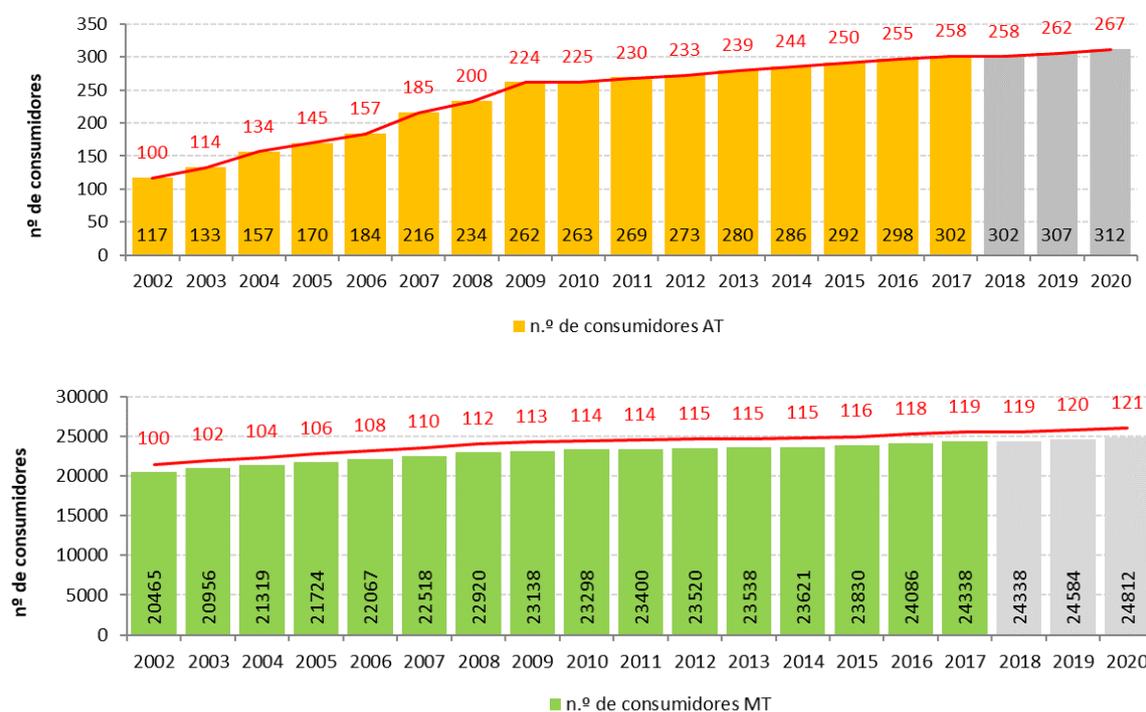
Alguns dos pressupostos de planeamento, que foram estabelecidos num contexto em que era outro o conceito de produção distribuída (ou nem existia), devem ser adaptados ao novo contexto, ou em alternativa, a sua manutenção deve ser melhor justificada. A manutenção destes pressupostos pode originar sobrecustos de investimento na rede, que poderão constituir uma barreira à penetração deste novo tipo de produção distribuída. A ERSE recomenda, por isso, que em edições futuras de propostas de PDIRD-E reflitam os comentários referidos.

## 6.2.2 LIGAÇÕES A INSTALAÇÕES DE CONSUMO

A proposta de PDIRD-E 2018 refere que a realização pelo INESC TEC de um novo modelo de estimação dos montantes necessários Investimento Obrigatório em ligações a instalações de consumo, atualizando os modelos adotados nas edições anteriores de PDIRD-E, assentando num modelo que utiliza inputs

relacionados com a atividade da distribuição e inputs macroeconómicos. No entanto, o número de pedidos de ligação continua a ser uma variável com forte correlação com o investimento obrigatório para ligação de clientes, estudo esse que foi, entretanto, atualizado com dados mais recentes. Na Figura 6-5 é apresentada a evolução histórica e prevista do número de consumidores ligados fisicamente às redes de distribuição em AT e MT, justificando uma redução dos volumes previstos de Investimento Obrigatório em ligações a clientes com a evolução prevista de novas ligações de consumo à rede de distribuição, entre 2002 a 2017 (valores reais) e 2018 a 2020 (valores provisionais para o período regulatório 2018-2020).

Figura 6-5 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018, ERSE

A proposta de PDIRD-E 2018 não permite identificar qualquer aumento das necessidades de investimento face ao passado recente, o que é suportado pelos resultados do modelo de estimação do investimento, que não sugerem um aumento das necessidades de rede em termos de aumento do consumo ou da ponta de carga.

### 6.2.3 SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DA RDN

#### **CUMPRIMENTO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA**

No âmbito do vetor “Segurança do Abastecimento”, para além de assegurar as condições de receção e entrega de energia, o operador identifica um terceiro pilar de orientação que passa pelo cumprimento dos padrões de segurança, e que nesta proposta de PDIRD-E 2018 inclui critérios adicionais relacionados com grandes blocos de carga.

Com base na evolução passada e estimada do consumo, o operador adota para efeitos da identificação de necessidades de rede um cenário de crescimento médio anual de 1,1% apontando para níveis de consumo em 2023 idênticos aos verificados em 2010, com um maior crescimento esperado no final do quinquénio.

Dando resposta à recomendação da ERSE à proposta de PDIRD-E 2016 de estimar as necessidades de rede de cada subestação em termos de ponta, desagregando essa variação da variação dos consumos, o operador da RND refere ter sido efetuado um estudo nesse sentido, o qual se revelou ainda inconclusivo. Assim, o operador manteve a metodologia usada no PDIRD-E 2016, considerando que a taxa de variação de ponta na subestação é a mesma da taxa de variação dos consumos alimentados por essa subestação tendo por base o consumo de cada concelho.

Com base nesta metodologia e na análise de sensibilidade a diferentes cenários de consumo serem excedidos, o operador identificou as necessidades de rede em função da potência não garantida, quer em regime N quer em regime N-1, optando pelo cenário de investimento que apenas prevê a existência de potência não distribuída da ordem dos 83 MW no caso de regime N-1, garantido que esta é nula no regime normal de exploração. Este cenário resulta num investimento proposto da ordem dos 25 M€ no programa “Desenvolvimento de rede”.

Como referido, o operador refere que o investimento proposto se situa no nível mínimo necessário para dar resposta ao cumprimento dos padrões de segurança, propondo apenas investimentos pontuais em casos identificados de crescimentos locais que impliquem a violação dos valores de referência (90% de utilização da potência instalada em subestações ou 70% da capacidade nominal das linhas). A estes investimentos pontuais, o operador acresce a necessidade de continuar a reforçar o investimento em unidades de reserva de transformação, na medida que a falha de uma transformação implica um volume significativo de energia não distribuída (está prevista no horizonte do PDIRD-E 2018 a conclusão do programa de reserva identificado no PDIRD-E 2016, que previa 17 unidades de reserva).

#### **GARANTIA DE ALIMENTAÇÃO A CAPITAIS DE DISTRITO**

Na linha do PDIRD-E 2016, o operador dá continuidade à aposta em garantir a segurança N-1 a todas as capitais de distrito (Zona A), garantindo que o consumo destas deve ser abastecido mesmo no caso de falha de uma subestação, o que implica a alimentação a partir de no mínimo 2 subestações. O operador identifica a existência de 3 distritos onde este critério não é ainda cumprido (Beja, Portalegre e Bragança), e por isso propõe um conjunto de investimentos quer em Beja, com uma nova subestação 60/15kV, quer no distrito de Portalegre, através do reforço, em fase de conclusão, de uma subestação já existente. Fica adiada a decisão de investimento numa 2ª subestação em Bragança, que será alvo de reanálise nos próximos planos.

O operador efetuou ainda estudos para apurar o impacto na potência não garantida no caso de falha de barramentos MT em subestações AT/MT, identificando que com o investimento proposto nesta proposta de PDIRD-E há 4 subestações que deixam de ter potência não garantida.

#### **GARANTIA DE ABASTECIMENTO A BLOCOS DE CARGA (TIPO D)**

Com base num estudo recente realizado pelo operador da RND, foi avaliado o impacto da aplicação de um critério de segurança adicional, adotado no Reino Unido, e que prevê que no caso de cargas monoalimentadas por subestações da RNT, até um máximo regulamentar de 70 MW (Regulamento da Rede de Transporte), deve se verificado o seguinte:

- Em regime N-1 (falha de 1 circuito), a carga mínima alimentada deverá ser o bloco de carga deduzido de 20 MW.
- E para instalações que alimentem blocos acima de 70 MW, deve ser aplicado deslastre seletivo, recorrendo à instalação de interbarras AT e proteção diferencial do barramento AT.

Com base no estudo, o operador identificou os equipamentos que deverão ser alvo de investimento, propondo um conjunto de ações no total de cerca de 5 M€ abrangendo 5 linhas AT e 8 subestações (descrito com maior detalhe no anexo 9.F e na ficha n.º 3 do Anexo 8.).

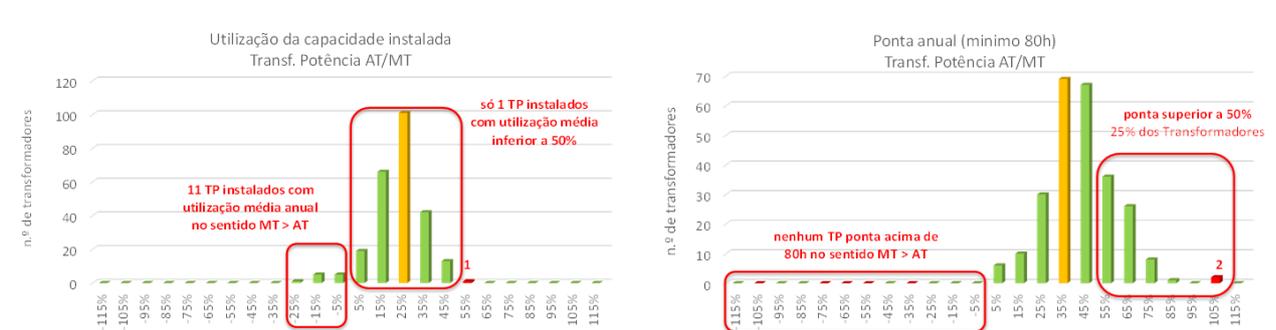
#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

Em linha com as posições assumidas no passado, a ERSE sublinha o esforço do operador da RND em identificar as necessidades de investimento necessárias a dar resposta aos padrões de segurança, ao mesmo tempo que mantém o investimento nos níveis mínimos adequados.

O investimento proposto pelo ORD em subestações onde se verifique a violação dos valores de referência, situa-se em valores mínimos, na medida em que não há um número significativo de instalações nessa situação. No final de 2018, apenas 2 subestações apresentavam valores de potência utilizada superior a 90% enquanto o número de linhas AT acima dos 90% era de apenas 6. Na figura seguinte ilustra-se a utilização da capacidade instalada em transformadores AT/MT, com base nos valores verificados no final de 2017, enviados à ERSE no âmbito da informação para efeitos de acesso prevista no artigo 22.º do RARI. Apresenta-se igualmente a ponta registada em cada unidade (verificada num mínimo de 80h).

Verifica-se que apenas 1 transformador de potência (TP) apresenta uma utilização média anual superior a 50%, destacando-se ainda a existência de 11 TP com utilização média no sentido inverso ao trânsito característico da RND (sentido MT > AT). Por outro lado, analisando a figura em termos de ponta ocorrida, 25% dos TP registaram pelo menos 80h acima de 50% da sua utilização. Estes números validam assim a opção correta do operador em manter o investimento em níveis mínimos.

**Figura 6-6 - Distribuição da utilização da potência instalada em Transformadores de potência e respetiva ponta registada num mínimo de 80h**



Fonte: ERSE

Já em termos de garantia de segurança às capitais de distrito, a ERSE sublinha a preocupação expressa em alguns comentários recebidos na consulta pública, que recomendam que o operador estenda esta estratégia aplicável às capitais de distrito a outras localidades, as quais pela sua importância ao nível dos consumos industriais, mereceria um reforço dos investimentos que garantisse uma qualidade de serviço ao nível das restantes zonas A.

Na última revisão regulamentar, a ERSE introduziu no RARI um artigo que prevê institui um mecanismo que permite a eventuais promotores empresariais, em coordenação com o operador da RND propor investimentos adicionais, no sentido de criar condições para uma qualidade de serviço superior que

permita atrair novo consumo, consumo esse que será responsável por suportar os custos do investimento através das tarifas de rede.

#### 6.2.4 RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS NA RND

A caracterização dos ativos da RND constitui um importante elemento de planeamento, pois permite identificar os equipamentos das redes com níveis de disponibilidade e de fiabilidade mais baixos, e ajustar a prioridade dos investimentos, através da renovação e reabilitação, ou da substituição dos ativos, numa atuação proactiva com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais. Naturalmente, os ativos de rede envelhecem com o tempo, e apesar das ações correntes de manutenção e conservação, a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha dos equipamentos, com consequências diversas ao nível do serviço prestado, probabilidade essa que pode conduzir à decisão de renovação dos mesmos.

No entanto, sabe-se que, ao longo da sua exploração, um ativo pode apresentar índices de fiabilidade muito diferentes quando comparado com outros ativos equivalentes e de idade semelhante. Tal diferenciação pode ser justificada por diversas razões nas quais se realça o regime de exploração a que ele se encontrou sujeito. Deste modo, antes de uma decisão da sua substituição, é adequado efetuar uma análise económica dos benefícios resultantes da intervenção e reabilitação do ativo e avaliar qual das alternativas, é a mais apropriada.

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND refere que a tomada de decisão subjacente aos investimentos propostos teve por base uma metodologia que dentro de um conjunto de ativos que historicamente apresentaram uma maior incidência de falhas ou ações de manutenção, seleciona aqueles que apresentam uma maior probabilidade de trazer ao sistema mais consequências. Para tal, a metodologia combina o Índice de saúde (IS), o Índice de Falha (IF) e o Índice de criticidade (IC), resultando numa matriz associada ao risco de falha e respetiva gravidade.

O índice de saúde (IS) diz respeito à condição física do equipamento e à sua capacidade em desempenhar a função para a qual foi dimensionado. Já o índice de falha é determinado pela combinação do IS e da envolvente em que esse ativo opera, ou seja, a exposição a fatores externos, denominada Índice de fatores externos. Os ativos que apresentem um maior índice de falha são, então, selecionados para serem objeto de estudo.

Quanto ao índice de criticidade, também designado pelo operador por índice de risco, pretende apurar qual o grau de severidade, ou seja, as consequências para a RND de uma falha deste ativo em particular.

Com base nestes índices, o operador da RND combina estes elementos numa matriz de risco e, com base numa avaliação qualitativa e quantitativa, decide investir, no âmbito do programa “Renovação e reabilitação de ativos AT/MT”.

No anexo 9.A apresenta o estudo que fundamenta a identificação de necessidades de investimento e as respetivas propostas de investimento. De um modo geral, o operador identifica um conjunto de indicadores que seja representativo da idade dos ativos das redes em AT e MT, depois analisa a tendência dos ativos, por principais classes de ativos, com destaque para os que já estão totalmente amortizados. Analisando diferentes cenários de consumo, o operador simula o efeito da realização dos investimentos de renovação de ativos nos referidos indicadores.

Com base nos valores contabilísticos dos ativos, cuja informação foi enviada à ERSE pelo operador da RND, ao abrigo das Normas complementares de Investimento, a Figura 8-9 apresenta a evolução da relação entre o investimento realizado e as amortizações de cada exercício, entre 2002 a 2016, e permite comprovar a afirmação do operador da RND que refere que “o valor dos investimentos realizados” na RND ultrapassou, de forma consistente, o valor das amortizações líquidas de cada exercício.

Figura 6-7 - Relação entre investimento e amortização do exercício



Fonte: EDP Distribuição, ERSE.

O operador refere que de acordo com o cenário de investimento proposto (Cenário 2), a idade média contabilística dos ativos de rede tenderá a aumentar, passando de 28,3 anos para 31,1 anos, com um tempo médio de vida útil restante que aumenta 0,4 anos, passando de 15,6 para 16,6 anos.

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

De uma forma global, tendo em consideração que o operador da RND estima que, ao longo dos 5 anos de abrangência do PDIRD-E 2018, o crescimento estimado do consumo e da ponta sejam mais significativos no final do quinquénio, a ERSE regista com agrado que os investimentos propostos sejam baseados numa metodologia de gestão de ativos, que analisa cada tipo de ativo em função do seu índice de saúde e de criticidade, adotando diferentes propostas de investimento consoante a classe de ativo. Neste sentido, a ERSE considera positivo que o investimento em monitorização dos ativos permita o envelhecimento dos mesmos, sem que isso coloque em causa a fiabilidade da rede e a qualidade de serviço, permitindo assim uma poupança para os consumidores face ao cenário de investimento baseado apenas na idade contabilística.

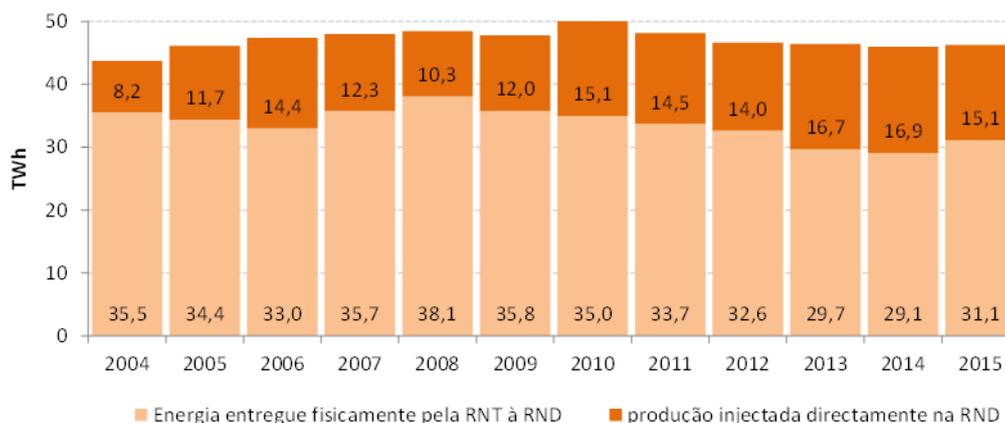
A ERSE recomenda apenas que o operador continue a realizar esforços para que na edição do PDIRD-E 2020 já seja possível disponibilizar informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos.

#### **6.2.5 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DA RND E DA RNT**

Segundo a proposta de PDIRD-E 2018, até final de 2018, deverão existir 66 ligações (ou pontos de entrega - PdE) entre a RND e a RNT (mais 1 do que em 2016).

Segundo o operador da RND, a concretização de novas ligações à RNT permite criar condições para satisfazer as necessidades de abastecimento dos consumos com melhoria no desempenho do sistema. No entanto, deve ser destacado que, ao longo dos últimos anos, a RND tem tido um papel cada vez mais importante no abastecimento dos consumos (a partir da penetração ocorrida da produção distribuída), com uma diminuição da energia injetada pela RNT, sem prejuízo da importância que a RNT representa em termos de garantia do abastecimento em situações de ponta.

Figura 6-8 - Evolução da energia entrada nas redes de distribuição na RND a partir da RNT e da produção distribuída



Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2018, ERSE, Operador da RNT

De acordo com o operador da RND, os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2018 incluem 2 novas ligações a pontos injetores da RNT (Vila Nova de Famalicão e Divor), os quais resultam de compromissos assumidos com o operador da RNT, incluindo o reforço da capacidade de transformação nas subestações existentes em que exista o risco de manutenção da potência garantida necessária, tendo em conta os critérios técnicos de segurança.

Em termos de concretização de projetos individuais num passado recente, o operador refere terem sido concluídas 3 novas ligações a subestação da RNT, designadamente, Ourique e Alcochete. Já em sentido inverso, foram desativados os PdE, em Ruivães e Guimarães.

No que diz respeito aos investimentos propostos no período 2019-2023, destaca-se a importância do novo injetor de Vila Nova de Famalicão (a concretizar entre 2019 e 2021), que segundo o operador da RND, para além de apoiar o PdE “Riba d’ Ave” e melhorar a flexibilidade na região, terá como principal benefício “a redução de perdas e o aumento da fiabilidade do abastecimento”.

Quanto à abertura do novo PdE “Divor”, na região de Évora Divor, já proposto no PDIRD-E 2016, a sua necessidade prende-se, segundo o operador da RNT, pela dificuldade de expandir o PdE já existente, traduzindo-se ainda em benefícios claros ao nível da criação de capacidade de receção para nova produção distribuída. O adiamento da sua concretização, à semelhança do PdE de Vila Nova de Famalicão, decorrer da redução dos consumos ao longo dos últimos anos, que originou um adiamento do investimento para o final do horizonte do plano, até 2021.

Inserido no mesmo eixo de transporte a 400kV, o futuro novo injetor de Pegões, foi adiado para 2025, no seguimento da decisão do Governo em não concretizar no curto prazo projetos estruturais como o novo aeroporto ou a nova plataforma logística.

A proposta refere ainda a necessidade de estabelecimento do reforço da ligação da rede de distribuição em AT a pontos injetores já existentes, através de novos painéis (em Vila Fria, Castelo Branco e Estremoz), sem prejuízo do adiamento de alguns painéis, na sequência da redução das estimativas dos consumos servidos pela rede de distribuição AT.

Este reforço de painéis de novas subestações, permite ainda o desenvolvimento de produção distribuída, nomeadamente ligada a 60kV, como é o caso de 2 novas linhas a ligar à subestação V.N. Famalicão, uma nova linha a ligar à subestação de Castelo Branco, bem como o desdobramento de linhas em Vila Fria.

No total, o operador da RND propõe, no cenário 2, um montante de investimento da ordem dos 8M€ para o período 2019-2023, a distribuir por 6 projetos individuais.

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

Na linha dos comentários da ERSE em Pareceres anteriores, a ERSE entende que se devem realizar todos aqueles projetos que, a concretizar até 2021, não possam ser adiados, por falta de garantia de reserva N-1, na sequência de estudos conjuntos entre o operador da RNT e operador da RND. Salienta-se, no entanto, que os investimentos só deverão ser concretizados após devidamente fundamentados por estudos que comprovem a evolução local de consumo, não devendo ser propostos conjuntos agregados de projetos assentes apenas em cenários de evolução nível nacional.

Deste modo, saúda-se a decisão assumida pelo operador da RND que refere o adiamento do novo ponto injetor de Pegões, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base à necessidade identificada no passado da sua instalação, nomeadamente do consumo da região.

No essencial, e apesar de considerar que existe um esforço claro e intenso de coordenação entre os operadores da RNT e da RND, a ERSE considera essencial aprofundar alguns aspetos associados à coordenação do planeamento da RND e RNT, e especial no que diz respeito à efetiva utilização das capacidades instaladas nas subestações. Com efeito, salvo em cenários extremos, de probabilidade mínima, existe uma efetiva utilização da capacidade instalada no sentido de jusante (RND) para montante (RNT). Assim, é fundamental que o operador da RND, em coordenação com o operador da RNT, explicito o

número de horas em que se verificou qualquer congestionamento nas subestações, desagregando essa informação por subestação. Esta informação, que deverá ser objeto de divulgação, servirá como um claro sinal de que poderá ser necessário investir em nova capacidade previamente à atribuição de novas licenças (com destaque para as atribuídas a produtores ligados diretamente à RND).

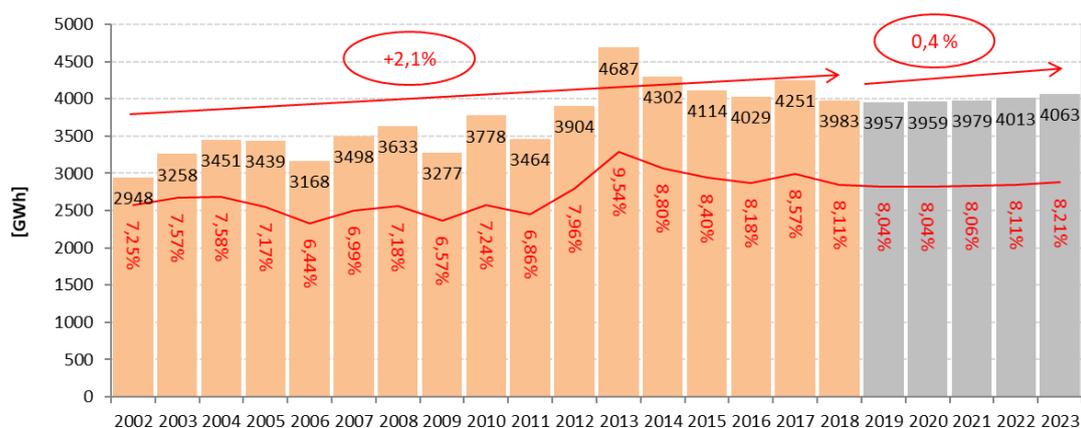
A ERSE recomenda por isso, que na informação a disponibilizar em sede de PDIRD-E 2020, o operador da RND identifique aquelas subestações em que se verificou congestionamento, em qualquer dos sentidos de trânsito, e quantifique o número de horas em que esse congestionamento sucedeu. Adicionalmente, deverá ser quantificado o montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade. Estas informações de acesso às redes deverão ser associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador.

### 6.3 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “EFICIÊNCIA DE REDE”

O vetor eficiência de rede está diretamente associado ao indicador “Perdas Técnicas da RND”, e inclui projetos que contribuam para reduzir/manter o nível de perdas técnicas em valores adequados.

Ao longo dos últimos anos, o nível de perdas de distribuição tem registado uma tendência para estabilizar em valores da ordem dos 4000 GWh ou 8% do consumo referido à emissão, muito embora o maior peso se deva a redes de distribuição em BT. Na figura seguinte, pode observar-se a variação ocorrida desde 2002, onde se observa uma estabilização do nível de perdas nos últimos anos.

Figura 6-9 - Evolução das perdas das redes de distribuição

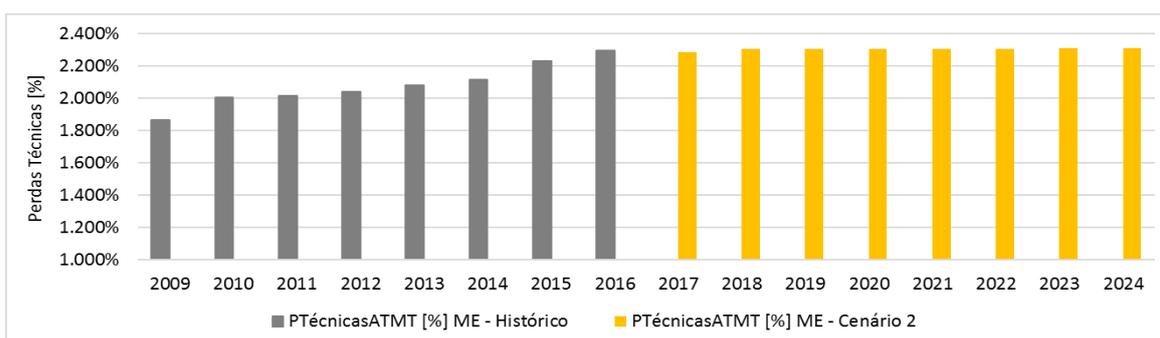


Fonte: proposta de PDIRD-E 2018, ERSE

Com base num estudo realizado em parceria com o IST, o operador da RND havia identificado já no PDIRD-E 2014 que as perdas técnicas se encontravam em níveis adequados. Posteriormente, no PDIRD-E 2016, foi desenvolvido novo estudo, em parceria com o INESC-ID, que confirmou que as perdas se encontravam nos níveis adequados, mas que avaliava ainda o impacto da produção distribuída nas perdas. Esse estudo veio demonstrar que a produção distribuída, essencialmente a partir de fontes renováveis, tinha diferentes impactos nas perdas em função do nível de tensão em que era injetada na rede, com um impacto negativo se injetada em AT, um impacto neutro se em MT, e um efeito favorável se em BT.

Na proposta de PDIRD-E 2018, o Operador da RND realizou em conjunto com o INESC-TEC um novo estudo com o objetivo de estimar projeções para as perdas técnicas na RND (excluindo, portanto, as redes em BT) resultantes do investimento proposto (cenário 2). Com este estudo, o ORD procurou dar resposta a uma das recomendações da ERSE no PDIRD-E 2016, no sentido de desagregar as perdas por nível de tensão.

**Figura 6-10 - Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2**



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

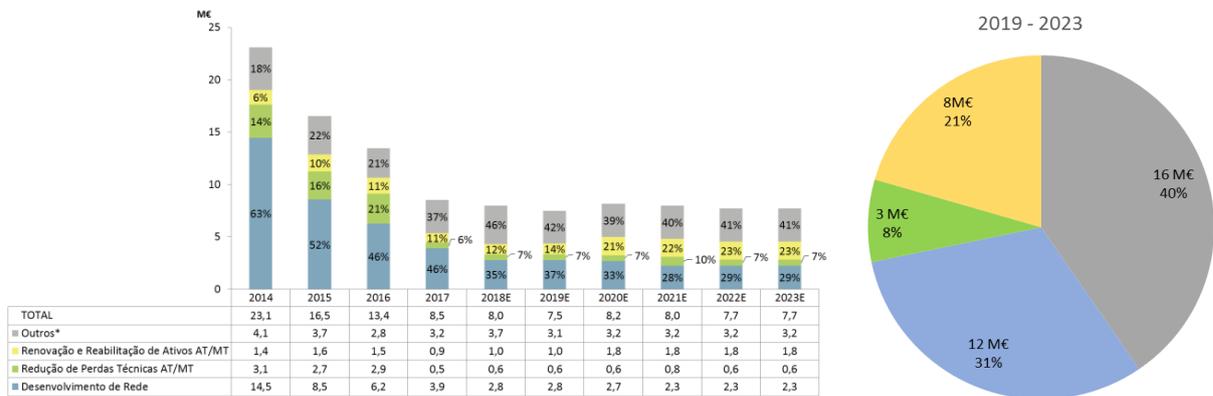
Como resultado do estudo, o ORD estima qual o investimento necessário para manter o nível de perdas na RND nos níveis adequados, compensando assim o efeito da injeção na RND de produção distribuída.

O investimento proposto pelo operador da RND na proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor “Eficiência de rede” diretamente associado à redução e perdas técnicas representa cerca de 10% do montante total a investir, num total de cerca de 40 M€, ao nível do proposto no PDIRD-E 2016.

De acordo com o operador da RND, para a redução de perdas nas redes de AT e MT contribuem diferentes projetos de investimento englobados em outros programas investimento que não o programa “redução de perdas técnicas”, designadamente os programas “desenvolvimento de rede” e “renovação e reabilitação de ativos AT/MT”. Os principais investimentos propostos incidem principalmente na duplicação de saídas

de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de seção reduzida”.

Figura 6-11 - - Evolução do investimento no vetor “Eficiência de Rede”

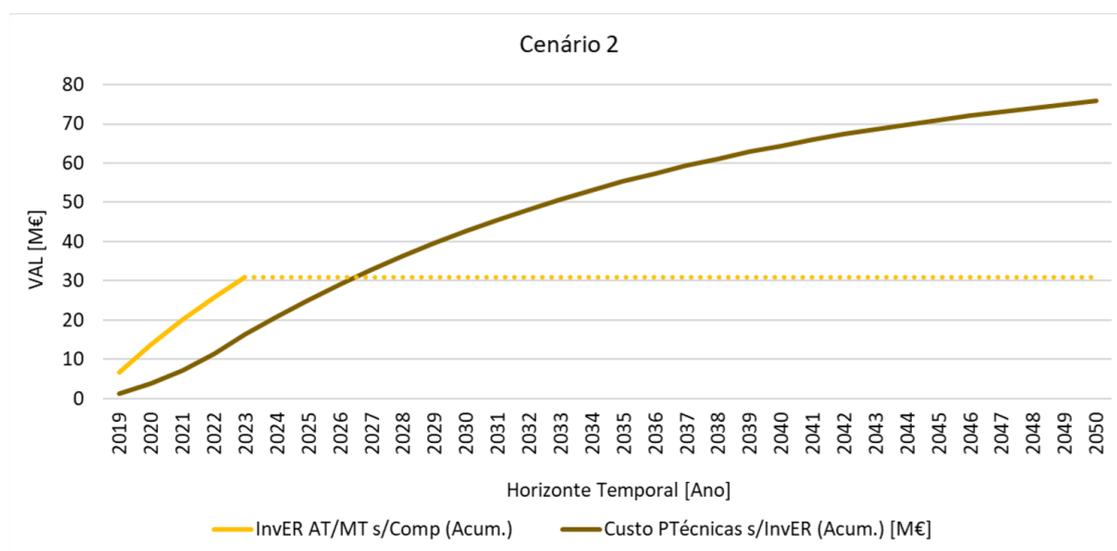


Fonte: A partir de dados proposta de PDIRD-E 2018

Tendo em conta que para a redução das perdas técnicas contribuem não apenas o programa de investimento “redução de perdas técnicas”, mas igualmente os outros programas atrás referidos, o operador da RND refere que “o investimento proposto no vetor “Eficiência de Rede” se encontra no nível mínimo face às necessidades de rede”, com um montante praticamente constante nos 3 cenários de investimento da proposta de PDIRD-E 2018.

Através do referido estudo, o operador da RND quantifica não só o montante de investimento necessário, mas igualmente o benefício esperado em termos monetários, comparando os valores atualizados do investimento com os custos com o aumento das perdas na ausência de investimento

Figura 6-12 - Comparação entre a evolução do custo do incremento de perdas técnicas AT/MT por não investimento em ER, com o valor do investimento em ER nos níveis AT e MT (30 anos) – Cenário 2



Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

Finalmente, em termos de benefícios esperados, o operador da RND refere que os investimentos propostos no cenário 2 associados ao vetor Eficiência de Rede apresentam ganhos anuais médios em energia de perdas na rede AT e MT de cerca de 28 GWh/ano, a que se devem somar 38 e 46 GWh/ano de ganhos adicionais devidos a outros programas de investimento previstos na proposta, com ganhos totais anuais entre 66 e 74 GWh/ano.

Quadro 6-6 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	13,7	13,7	13,7
2020	27,3	28,5	29,1
2021	40,6	43,1	44,2
2022	53,5	57,3	58,9
2023	66,4	71,4	73,6

Fonte: proposta de PDIRD-E 2018

Em termos de redução das perdas técnicas nas redes, a ERSE realça como positivo o estudo conjunto realizado pelo INESC-TEC/operador da RNDRD no sentido de desenvolver um modelo, em fase de validação, para determinar o valor de perdas, em energia, por cada nível de tensão. Apesar de o operador da RND já ter disponibilizado informação sobre estimativa de perdas desagregadas, esta informação não é ainda completa, sendo necessário concretizar a implementação do modelo para maximizar os benefícios decorrentes dos investimentos já realizados de instalação de teled medida na fronteira MT(BT).

Assim, a ERSE reforça a recomendação efetuada no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, na expectativa de que na próxima edição de PDIRD-E 2020, já seja possível ao operador da RND apresentar um balanço energético identificando claramente as perdas elétricas nas redes, em termos de energia (GWh) e em % o consumo referido à emissão.

A ERSE salienta ainda como positivo a opção por manter os níveis de investimento nos valores mínimos necessários para manter os níveis de perdas nos valores adequados (validados pelo estudo do INESC), de modo a fazer face a variações resultantes do aumento de produção distribuída e do nível em que a injeção desta ocorre.

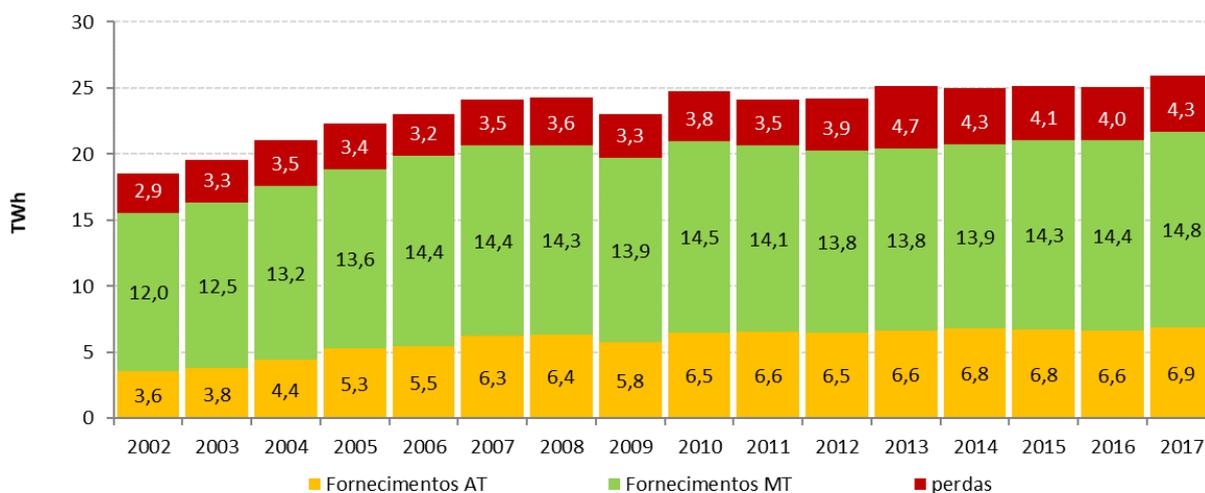
#### **6.4 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “EFICIÊNCIA OPERACIONAL”**

A expansão da RND e o conseqüente aumento do número de ativos, com a crescente importância da gestão ativa da rede, o papel das comunicações e a evolução tecnológica criam desafios à operação e gestão da rede, que dê resposta ao aumento da produção distribuída, bem como a novos padrões de consumo associados à mobilidade elétrica, por forma a obter uma maior eficiência, quer ao nível da eficiência técnica da rede, quer ao nível da redução de custos. A proposta de PDIRD-E 2018, à semelhança da edição do PDIRD-E 2016 engloba todos os projetos relacionados com a redução dos custos operacionais dentro de um mesmo vetor de investimento, ainda que com imputação de custos a vários vetores.

A redução dos custos operacionais, no que diz respeito aos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018 é o indutor dos projetos de investimento no âmbito do vetor estratégico “Eficiência Operacional”, abrangendo projetos de modernização e automação da rede com o objetivo de criar condições para a redução dos custos operacionais.

Uma vez que a eficiência da rede em termos de custos está diretamente associada à utilização da rede, e em particular à energia saída da rede, a Figura 6-13 mostra a evolução da energia afeta ao uso das redes de distribuição, desagregada pelos níveis de tensão, AT e MT, bem como as perdas elétricas para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Apesar de, no geral, a figura demonstrar um histórico de acréscimo da ordem dos 35% entre 2002 e 2008, é notório o abrandamento do crescimento anual do consumo desde 2010, com uma quase estagnação nos últimos 7 anos.

Figura 6-13 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2018, ERSE

## NECESSIDADES DE INVESTIMENTO

Na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND refere dar continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes. No Anexo 9.C, é disponibilizado o estudo do INESC TEC, que fundamenta este desacoplamento dos referidos vetores de investimento.

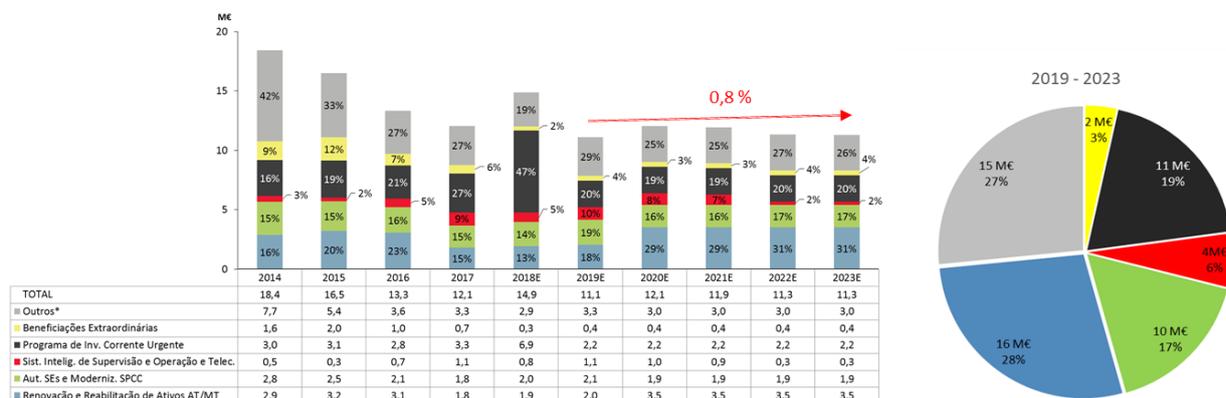
O operador da RND assume que pretende melhorar a eficiência operacional e reduzir custos, através da implementação de soluções que levem a uma maior automação da RND, em particular focado numa gestão mais autónoma e telecomandada da rede MT.

Para atingir o nível de automação desejado, o operador da RND destaca os seguintes programas de investimento, especialmente direcionados para o vetor estratégico “Eficiência Operacional”:

- Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo
- Este programa consiste na automação e a modernização dos sistemas em subestações com o objetivo de reduzir os custos operacionais, melhorando simultaneamente a eficiência operacional e facilitando a operação e condição da rede. Este programa representa 16% do investimento total do vetor (11 M€).
- Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

- O programa tem por fim a modernização técnica de sistemas e de equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, o que contribui para melhoria da eficiência operacional (5 M€, 7,5% do total do vetor).
- Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
- Este programa consiste na substituição de ativos degradados, reduzindo as necessidades de manutenção (melhoria da eficiência operacional (17 M€, 25% do investimento total).
- Programa Investimento Corrente Urgente
- Este programa pretende dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente e levam na maioria dos casos à substituição dos elementos de rede, quando obsoletos, diminuindo, assim, os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional (12 M€, 17% do investimento total).

Figura 6-14 - Evolução do investimento no vetor “Eficiência Operacional”



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

A proposta de PDIRD-E 2018 apresenta uma ligeira redução do investimento no que diz respeito ao vetor “Eficiência Operacional”, com uma média de cerca de 12 M€ face aos 14 M€ registado no anterior PDIRD-E 2016. Ainda assim, a ERSE saúda o esforço do operador da RND em selecionar aqueles projetos que apresentem uma relação benefício-custo superior à unidade (Figura 6-14).

Quadro 6-7 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional

Programas de Investimento (mil euros)	2019 - 2023 (ME)	Eficiência Operacional					
		TOTAL	2019	2020	2021	2022	2023
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	83382	4169	793	843	832	854	848
Inv. Obrigatório (só contadores)	6710						
Desenvolvimento de Rede	27200	1360	310	300	250	250	250
Aquisição de Terrenos para Subestações	3000	150	30	30	30	30	30
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	57500	4025	805	805	805	805	805
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	2500		0	0	0	0	0
Automação e Telecomando da Rede MT	21000	2100	700	350	350	350	350
Promoção Ambiental	12500						
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	32200	9660	2100	1890	1890	1890	1890
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	17400	3480	1060	980	880	280	280
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	5500	275	50	50	75	50	50
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	80200	16040	2040	3500	3500	3500	3500
Beneficiações Extraordinárias	5000	2000	400	400	400	400	400
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	17500						
Ligações aos Operadores de Redes BT	17670	1767	353	353	353	353	353
Programa de Investimento Corrente Urgente	28027	11211	2242	2242	2242	2242	2242
Investimento Inovador	29550	1478	239	310	310	310	310
	<b>446838</b>	<b>57714</b>	<b>11122</b>	<b>12053</b>	<b>11917</b>	<b>11315</b>	<b>11308</b>

Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

## 6.5 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “ACESSO A NOVOS SERVIÇOS E INOVAÇÃO”

No contexto de uma crescente necessidade de dotar as redes de distribuição de soluções que permitam uma gestão ativa da rede e dos seus equipamentos, e tendo por base a crescente complexidade das mesmas com o reforço do papel da produção descentralizada, do lado da oferta, e do autoconsumo e mobilidade elétrica do lado da procura, os operadores de rede têm pela frente novos desafios no sentido de garantir que o desempenho da rede se mantém em níveis elevados, mantendo um nível de investimento adequado. Neste sentido, a proposta refere “a necessidade de um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND”.

No entanto, o operador refere que muitos dos projetos de investimento a concretizar para dotar a rede de novas soluções e serviços “não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente a nível dos custos de operação”, o que levou o operador a criar o novo vetor de investimento.

## NECESSIDADES DE INVESTIMENTO

Para concretizar os objetivos propostos neste vetor de investimento, o operador da RND definiu 2 programas de investimento:

- Programa Investimento Inovador

O programa tem como fim dotar a rede de maior inteligência ao nível de componentes avançados, monitorização e sensorização da rede, e gestão ativa e integrada da mesma. Segundo o operador da RND, pretende-se alcançar “benefícios na disponibilização de informação e facilitar os serviços para o mercado e consumidores, contribuindo para uma rede cada vez mais “smart”. O programa prevê cerca de 30 M€ investir no horizonte do plano neste vetor de investimento.

- Programa Sistemas inteligentes de supervisão e operação, e telecomunicações

O programa tem como fim assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, bem como as telecomunicações e a cibersegurança, dotando a rede de uma gestão mais inteligente.

**Figura 6-15 - Evolução do investimento no vetor “Acesso a Novos Serviços”**



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

- Apesar de a proposta de PDIRD-E 2018 identificar um investimento de cerca de 27 M€ para o vetor “Acesso a Novos Serviços”, os programas que compõem este vetor são transversais a outros programas e devem ser analisados de um ponto de vista mais amplo.
- Assim se considerarmos o investimento proposto pelo operador da RND nas chamadas “redes inteligentes”, o investimento previsto totaliza cerca de 100 milhões de euros, dos quais cerca de 30 milhões de euros dizem respeito ao programa de “Investimento Inovador”, com o restante

montante associado a outros programas transversais a vários vetores, como a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência Operacional.

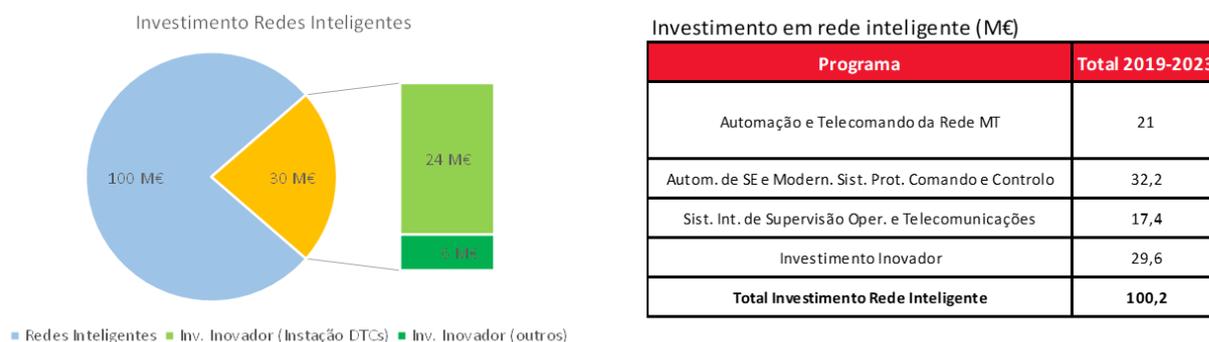
O principal investimento classificado como inovador proposto pelo operador da RND diz respeito à instalação de DTC (*Distribution Transformer Controller*), com um total que ascende a 24 M€, correspondente à instalação de 20500 novos DTC.

A instalação de DTC foi proposta pela primeira vez no PDIRD-E 2014, no âmbito do projeto *InovGrid* como instrumento para aumentar a capacidade de supervisão e controlo das redes em MT e BT, e desempenhando ainda o papel de concentrador de dados provenientes das EB (Energy Box). Segundo o operador este duplo papel do DTC permite sinergias face a soluções separadas.

Os DTC permitem assim acrescentar benefícios não só ao nível da RND, mas igualmente ao nível das redes em BT. Segundo o operador da RND, permitem por exemplo:

- *“O aumento da capacidade de planeamento e gestão das redes BT devido ao conhecimento detalhado dos perfis de tensão na rede BT e das correntes por fase, permitindo:*
  - *a redução das perdas por otimização dos perfis de tensão nas redes BT e por equilíbrio da distribuição de cargas entre fases;*
  - *uma melhor gestão da rede, com reflexo positivo no investimento e manutenção da rede;*
  - *maior capacidade de lidar com cenários de crescimento rápido de recursos distribuídos como microprodução e veículos elétricos, dado que passa a ser possível identificar com grande granularidade o seu impacto sobre correntes e tensões em cada rede BT”.*
- O operador da RND, ao longo da proposta de PDIRD-E 2018, e em particular no Anexo 8 (Ficha n.º 24) identifica os diferentes benefícios esperados com a instalação dos DTC, sem, contudo, especificar como estes investimentos devem ser alocados a cada uma das redes (MT e BT), referindo apenas que os equipamentos serão instalados em postos de transformação.

**Figura 6-16 - Investimento proposto em “redes inteligentes”**



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2018

Uma das questões que a ERSE colocou na consulta pública aos agentes dizia respeito ao modo como deve ser alocado o investimento na instalação dos DTC (MT ou BT) na medida em que estes equipamentos são instalados em postos de transformação. Esta questão é relevante porque tendo os DTC dupla função, é clara a fundamentação da opção tomada, em especial quando está em causa a avaliação dos ativos de rede de cada concessão em BT.

## 6.6 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

### O PAPEL FUTURO DA RND E INTERAÇÃO COM REDES EM BT

Para além da instalação dos DTC, importa discutir qual o papel futuro das redes de distribuição e em especial das redes em BT.

O nível de investimento e o planeamento da rede de distribuição não pode ser dissociado da visão estratégica do Estado sobre o setor energético, bem como do papel esperado dos operadores das redes face ao desenvolvimento tecnológico da sociedade.

Neste ponto é essencial ter presente os objetivos assumidos pelo Estado no âmbito da Comunidade Europeia e internacional, relativos à defesa do clima e do plano de ação à mitigação das consequências das alterações climáticas. Destacam-se as metas definidas para a política climática e energética<sup>20</sup>, que visa

<sup>20</sup> Os valores identificados para as metas resultam das metas adotadas no âmbito do Pacote “Energia limpa para todos os Europeus”, aprovado pela COM 2016/860

atingir, até 2030, uma redução de, pelo menos, 40% nas emissões de gases com efeito de estufa em comparação com os níveis de 1990, um aumento para 32 % da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia e uma melhoria de 32,5 % na eficiência energética. Qualquer destes três objetivos é impactante no desenvolvimento da rede de distribuição, em particular, pelo espetável aumento da quota de produção por fontes de energia renovável na rede, de uma maior descentralização da produção, pela alteração do papel do consumidor final da energia atuando também como produtor, por um incremento acentuado da eficiência energética e pela adoção de novas formas de conversão e gestão de energia como sejam a mobilidade elétrica e o armazenamento distribuído.

O papel dos consumidores enquanto agentes de promoção da eficiência energética está diretamente dependente da qualidade da informação recebida essencial à utilização da rede pelos consumidores, bem como do nível de conectividade e digitalização disponível da rede de distribuição, que possibilite a inovação e a tomada de decisão em função de critérios de eficiência. Neste ponto, é fundamental a discussão e clarificação das funções do operador da rede na disponibilização de informação aos consumidores e a empresas prestadoras de serviços, bem como a redefinição dos papéis de cada agente no setor. A produção descentralizada e renovável, por exemplo, permite que o consumidor seja também produtor de energia elétrica e possa disponibilizar serviços de sistema ao operador da rede, em determinadas condições. Esta realidade, que se antecipa que se expandirá, complexifica o relacionamento comercial entre as partes e abre caminho à existência de outros agentes, tais como, os agregadores e as comunidades energéticas, perspetivando-se alterações na forma de regulação do setor<sup>21</sup>.

Igualmente incontornável na reflexão do papel do operador da RND<sup>22</sup> são os objetivos definidos no pacote legislativo denominado «Energia Limpa para Todos os Europeus» (COM/2016/860), com o objetivo de manter a competitividade da União Europeia enquanto a transição para energia limpa provoca mudanças nos mercados energéticos mundiais. O pacote inclui oito propostas legislativas, destacando-se, novamente, a eficiência energética, o desempenho energético dos edifícios e as energias renováveis. Importa salientar

---

<sup>21</sup> Uma visão interessante sobre a forma de regulação dos operadores da rede distribuição, inclusive visando a inovação, poderá ser consultada no estudo do CEER “Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation”, disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1128ea3e-cadc-ed43-dcf7-6dd40f9e446b>.

<sup>22</sup> Importa referir o relatório do CEER, “The Future Role of DSO”, de 2015, que continua atual, designadamente nas fronteiras que define para o papel dos operadores de rede (por exemplo, não podem obstaculizar as soluções de mercado, nem porem em causa a proteção dos dados dos consumidores), bem como nos desafios que perspetiva para essas empresas, enquanto facilitadores de mercado e na gestão de um sistema significativamente mais complexo.

que em dezembro de 2018 esta proposta já obteve acordo político necessário para alterar as Diretivas e Regulamentos europeus relativos à eletricidade<sup>23</sup>.

A nível nacional, deverá atender-se às conclusões resultantes da discussão pública do PNEC – Plano Nacional Energia e Clima<sup>24</sup>, que estabelece linhas de atuação para 2021-2030 e dos demais planos que com este se articulam, designadamente, o Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050<sup>25</sup> e o Plano Nacional de Investimentos 2030<sup>26</sup>. São iniciativas que apresentam uma visão integrada da economia e dos setores de atividades visando atingir com sucesso e de forma sustentável a transição energética necessária. Destes planos resultam como objetivos, ao nível do consumo de energia: a eficiência energética, a eletrificação dos consumos, o incremento da produção de energia renovável, a descentralização da produção e a introdução de fatores de consumo relevantes, tais como, o carro elétrico e o armazenamento de energia. O desempenho e o desenvolvimento destes elementos serão essenciais para iluminar sobre as melhores opções de investimento das redes de distribuição.

A nível europeu está em curso um processo de adequação do quadro legal e do funcionamento dos mercados e das redes elétricas, de modo a que os consumidores passem a ser agentes ativos e, através de um comportamento mais flexível, exerçam a sua influência nos mercados e na gestão das redes. Esta visão, partilhada por várias instituições europeias (Comissão Europeia, ACER e CEER), leva à necessidade de equacionar a estrutura atual do setor elétrico e a forma como as redes são planeadas e operadas. Neste novo paradigma, é expectável que uma participação ativa dos consumidores altere a utilização da capacidade atualmente instalada nas redes, podendo reduzir assim a necessidade de novos investimentos de reforço de capacidade.

---

<sup>23</sup> Mais informação em [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-6870\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6870_en.htm).

<sup>24</sup> Disponível em <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=ef6b4085-a6b6-45b6-976a-c1c2a21d12b2>

<sup>25</sup> Disponível em <https://descarbonizar2050.pt/>.

<sup>26</sup> Disponível em <http://www.portugal2030.pt/wp-content/uploads/2017/10/Apresentacao-PNI2030-Site-PT2030.pdf>

## 7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

### 7.1 IMPACTES ESTIMADOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR PELA TARIFA

Neste capítulo, são apresentadas estimativas dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da RND, previstos na proposta de PDIRD-E 2018, 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. Este capítulo integra, igualmente, uma estimativa do impacte tarifário desses investimentos, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição como nas tarifas de venda a clientes

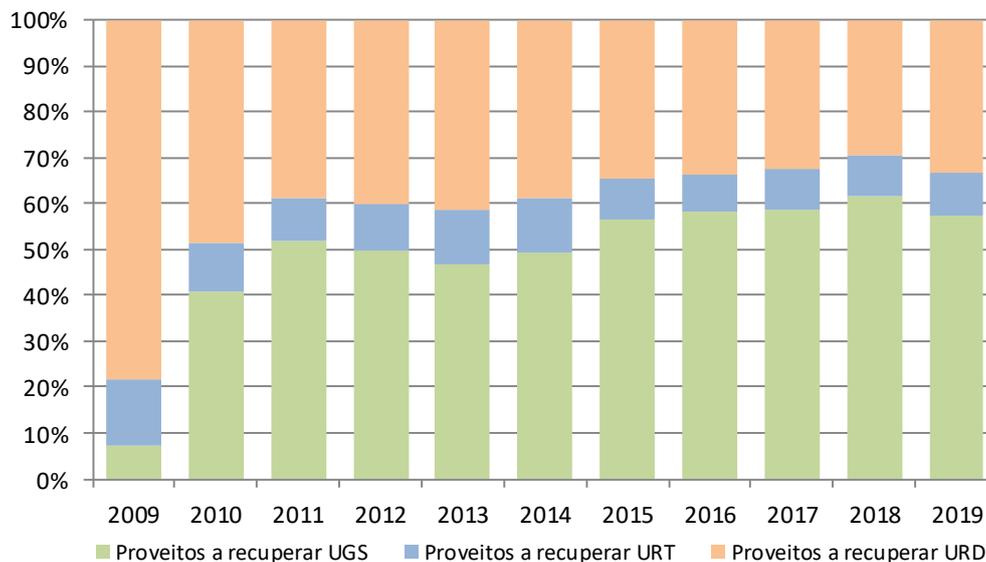
#### ENQUADRAMENTO

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso às redes e têm um impacte significativo na tarifa de venda a clientes finais. Na figura seguinte é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos dos acessos<sup>27</sup>. Observa-se, no entanto, que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de pelo uso das redes têm vindo a diminuir, em parte devido ao aumento dos Custos de Interesse Económico Geral, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, mas também decorrente da diminuição do valor dos proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição.

---

<sup>27</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.

Figura 7-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas

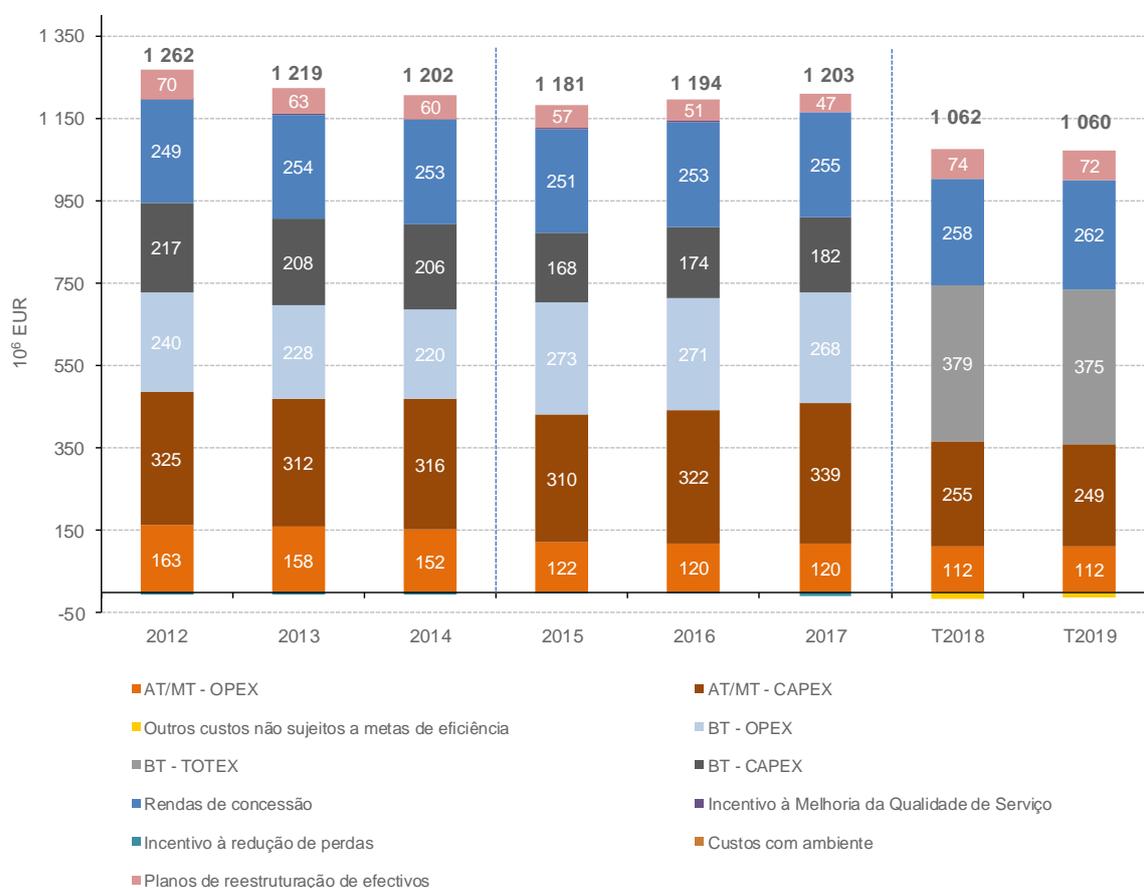


Fonte: ERSE

A atividade de Distribuição de energia elétrica é uma atividade cujos proveitos permitidos decorrem da aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*. Até ao período de regulação 2009-2011, o *price cap* foi aplicado ao conjunto dos custos operacionais e de investimento. A partir de 2012, e como forma de reduzir os custos sem sacrificar os investimentos, o CAPEX passou a ser aceite em base anual, continuando o OPEX a estar sujeito a metas de eficiência. A partir de 2018, a metodologia de *price cap* voltou a ser aplicada aos custos totais (conjunto dos custos operacionais e de investimento), mas apenas para o nível de tensão BT. Um dos motivos para esta alteração de metodologia apenas ter sido efetuada no nível de tensão BT prende-se com o facto de os investimentos nesse nível de tensão não se encontrarem enquadrados por planos de desenvolvimento e investimentos de redes.

Assim, só desde 2012 é possível individualizar o CAPEX do OPEX em termos de proveitos permitidos, sendo possível verificar o peso de cada componente de custos da atividade de distribuição, conforme ilustrado na figura seguinte.

Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais e previstos em tarifas<sup>28</sup>



Fonte: ERSE

Observa-se que, em média, ao longo deste período, cerca de 26% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica dizem respeito aos custos associados aos investimentos em AT/MT, isto é, à remuneração e à amortização desses investimentos.

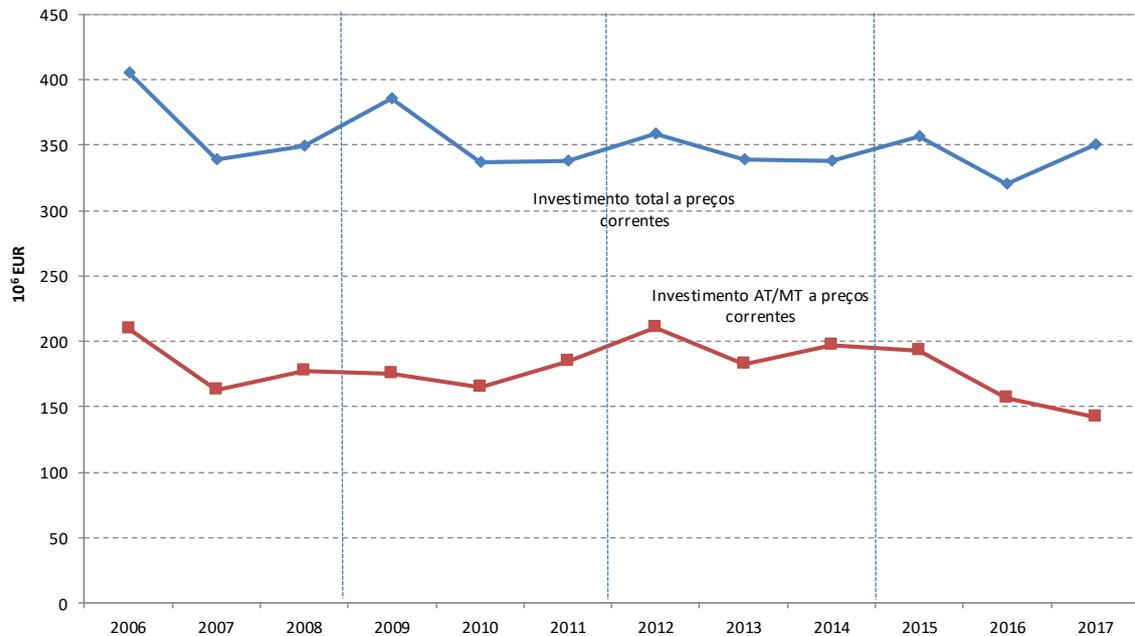
Tendo em conta o impacto das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica, mais propriamente ao nível do CAPEX, importa analisar a evolução dos investimentos desta atividade e o seu reflexo em termos de base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

A Figura 7-3 apresenta a evolução dos investimentos totais reais e dos investimentos reais na rede AT e MT, sendo possível observar que, embora os investimentos nestes níveis de tensão não apresentem

<sup>28</sup> Não incluem o efeito de ajustamentos, a partir de 2018 dizem respeito aos proveitos considerados nas tarifas de uso da rede de distribuição. A partir de 2018 os valores de Planos de reestruturação de efectivos incluem também os ganhos e perdas atuariais.

grandes oscilações nos últimos anos, situando-se abaixo de 200 milhões de euros por ano, têm apresentado uma tendência de diminuição desde 2015.

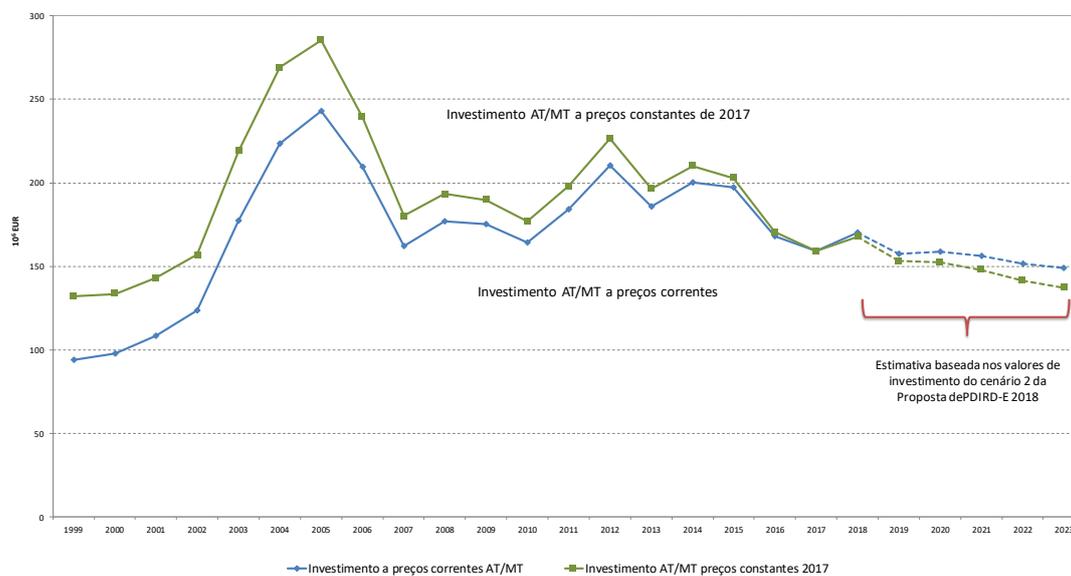
Figura 7-3 - Evolução do investimento



Fonte: ERSE, EDP Distribuição

Esta tendência de estabilização e até redução nos últimos anos é confirmada também pela observação de uma série mais longa de evolução do investimento na rede AT/MT, tal como demonstrado na figura seguinte. Em 2017, o investimento em AT/MT aproximou-se dos níveis mais baixos registados desde 2002. Sublinhe-se que o cenário central apresentado pela EDP Distribuição na presente proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2 de investimento) mantém a tendência decrescente do investimento em AT/MT.

Figura 7-4 - Evolução do investimento na rede de AT/MT<sup>29</sup>

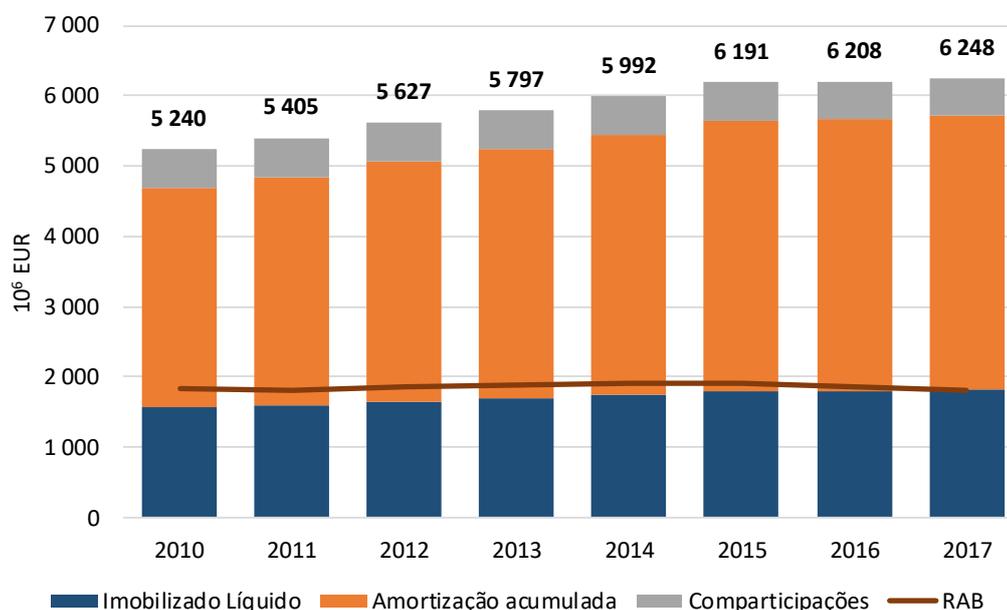


Fonte: ERSE, EDP Distribuição

Esta situação é também evidente quando se analisa a evolução do ativo, nomeadamente, a evolução do ativo regulado (RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*), ativo líquido deduzido de subsídios e participações, que apresenta, para AT/MT, valores relativamente estáveis, ligeiramente abaixo dos 2 mil milhões de euros, conforme ilustrado na figura seguinte. Quanto ao valor do imobilizado bruto, este continua a crescer, embora a um ritmo mais moderado desde 2015.

<sup>29</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.

Figura 7-5 - Evolução do ativo em AT/MT



Fonte: ERSE

Importa realçar que a evolução dos proveitos permitidos é, a médio prazo, indiferente ao modo como evolui a procura, ao contrário do que algumas entidades referiram nos comentários enviados durante a consulta pública. Atualmente, os proveitos que visam recuperar os custos de operação e manutenção (OPEX) desta atividade variam durante o período regulatório (atualmente de três anos) com a evolução da procura, por ser aplicada uma metodologia do tipo *price cap*, enquanto os proveitos que visam recuperar o custo com capital não variam com a procura. Aparentemente, e como defendem estas entidades, alargar a metodologia do tipo *price cap* ao custo com capital (CAPEX) permitiria internalizar o efeito da procura no planeamento. No entanto, como a procura considerada é revista todos os períodos regulatórios, os proveitos unitários são conseqüentemente também revistos, pelo que a escolha desta metodologia é neutra, a médio prazo, na tomada de decisão da empresa. Neste sentido, registre-se que o período durante o qual os investimentos na rede em AT e em MT foram, significativamente, os mais elevados ocorreram entre 2004 e 2006, período durante o qual a ERSE também aplicou uma metodologia do tipo *price cap* no CAPEX.

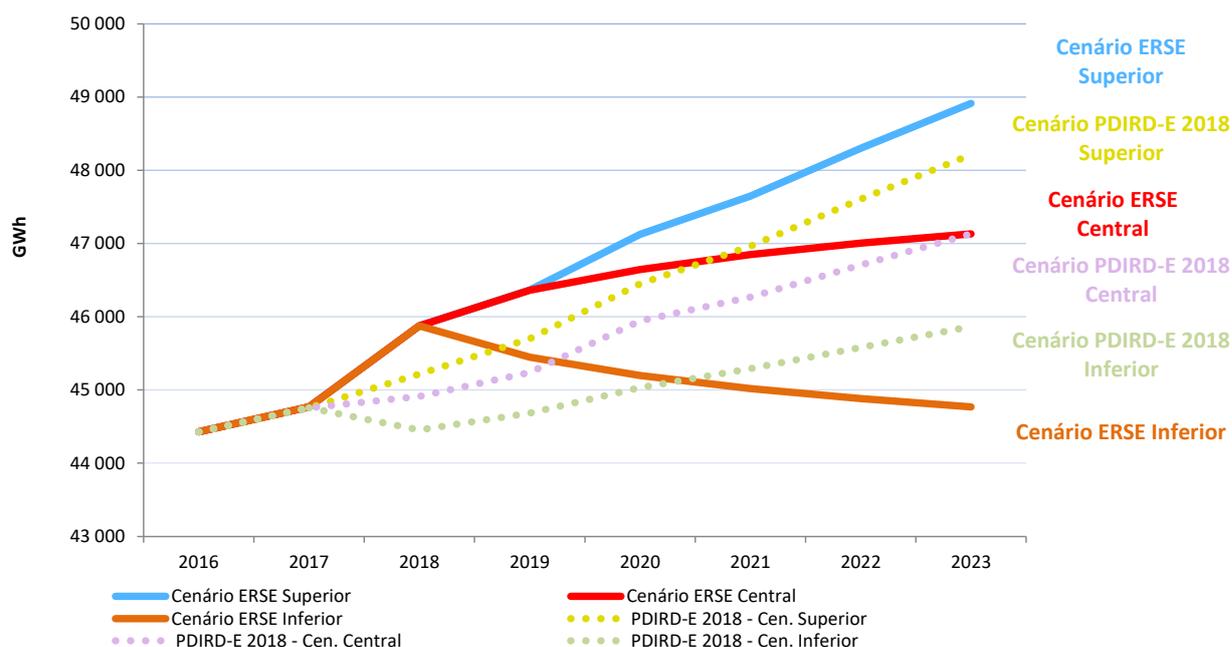
## IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

Com base nos dados fornecidos na proposta de PDIRD-E 2018 foram avaliados diferentes cenários de evolução da procura e dos proveitos a recuperar pelas tarifas, resultando na evolução dos proveitos unitários desagregados em custos operacionais (OPEX) e custos de investimento (CAPEX).

Na Figura 7-6 identificam-se os diversos cenários de procura possíveis, incluindo tanto os três cenários considerados na proposta de PDIRD-E 2018, como os cenários baseados na análise efetuada pela ERSE (tendo em conta as considerações detalhadas no capítulo 3.

Na Figura 7-7 destacam-se apenas os cenários de procura utilizados para o cálculo do proveito unitário.

**Figura 7-6 - Comparação dos diferentes cenários de evolução da procura  
(Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas))**



Fonte: ERSE, EDP, DGEG

Ao considerar sempre que a procura de energia elétrica crescerá nos próximos anos, qualquer que seja o cenário apresentado, a proposta de PDIRD-E 2018 não reflete a tendência de evolução da procura observada nos últimos dez anos nem as alterações tecnológicas e de hábitos de consumo com vista a uma maior eficiência energética. Neste contexto, a ERSE optou por incluir um cenário de evolução da procura que garante que, a partir de 2019 e através de uma função logarítmica, em 2023 a procura atinge o nível

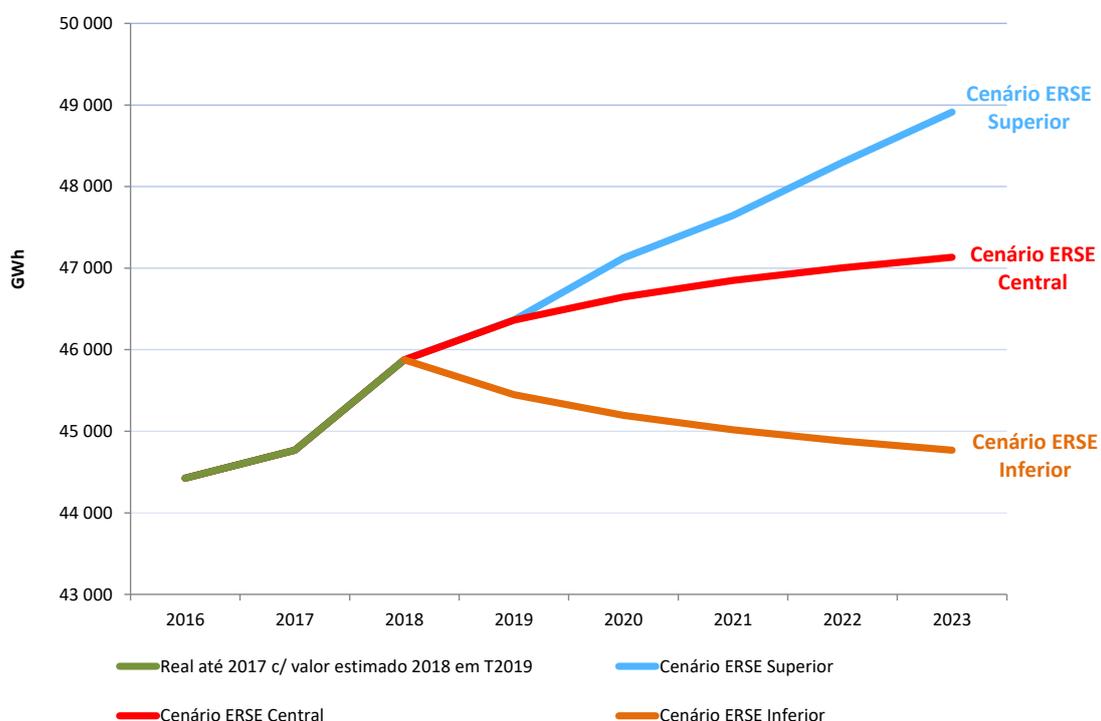
verificado em 2017. Procura-se assim garantir alguma prudência na avaliação dos impactes nos proveitos unitários desta proposta de PDIRD-E 2018.

Note-se que os cenários baseados em análises efetuadas pela ERSE consideram informação mais recente que a utilizada na proposta de PDIRD-E, o que se traduz num nível de fornecimentos mais elevado em 2018 (igual ao estimado para Tarifas de 2019), ano que representa o ponto de partida para estes cenários ERSE.

Deste modo, no cálculo do proveito unitário foram considerados os seguintes cenários para a evolução da procura:

- **Cenário Superior** – obtido através da aplicação da taxa de crescimento implícita no cenário superior da proposta de PDIRD-E 2018 à procura estimada para 2018 em Tarifas de 2019 (incorporando assim informação mais atualizada face à data em que foi elaborada a proposta de PDIRD-E 2018);
- **Cenário Central** - cenário intermédio de evolução da procura, cujo valor de fornecimentos final resulta da aplicação, ao valor de 2018 estimado em Tarifas de 2019, de uma função logarítmica de forma a que, em 2023, a procura atinja o nível considerado no cenário central da proposta de PDIRD-E 2018;
- **Cenário Inferior** - cenário mais conservador, que tendo como ponto de partida os fornecimentos estimados para 2018 em Tarifas de 2019, prevê a partir de 2019, através de uma função logarítmica, um nível de procura em 2023 igual ao valor real de 2017. Este cenário considera o atual contexto de maior eficiência energética, devido a alterações observadas tanto em termos tecnológicos, como de hábitos de consumo. A diminuição do consumo referido à emissão registada nos primeiros meses de 2019 poderá indiciar a necessidade de considerar um cenário de decréscimo da procura.

Figura 7-7 - Cenários de evolução da procura considerados para cálculo de impactes tarifários  
(Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas))



Fontes: ERSE, EDP Distribuição, DGEG

Os cenários de proveitos considerados na análise foram os seguintes:

- a) Cenário T2019+investimento do cenário central da proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2) – “cenário central EDP Distribuição”

Este cenário, que pressupõe a deterioração da qualidade de serviço técnica, teve por base: (i) valores do CAPEX de 2018 estimados incluídos em tarifas de 2019 (T2019), evoluindo até 2023 de acordo com os investimentos anuais previstos no cenário 2 de investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2018 e (ii) valores do OPEX estimados de T2019, evoluindo até 2023 com o IPIB-X, sendo que o indutor energia distribuída evolui com base nos cenários de procura.

- b) Cenário T2019+investimento do cenário proposto pela ERSE – “cenário ERSE”

Este cenário procura evitar, nos três primeiros anos do Plano, a deterioração da qualidade de serviço técnica subjacente ao cenário central da EDP Distribuição, garantindo simultaneamente que, mesmo no cenário inferior da procura, a variação tarifária média ao longo do período em análise seja nula. O cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2018 estimados incluídos em tarifas de 2019 (T2019), evoluindo até 2023 de acordo com os investimentos anuais previstos no cenário de investimento ERSE

proposto neste Parecer, detalhado no ponto 6.1 deste Anexo e no Quadro 7-1 abaixo e (ii) valores do OPEX estimados de T2019, evoluindo até 2023 com o IPIB-X, sendo que o indutor energia distribuída evolui com base nos cenários de procura.

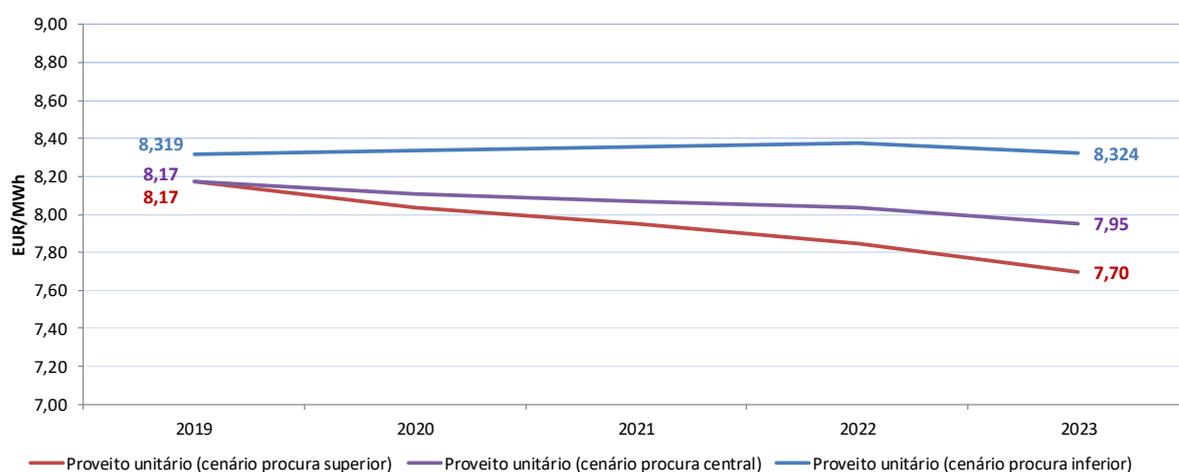
No quadro seguinte compara-se o montante de investimento total entre os dois cenários de proveitos analisados.

Quadro 7-1 - Investimento total nos 2 cenários de proveitos analisados

10º EUR	2019	2020	2021	2022	2023	Total 2019 - 2023
Investimento Total (custos totais) cenário central EDP D	152,4	153,2	150,5	145,4	143,0	744,5
Investimento Total (custos totais) cenário ERSE	152,4	161,0	159,3	133,7	131,5	737,9
Diferença (ERSE-EDP D)	0,0	7,8	8,8	-11,7	-11,5	-6,6

De seguida, é apresentada na Figura 7-8 a evolução dos proveitos permitidos unitários resultante do cenário 2 de investimento da proposta de PDIRD-E 2018 (“cenário central EDP Distribuição”), para os três cenários de procura.

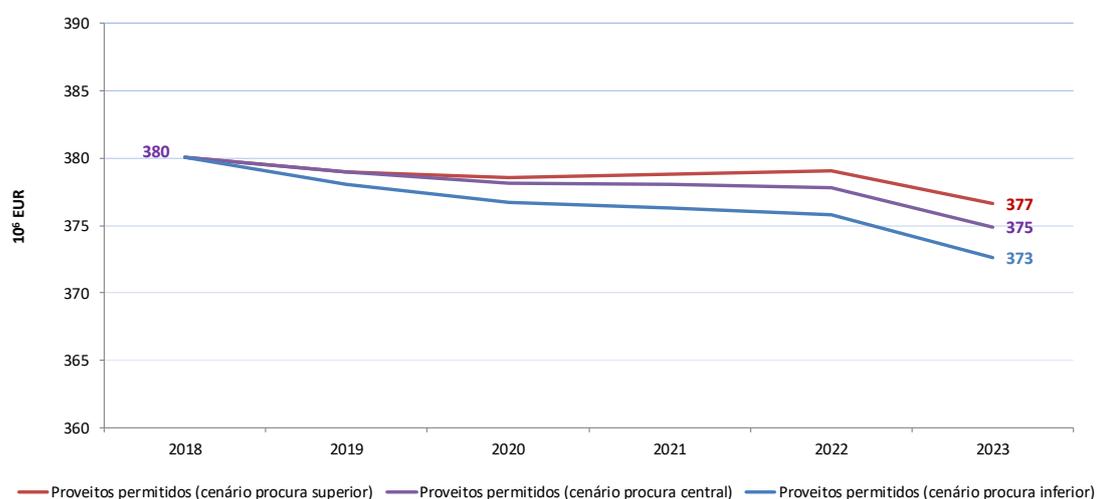
Figura 7-8 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – cenário central EDP Distribuição



Observa-se que os proveitos unitários a recuperar por aplicação das tarifas sobem muito ligeiramente no cenário inferior de evolução da procura (cenário mais conservador), decrescendo significativamente nos restantes cenários de procura.

De seguida, apresenta-se igualmente a evolução dos proveitos permitidos resultantes deste cenário, para os três cenários de procura. Verifica-se uma redução do valor dos proveitos permitidos em todos os cenários de procura.

Figura 7-9 - Proveitos permitidos e cenários de evolução da procura – cenário central EDP Distribuição



Em termos de impactes económicos, conclui-se que o cenário central de investimento submetido a aprovação pela EDP Distribuição na sua proposta de PDIRD-E 2018 não agrava os proveitos permitidos ao longo do período em análise, em todos os cenários de procura.

Contudo, embora a EDP Distribuição realce que neste seu cenário central de investimento o esforço em melhorar os clientes pior servidos se manteria, a ERSE não considera desejável aceitar o risco de degradação da duração média das interrupções de fornecimento elétrico em 3,5 minutos (face ao valor adotado como referência na atual proposta de PDIRD-E) subjacente a este cenário.

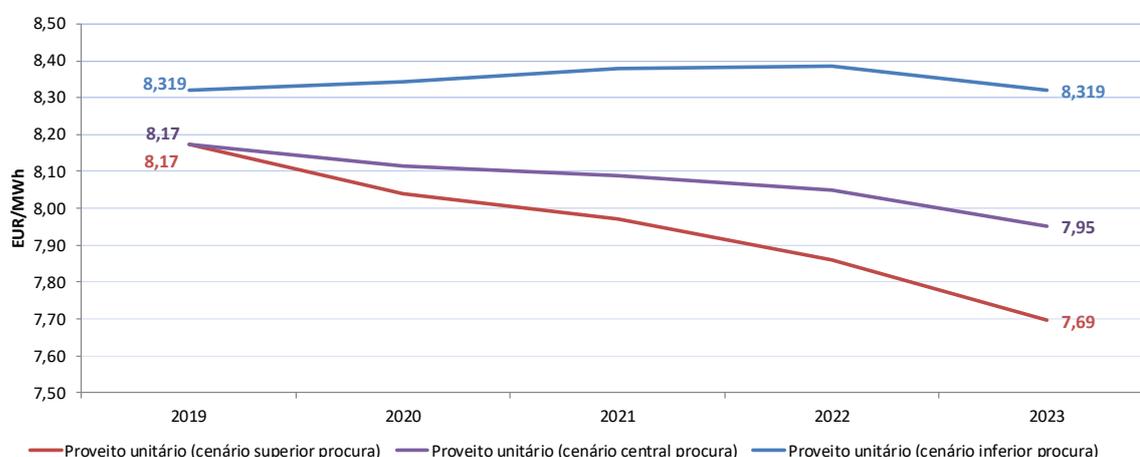
Na solução recomendada pela ERSE (“cenário ERSE” de investimentos), analisaram-se os diferentes projetos específicos de investimento apresentados na proposta da EDP Distribuição e recomenda-se, partindo do cenário central desta empresa, a realização de um nível de investimento que, mesmo no cenário de procura mais conservador, não implique um aumento das tarifas em termos médios anuais entre 2019 e 2023, assegurando ao mesmo tempo uma não degradação da qualidade de serviço atual.

Para garantir esses objetivos aparentemente divergentes, este cenário considera, por um lado, o montante de investimentos no vetor Qualidade de Serviço Técnica previsto no cenário superior da EDP Distribuição para o triénio 2019-2021, ou seja 16,6 M€ acima do cenário central EDP Distribuição e, por outro lado,

também considera uma redução do investimento nos dois últimos anos deste plano (11,7 M€ em 2022 e 11,5 M€ em 2023). Assim, este cenário implica a redução do total do investimento do quinquénio face ao proposto no cenário central da EDP Distribuição (redução de 744,5 M€ para 738 M€ a custos totais), com a redistribuição dos montantes de redução em 2022 e 2023 por outros vetores de investimento, de modo a assegurar que a qualidade de serviço não se degrada.

Deste modo, no cenário conservador da procura, observar-se-á um ligeiro acréscimo dos proveitos unitários até 2022, sendo totalmente compensado no último ano desta proposta de PDIRD-E, por forma a assegurar uma variação tarifária nula entre 2019 e 2023. Este cenário é evidenciado na figura seguinte.

**Figura 7-10 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – cenário ERSE**



## 7.2 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

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 2019 é cerca de 22%, para clientes em MT, 11%, para clientes em BTE, e 9%, para clientes em BTN.

A avaliação do impacto tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2018 tem por base os cenários de evolução da procura anteriormente apresentados (Figura 7-7), assim como os cenários de investimentos desenhados pela ERSE (Quadro 7-1), com os correspondentes efeitos em termos de proveitos permitidos na atividade de distribuição de energia elétrica. Os impactos são avaliados quanto à variação anual, tanto das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, como das tarifas de acesso às redes, e, finalmente, dos preços finais a clientes.

O quadro seguinte apresenta, para o cenário ERSE central de procura, os impactes tarifários anualizados, por nível de tensão, das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais, para dois períodos distintos: de 2019 a 2021 (anos iniciais do PDIRD-E 2018) e de 2019 a 2023 (período do PDIRD-E 2018).

**Quadro 7-2 - Impactes tarifários anualizados dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE central de evolução da procura**

<b>Impacte Tarifário anualizado no cenário central de procura (%)</b>				
<b>Tarifas</b>	<b>2021 / 2019</b>		<b>2023 / 2019</b>	
	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: cenário central EDPD	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: cenário central EDPD
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,1%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,2%
BT	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Em ambos os períodos, as tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT têm variações negativas face a 2019, que, para o período do PDIRD-E 2018, são de -0,7%, em termos médios anuais, contribuindo para um decréscimo médio anual do acesso (-0,1%).

Para o cenário ERSE inferior de procura (conforme Quadro 7-3), as variações são nulas em termos médios anuais no período do PDIRD-E 2018; entre 2019 e 2021 há um ligeiro acréscimo nas tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT, embora, globalmente, sem impactes tarifários nas tarifas de acesso às redes e nos preços finais.

Quadro 7-3 - Impactes tarifários anualizados dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE inferior de evolução da procura

Impacte Tarifário anualizado no cenário inferior de procura (%)				
Tarifas	2021 / 2019		2023 / 2019	
	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: cenário central EDPD	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: cenário central EDPD
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Em suma, o cenário de investimentos proposto pela ERSE garante que, embora com variações ano a ano, não há agravamentos tarifários entre 2019 e 2023, mesmo para o cenário inferior de evolução de procura.

### 7.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Pelas análises anteriores reconhece-se que o cenário central de investimento da proposta de PDIRD-E 2018 apresenta uma redução do volume total de investimento face ao anterior PDIRD-E 2016 aprovado, levando a uma redução dos proveitos permitidos ao longo do período em análise, embora no cenário mais conservador de procura esta proposta tenha um impacte no sentido de ligeiro aumento em termos de proveitos unitários a recuperar pelas tarifas.

Contudo, o cenário central da proposta de PDIRD-E 2018 incorpora um risco de degradação da qualidade de serviço global esperada (degradação da duração média das interrupções de fornecimento elétrico em 3,5 minutos face ao valor adotado como referência na atual proposta de PDIRD-E 2018).

Recomenda-se assim que a empresa implemente o cenário de investimento ERSE, que procura, por um lado, mitigar a degradação da qualidade de serviço nos primeiros anos do Plano, ao mesmo tempo que garante uma variação tarifária nula entre 2019 e 2023.

Como o exercício de PDIRD-E repetir-se-á em 2020, a recomendação da ERSE de redução do investimento noutros vetores que não a qualidade de serviço técnica nos dois últimos anos do presente plano será objeto de reanálise, designadamente ponderando a evolução da procura verificada até à data.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

