

**PARECER À PROPOSTA DE PLANO DE  
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE  
PARA O PERÍODO 2017-2021  
(PDIRD-E 2016)**

Março 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>COMPARAÇÃO ENTRE AS PROPOSTAS DE PDIRD-E 2014 E DE PDIRD-E 2016... 13</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>ESTRUTURA DE FUTUROS PDIRD-E .....</b>	<b>17</b>
<b>4</b>	<b>EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DA ENTREGA.....</b>	<b>19</b>
4.1.1	Contexto Macroeconómico.....	19
4.1.2	Evolução da Ponta .....	21
4.1.3	Evolução da procura de eletricidade .....	22
4.1.4	Opinião sobre a previsão da Procura de eletricidade adotada na Proposta de PDIRD-E 2016.....	27
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....</b>	<b>29</b>
5.1	Princípios de planeamento e processo de seleção de investimentos .....	29
5.1.1	Análise e comentários da ERSE aos Princípios de planeamento e ao processo de seleção de investimentos adotada na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	31
5.2	Análises de risco e de sensibilidade .....	33
5.2.1	Análise e comentários da ERSE .....	34
5.3	Análise e comentários da ERSE à caracterização de custos apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	35
5.4	Análise e comentários da ERSE à caracterização de benefícios apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	35
5.5	Montante de Investimento previsto na Proposta de PDIRD-E 2016.....	38
5.6	Investimento global a custos primários, proposto para o período 2017-2021 .....	39
5.6.1	Investimento Obrigatório .....	40
5.6.2	Investimento de Iniciativa da Empresa .....	42
5.7	Classificação do investimento por vetores de investimento .....	43
5.8	Classificação do investimento por programas de investimento.....	44
5.9	Classificação do investimento por finalidade e área geográfica.....	45
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....</b>	<b>47</b>
6.1	Ligações a centros produtores .....	48
6.1.1	Evolução da capacidade de produção distribuída .....	48
6.1.2	Principais projetos de investimento propostos.....	50
6.1.3	Análise e comentários da ERSE sobre a ligação de centros produtores apresentada na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	51
6.2	Ligações a instalações de consumo .....	52
6.2.1	Caracterização da situação atual .....	52
6.2.2	Principais projetos de investimento propostos.....	53
6.3	Outros projetos previstos no Investimento Obrigatório .....	53
6.4	Ligações à RNT .....	54
6.4.1	Caracterização da rede .....	54
6.4.2	Principais projetos de investimento propostos.....	54

6.4.3	Análise e comentários da ERSE sobre às ligações à RNT apresentadas na Proposta de PDIRD-E 2016.....	55
6.5	Segurança de operação da RND.....	56
6.5.1	Principais projetos de investimento no reforço da RND.....	61
6.5.2	Análise e comentários da ERSE sobre os aspetos de segurança de operação apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	62
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA .....</b>	<b>65</b>
7.1	Objetivo relativo aos níveis de qualidade de serviço técnica e análise de risco.....	68
7.2	Aumento da resiliência das redes.....	70
7.2.1	Comentários e recomendações da ERSE ao objetivo de aumento da resiliência das redes apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	71
7.3	Melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos.....	72
7.4	Redução do número de interrupções breves .....	73
7.5	Garantia da qualidade da onda de tensão.....	74
7.6	“Ilhas de qualidade de serviço superior” .....	74
<b>8</b>	<b>ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RND .....</b>	<b>77</b>
8.1	Redução de perdas nas redes de distribuição.....	78
8.1.1	Caracterização das redes .....	78
8.1.2	Principais projetos de investimento propostos.....	79
8.1.3	Análise de risco de não cumprimento dos objetivos propostos .....	80
8.1.4	Análise e comentários da ERSE sobre o objetivo de redução de perdas técnicas apresentada na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	81
8.2	Redução de custos operacionais.....	82
8.2.1	Caracterização da rede .....	82
8.2.2	Principais projetos de investimento propostos.....	83
8.2.3	Análise de risco de não cumprimento dos objetivos propostos .....	86
8.3	Acesso a Novos Serviços e Inovação .....	87
8.3.1	Principais projetos de investimento propostos.....	87
8.3.2	Análise e comentários da ERSE aos projetos de investimento apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	89
8.3.3	Caracterização da rede .....	90
8.3.4	Principais projetos de investimento propostos.....	93
8.3.5	Análise e comentários da ERSE sobre a Gestão e renovação de ativos apresentada na Proposta de PDIRD-E 2016 .....	94
8.4	Interação entre a RND e a rede de BT .....	95
<b>9</b>	<b>ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS.....</b>	<b>97</b>
9.1	Impactes estimados nos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa.....	97
9.2	Análise dos impactes dos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016... ..	106

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Evolução do PIB prevista no RMSA-E 2014, na Proposta de PDIRD-E 2016 e dados mais recentes .....	20
Figura 4-2 - Evolução do consumo privado prevista na Proposta de PDIRD-E 2016 e dados mais recentes .....	21
Figura 4-3 - Evolução da ponta anual de potência ocorrida nas subestações AT/MT da EDP Distribuição .....	22
Figura 4-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto na Proposta de PDIRD-E 2016, no RMSA-E 2014 e no PDIRD-E 2014.....	24
Figura 4-5 - Variação do consumo referido à emissão e do PIB .....	25
Figura 4-6 - Variação do consumo referido à emissão e do consumo privado.....	26
Figura 5-1 - Investimento global a custos primários apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 para o período 2017-2021 .....	40
Figura 5-2 - Distribuição dos custos em Investimento Obrigatório por vetor de investimento.....	42
Figura 5-3 - Investimento de Iniciativa da Empresa proposto para o período 2017-2021 .....	44
Figura 5-4 - Desagregação do Investimento de Iniciativa da Empresa por programa de investimento .....	45
Figura 5-5 - Desagregação do Investimento de Iniciativa da Empresa por finalidade e zona geográfica .....	46
Figura 6-1 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento” .....	47
Figura 6-2 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT .....	48
Figura 6-3 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT .....	53
Figura 6-4 - Evolução da energia entrada nas redes de distribuição na RND a partir da RNT e da produção distribuída .....	54
Figura 6-5 - Evolução do comprimento das redes de distribuição em AT e MT .....	57
Figura 6-6 - Evolução do número de subestações e transformadores, e potência de transformação instalada .....	57
Figura 6-7 - Análise estatística à utilização das linhas e cabos em AT antes e após a implementação dos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 (Inverno) .....	59
Figura 6-8 - Análise estatística à utilização das subestações AT/MT antes e após a implementação dos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 (Inverno) .....	59
Figura 6-9 - Distribuição geográfica por concelho da utilização prevista de subestações AT/MT .....	61
Figura 7-1 - Evolução do indicador SAIDI MT.....	66
Figura 7-2 - Evolução do investimento no vetor QST e respetivas previsões para o período vigente do PDIRD-E 2016 (cenário 2).....	67
Figura 8-1 - Evolução das perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT .....	78
Figura 8-2 - Evolução do investimento no passado recente e apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 no vetor “Eficiência de Rede” .....	79
Figura 8-3 - Impacto da penetração da produção distribuída nas perdas técnicas das redes elétricas .....	82
Figura 8-4 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição .....	83
Figura 8-5 – Evolução do indicador EAuTRD, sobre nível automação da rede MT .....	84

Figura 8-6 - Evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional.....	85
Figura 8-7 - Evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços .....	88
Figura 8-8 – Relação entre investimento e amortização do exercício.....	91
Figura 8-9 - Evolução da idade média dos ativos em exploração nas redes de distribuição em AT e MT respetivo tempo de vida útil dos bens implícito no cálculo de proveitos permitidos.....	92
Figura 8-10 - Desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND.....	93
Figura 9-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas.....	98
Figura 9-2 - Proveitos permitidos reais .....	99
Figura 9-3 - Evolução do investimento.....	100
Figura 9-4 - Evolução do ativo em AT/MT.....	101
Figura 9-5 - Comparação dos diferentes cenários de evolução da procura (Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas).....	102
Figura 9-6 - Cenários de evolução da procura considerados para cálculo de impactes tarifários (Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas)) .....	103
Figura 9-7 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura.....	105

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1-1 - Impacte na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura .....	9
Quadro 4-1 - Previsões para a economia portuguesa .....	19
Quadro 5-1 - Investimento Obrigatório previsto no período 2015-2019 .....	41
Quadro 5-2 - Desagregação dos programas de investimento por vetor estratégico .....	44
Quadro 7-1 – Cenários de investimento no vetor da QST .....	66
Quadro 7-2 - Impacto no vetor QST da rede, redução de END, dos investimentos (GWh) .....	68
Quadro 7-3 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT).....	73
Quadro 8-1 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional.....	86
Quadro 9-1 - Impacte na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura .....	107
Quadro 9-2 - Impacto anual na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura .....	108
Quadro 9-3 - Impacto na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura e de redução de investimentos ERSE .....	109

## 1 ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO

Em cumprimento do 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, a EDP Distribuição, S. A., enquanto Operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (operador da RND), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição para o período de 2017-2021 (Proposta de PDIRD-E 2016).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a Proposta de PDIRD-E 2016 recebida, competindo à ERSE, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de trinta dias.

Em paralelo, a DGEG submeteu igualmente ao operador da Rede Nacional de Transporte (operador da RNT) a Proposta de PDIRD-E 2016, para emissão de parecer no prazo de sessenta dias.

Nesse sentido, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública a Proposta de PDIRD-E 2016, elaborada pelo operador da RND, que decorreu entre os dias 30 de novembro de 2016 e 20 de janeiro de 2017. 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 vinte e três 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 2016 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 2016 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.

É relevante realçar que, a 22 de Abril de 2015, foi aprovado pelo Sr. Secretário de Estado de Energia (SEEn) o PDIRD-E 2014 e os programas e projetos de investimento nele contidos, que abrangiam o horizonte de investimentos de 2015 a 2019. 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.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2016, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitem à ERSE dar o seu **Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2016, destacando-se as principais recomendações gerais e o conjunto de recomendações específicas mais relevantes**, que a seguir se apresentam, e que incluem algumas sugestões a considerar na preparação da versão final da Proposta de PDIRD-E 2016 a ser submetida para aprovação.

## COMENTÁRIOS E RECOMENDAÇÕES GERAIS

Regista-se que **foi concretizada a generalidade das recomendações e sugestões da ERSE**, já apresentadas em pareceres a anteriores versões do PDIRD-E, traduzindo-se numa **melhoria da qualidade da informação apresentada**, designadamente em termos técnicos.

A atual Proposta de PDIRD-E 2016 encontra-se 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, à introdução de novos cenários de procura, e à definição de diferentes cenários de investimento em função das metas a atingir.

Face ao PDIRD-E 2014 aprovado e dando resposta às recomendações da ERSE, a atual proposta de plano **apresenta o investimento a custos totais** e não somente a custos primários, assim como a estimativa para os valores dos investimentos **específicos e não específicos** e apresenta a **lista de projetos de investimento já hierarquizada segundo um ranking de prioridade**. Registe-se, contudo, que existe ainda bastante margem de melhoria no que diz respeito à conceção das análises de sensibilidade, designadamente associadas à evolução da procura de energia elétrica e à forma como foram interpretadas na definição dos cenários centrais. Recorde-se que no seu anterior Parecer à Proposta de PDIRD-E 2014, a ERSE tinha recomendado que, para cada cenário de evolução das principais variáveis justificativas dos investimentos (procura de energia elétrica, oferta de capacidade ou grau de utilização dos equipamentos), fosse associado “uma proposta de projetos de investimentos, de modo a que seja possível identificar os investimentos mais urgentes e necessários e aqueles que dependem da concretização de determinados cenários”.

Apesar destas melhorias, a ERSE sugere que, em futuras propostas de PDIRD-E, se disponibilize informação que permita avaliar os critérios subjacentes à hierarquização dos projetos de investimento, nomeadamente, demonstrando que os projetos melhor posicionados no *ranking* são aqueles que são mais urgentes e/ou os que apresentam uma melhor relação benefício-custo.



A ERSE reafirma ainda a **importância de continuar a procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios** (em valores associados às grandezas físicas e em euros) **para todos os programas de investimento e respetivos projetos**, para que seja possível não apenas avaliar a decisão de investimento, mas também acompanhar a implementação do plano e a evolução dos benefícios que dele advêm, 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. Este aspeto será central para se poder concretizar a **recomendação** apresentada por diversos comentários recebidos durante a Consulta Pública de que o operador da RND, 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**.

Apesar de, tal como estabelecido legalmente, o PDIRD-E se referir somente às redes de distribuição AT e MT, as redes de distribuição em BT são uma componente muito importante das redes de distribuição, seja em termos do investimento anual necessário, seja em termos dos impactos na operação, na qualidade de serviço ou nas perdas elétricas na rede. No horizonte temporal de abrangência da Proposta de PDIRD-E 2016 (período de 2017 a 2021), ocorrerá o fim do prazo de algumas das concessões municipais das redes de distribuição de eletricidade em BT. Este facto implicará a renegociação das mesmas, podendo originar a revisão das necessidades de investimento nestas redes por parte das entidades a quem venham a ser atribuídas as novas concessões. 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.

## **ESTRUTURA DE FUTUROS PDIRD-E**

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 recomenda que, em cada nova Proposta de PDIRD-E, o operador da RND:

- Identifique quais os novos projetos de investimento que constam da proposta.
- Identifique quais os projetos, que constam da proposta, que já foram aprovados em PDIRD-E anteriores.
- Identifique e fundamente eventuais alterações de calendarização ou de montante de investimento de projetos que constem de PDIRD-E já aprovados.
- Efetue um balanço intercalar sobre quais os projetos já implementados e, sempre que possível, efetue uma avaliação intercalar dos benefícios já alcançados desde a sua entrada em exploração.

- Sustente melhor as análises de sensibilidade efetuadas à evolução das variáveis chaves que justificam os investimentos, designadamente no caso da procura de energia elétrica.
- Efetua uma correspondência mais efetiva entre os cenários de evolução dos investimentos realizados e os cenários das diferentes análises de sensibilidade.

## EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE ENTREGA

O atual contexto de evolução do consumo de eletricidade, caracterizado por um ligeiro decréscimo da procura se for considerado o horizonte dos últimos seis anos, ou de quase estagnação da procura ou de crescimentos moderados se forem considerados os últimos dois anos, sugere que se deva ter em consideração um cenário inferior em que se assuma taxas de crescimento nulas ou quase nulas, ao contrário das taxas consideradas no cenário inferior apresentado pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016.

Para além da introdução e adoção desse cenário de crescimento nulo como seu cenário inferior, a ERSE adotou como seu cenário central da evolução da procura até 2021, um cenário em que, no final do horizonte do plano, o valor de fornecimentos coincide com o valor apresentado no cenário inferior pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016.

Esta posição conservadora face à evolução da procura está em linha com diversos comentários recebidos durante a Consulta Pública que referem que os **cenários propostos pelo operador da RND são ainda demasiado otimistas** (situação que se repete de forma sistemática ao longo das sucessivas edições dos planos), e que a prudência aconselharia a **considerar uma progressão de consumos bastante mais moderada**. Também em relação às previsões da ponta de consumo, é referido que não foi tido em conta o exetável alisamento do diagrama de cargas, o que poderá ser consequência de diversos contributos, como por exemplo: a electromobilidade, as redes inteligentes, a modulação de carga dos grandes consumidores de energia elétrica, as tarifas dinâmicas, a produção para autoconsumo ou alterações expectáveis do perfil de consumo dos consumidores domésticos. Este **alisamento exetável das pontas de consumo poderá conduzir a menores necessidades de investimentos em reforço de capacidade em diversos locais** das redes de distribuição.

## METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

Para além dos comentários sobre a questão da metodologia de planeamento e seleção de investimentos que já foram referidos nos comentários gerais anteriores, a ERSE saúda igualmente o **maior detalhe da atual Proposta de PDIRD-E 2016** 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 da evolução deste processo constitui **exemplo de uma boa prática, que deve ser continuada e generalizada** aos restantes projetos, e a outros operadores de rede.

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.

Ainda sobre a seleção de investimentos, refira-se os comentários recebidos durante a Consulta Pública que defendem dever ser assegurados apenas os investimentos que, com os atuais níveis de procura, possam ser efetuados sem agravamento do custo de uso das redes nas tarifas suportadas pelos utilizadores das redes de distribuição.

### **ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

Na linha com as suas recomendações de Pareceres anteriores, a ERSE entende que **devem realizar-se todos os projetos de investimento para solucionar a falta de garantia de reserva N-1, que não possam ser adiados e necessitam de ser concretizados até 2019**. A falta de garantia de reserva N-1 deve ser verificada na sequência de estudos conjuntos entre o operador da RNT e operador da RND. Subsequentemente, **deverão aguardar pela sua aprovação, em sede de PDIRD-E 2018, todos os outros projetos que, por essa razão, se identifique serem necessários após 2019**.

De igual modo, a ERSE **saúda a decisão** assumida pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016, **de adiar os novos pontos injetores de Divor e de Vila Nova de Famalicão**, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base no passado à decisão da sua concretização, nomeadamente a evolução do consumo da região. **Estas alterações deverão ser coordenadas com o operador da RNT**, que as deverá refletir na Proposta de PDIRD-E 2017 a apresentar brevemente.

Salienta-se ainda que cada investimento só deverá ser concretizado após serem devidamente justificado através do resultado da análise dos diferentes cenários possíveis de evolução local de consumo, e aonde, para cada nível de evolução, seja identificada a necessidade de investimento, não sendo boa prática a realização de análises de agregados alargados de projetos, fundamentados por cenários com muito baixa probabilidade de ocorrência nos próximos anos.

A ERSE faz notar **a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local**, já que são expectáveis diferentes ritmos de penetração de produção distribuída nas redes de MT e de BT geograficamente. 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.

Justificam-se também os comentários recebidos durante a Consulta Pública, que consideram que **a Proposta de PDIRD-E 2016 não incorpora devidamente o impacte previsível da disseminação da produção distribuída**, especialmente aquela que irá ser instalada junto ao centros de consumo (ligadas às redes de MT e BT).

### **ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

A importância dada ao vetor da qualidade de serviço em toda a Proposta de PDIRD-E 2016 é evidenciada pelo elevado nível de investimento previsto para este vetor, sendo proposto um ligeiro aumento do investimento (0,9%), face ao verificado no PDIRD-E 2014 aprovado, e optando por focar os investimentos para a melhoria da qualidade de serviço na **redução das assimetrias territoriais e na melhoria da qualidade para os clientes pior servidos**, alcançando uma ligeira melhoria dos atuais níveis globais de qualidade de serviço. **Este objetivo é consistente com as prioridades regulatórias** para esta área que a ERSE tem vindo a estabelecer.

De realçar, ainda, o facto do operador da RND referir que os impactos globais dos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço (que representam 41% do total do investimento proposto para os cinco anos do plano) contribuem para uma redução dos valores dos indicadores:

- SAIDI MT em 41 minutos<sup>1</sup>, onde se inclui a variação da degradação natural dos indicadores de qualidade de serviço que ocorreria na ausência do investimento proposto.
- MAIFI MT de 10,19 para 7,15 incidentes anuais.

A **necessidade de melhoria da qualidade de serviço de fornecimento de energia elétrica na região de Sines** foi o tema de seis dos vinte e três comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, referindo que a atual Proposta de PDIRD-E 2016 não perspetiva alterações de fundo à atual situação.

Esta é uma questão que já se encontrava identificada, enquadrada nas preocupações idênticas por todo o território nacional que têm vindo a ser discutidas no seio do Grupo de Acompanhamento do RQS. Sabendo-se que é relevante para um conjunto específico de clientes do Sistema Elétrico Nacional, e que tem impacto na competitividade económica do país, as soluções que sejam concretizadas não deverão provocar custos adicionais aos restantes clientes que não tenham delas benefício. Estes princípios constam do atual quadro legal e regulamentar e norteiam o relacionamento do operador da RND com os clientes, quando eles solicitam uma ligação às redes de distribuição ou o seu reforço, resultando em duas situações possíveis quando se analisa a questão da repartição de custos.

---

<sup>1</sup> Que comparam com valores inferiores a 90 minutos do desempenho atual deste indicador.

Numa perspetiva de futuro, a ERSE compromete-se, em sede da revisão regulamentar que prevê lançar brevemente, a criar um espaço de discussão sobre:

- Outras soluções alternativas, às duas situações atualmente possíveis de repartição dos custos, que tendo de ser eficientes, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, possam responder às necessidades identificadas e continuem a assegurar uma correta alocação dos custos àqueles que deles beneficiam.
- Um novo conceito de “ilha de qualidade de serviço superior” face àquela que se encontra estabelecida regulamentarmente numa determinada região, permitindo que um promotor de um determinado parque industrial ou empresarial possa propor, ao operador da rede, novos investimentos associados uma determinada tipologia de ligação à rede, suportando ele mesmo os respetivos custos, e conseguindo ver proporcionada nessa “ilha” uma qualidade de serviço equivalente à qualidade de serviço da Zona A ou da Zona B em regiões classificadas regulamentarmente como Zona B ou Zona C.

Tendo em consideração as especificidades que cada caso representa, as soluções que resultarem desta revisão regulamentar terão de poder ser aplicáveis a todo o território nacional.

Por sua vez, o operador da RND deverá ter em consideração este conjunto de seis comentários durante a preparação da versão final da Proposta de PDIRD-E 2016 a ser submetida para aprovação, e apresentar eventuais soluções.

## **ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RND**

Em termos de redução das perdas técnicas nas redes, realça-se como positivo que, na atual Proposta de PDIRD-E 2016, para além de dar **continuidade ao esforço de quantificar a redução de perdas** em termos de valores físicos, o operador da RND tenha adotado a recomendação da ERSE no seu Parecer anterior no sentido de **monetizar os benefícios associados** à generalidade dos projetos de investimento identificados na Proposta de PDIRD-E 2016 com o objetivo de redução de perdas.

A ERSE volta a sublinhar ser fundamental monitorizar com mais rigor a evolução das perdas técnicas nas redes, o que só será possível após a conclusão do programa de instalação de telemedida na fronteira MT/BT que se julga ter ocorrido no final de 2016. A informação que daí irá ser obtida permitirá **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**. Neste sentido, e em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE espera que até ao próximo exercício de PDIRD-E, esta informação seja já disponibilizada e, conjugada com a informação sobre a localização da produção distribuída, permita uma melhor compreensão da situação.

A ERSE reconhece a aposta do operador da RND em dotar a rede de soluções inovadoras que permitam criar condições para que os utilizadores desta tenham acesso a serviços que potenciem uma utilização mais eficiente da mesma, ao mesmo tempo que permite disponibilizar mais informação ao mercado e garante uma rede moderna pronta a enfrentar os novos desafios que se preveem em termos de operação as redes de distribuição. Assim, relativamente aos projetos em causa, a ERSE recomenda que o operador da RND procure **quantificar benefícios resultantes da concretização destes projetos** para que, no próximo exercício de PDIRD-E, seja **realizado um balanço intercalar dos mesmos e seja disponibilizada informação que demonstre os benefícios alcançados** (e se possível monetizados), como por exemplo a redução de custos decorrentes da redução de ações físicas de reabilitação por parte do operador e redução dos tempos de interrupção.

Face ao PDIRD-E 2014, espera-se que os investimentos propostos no conjunto dos vetores e em particular dos vetores "Eficiência Operacional" e "Acesso a Novos Serviços" possam apresentar resultados no que diz respeito à gestão ativa da rede e à integração crescente de produção distribuída nas redes de distribuição, em particular no que respeita a inversão de fluxos de jusante para montante. 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 reafirma 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**. Apesar da dificuldade na sua realização, não é de mais salientar a importância da avaliação dos benefícios deste tipo de investimentos, uma **ferramenta indispensável para a justificação deste tipo de investimentos junto dos consumidores**.

Em termos de **gestão, renovação e reabilitação de ativos**, existe na Proposta de PDIRD-E 2016 uma **melhor fundamentação da metodologia subjacente à seleção dos ativos** a ser alvo do respetivo programa de investimento, com uma descrição do modo de determinação dos índices de saúde dos ativos, índices de falha, e índices de criticidade, **permitindo avaliar o respetivo risco para o sistema** e que, segundo critérios objetivos, justifica a necessidade de substituição dos mesmos ou a 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, que permita demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas.

A ERSE **considera positivo que o investimento previsto 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 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 o resultado destes investimentos.

## ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS

Para se estudar os impactes verificados nas tarifas de uso das redes de distribuição e, conseqüentemente, nos preços finais observados pelos consumidores em consequência dos investimentos nas redes de distribuição em AT e MT incluídos na proposta de PDIRD-E 2016, comparam-se os impactes entre a situação em 2017 e dois cenários até 2021, a saber: (i) cenário em que se consideram os investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2016 e (ii) cenário baseado no ano de 2017 que inclui investimentos constantes até 2021 estimados do valor médio de investimento dos últimos 3 anos (*Business As Usual*).

Deve ter-se ainda em conta que, face à estrutura tarifária em vigor, o acréscimo de proveitos decorrente dos custos relativos aos projetos de investimento em AT e MT terá impacto nas tarifas de acesso para todos os níveis de tensão a jusante, nomeadamente nas tarifas de uso das redes de distribuição em AT, em MT e em BT. As tarifas de acesso às redes são pagas aos operadores de redes pelos comercializadores pelo fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

Nesta sua análise, a ERSE assumiu existirem razões para se ser conservador neste domínio e, apesar de não utilizar o seu cenário inferior de evolução da procura (que corresponderia a uma estagnação da procura), utilizou o seu cenário central, cujo valor de fornecimentos final coincide com o ponto final do cenário inferior apresentado pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016.

Assim, tendo em conta a evolução de proveitos, as previsões para o próximo período regulatório e o peso de cada tarifa de distribuição na estrutura tarifária global, mostram-se no Quadro 1-1 as variações tarifárias entre 2017 e 2021, para os dois cenários até 2021 identificados anteriormente. Nesta simulação considera-se o cenário central de evolução da procura.

**Quadro 1-1 - Impacte na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura**

Tarifas	Impacte Tarifário 2021/2017 (%)	
	Investimentos Business as Usual	Investimentos PDIRD
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>2,6%</b>	<b>1,8%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>
AT	0,2%	0,1%
MT	0,6%	0,4%
BT	0,2%	0,1%
BTN	0,2%	0,1%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>
AT	0,1%	0,0%
MT	0,3%	0,2%
BT	0,1%	0,1%
BTN	0,1%	0,1%

Analisando o quadro anterior, conclui-se que a **Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta um impacte tarifário entre 2017 e 2021 nas tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT de 1,8%, para o cenário central de evolução da procura. Esta variação apresenta um impacte tarifário de 0,2% nas tarifas de acesso às redes. O seu efeito nos preços finais pagos pelos consumidores é de 0,1%, em termos médios.**

Tendo em conta a preocupação central expressa nos comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016 de, face ao enquadramento económico atual e necessidade, redução do défice tarifário, e por outro a incerteza quanto à evolução do crescimento da procura, a ERSE sublinha a necessidade de que o PDIRD-E 2016 não origine qualquer agravamento das tarifas de uso das redes.

Neste sentido, e apesar do seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2016, a **ERSE considera que o operador da RND deve reformular a proposta no sentido de reduzir o total do investimento** proposto em cerca de 10%, designadamente **adiando em um ou dois anos a calendarização da entrada em exploração de um conjunto de projetos de investimento que não sejam urgentes**, num montante da ordem dos de 50 milhões de euros (a custos primários), de entre o seguinte conjunto de vetores e projetos de investimento:

- Projeto de Investimento “Aumento da resiliência de linhas aéreas” (cujo montante é 7,5 M€).
- Vetor de Investimento “Outros” (cujo montante atual é de 53 M€), mantendo inalterados os programa de “investimento obrigatório”, “investimento corrente urgente” e “promoção ambiental”.
- Vetor de investimento “Acesso a novos serviços” (cujo montante atual é de 34 M€).
- Programa “Renovação e Reabilitação de ativos AT/MT” (cujo montante atual é de 83 M€).

**Esta redução do investimento** em, pelo menos, 50 M€ do total proposto permitirá que a concretização dos projetos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 **não contribua para o agravamento das tarifas de acesso às redes** em cenários mais conservadores de evolução da procura, Quadro 1-2.



**Quadro 1-2 - Impacto na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura e de redução de investimentos ERSE**

Impacte Tarifário 2021/2017 (%)	
Tarifas	Redução de investimentos ERSE
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>0,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%
AT	0,0%
MT	0,0%
BT	0,0%
BTN	0,0%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%
AT	0,0%
MT	0,0%
BT	0,0%
BTN	0,0%



## 2 COMPARAÇÃO ENTRE AS PROPOSTAS DE PDIRD-E 2014 E DE PDIRD-E 2016

O Parecer da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2014 incluía uma lista de recomendações de melhoria que a ERSE identificava como devendo ser consideradas em futuras edições do PDIRD-E. Globalmente, reconhece-se que a atual Proposta de PDIRD-E 2016 evoluiu no sentido das recomendações apresentadas e constitui uma evolução positiva face ao PDIRD-E 2014, proposta essa que já constituía uma melhoria face à proposta de 2011.

As principais recomendações e comentários da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2014 relacionavam-se com os seguintes aspetos: apresentação/ desagregação dos custos de investimento; racional de alocação de custos pelos diferentes vetores de investimento; avaliação económica e hierarquização dos projetos de investimento; análise de sensibilidade aos *drivers* de custo; apresentação/desagregação por nível de tensão das perdas técnicas; benefícios associados aos vetores “Eficiência Operacional” e “Segurança de Abastecimento”, e justificação das decisões de renovação de ativos de rede.

Tal como recomendado pela ERSE, o operador da RND disponibiliza na atual Proposta de PDIRD-E 2016 informação sobre os valores de investimento, específico e não específico, a custos totais. O investimento específico e não específico são ainda desagregados em custos primários, encargos diretos, transversais e encargos financeiros. O investimento não específico é dividido pelas seguintes rubricas: sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outras aquisições.

As necessidades de investimento identificadas pelo operador da RND são estruturadas em cinco vetores de investimento: Segurança de Abastecimento; Qualidade de Serviço Técnica; Eficiência da Rede; Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços (este último anteriormente englobado no vetor Eficiência Operacional). A atual Proposta de PDIRD-E 2016 inclui um estudo que sustenta a definição dos vetores de investimento e a contribuição de cada programa de investimento para cada vetor. Os investimentos que não se enquadravam naqueles cinco vetores são incluídos na rubrica “Outros” e correspondem essencialmente a investimentos relacionados com questões ambientais e imposições regulamentares.

Em relação à coordenação com o operador da RNT, o operador da RND individualiza o tratamento dos projetos de ligação à RNT e disponibiliza, no anexo 14 da Proposta de PDIRD-E 2016 dados sobre a entrada em exploração desses investimentos.

Relativamente à apresentação de efetivas análises custo-benefício (i.e. a apresentação de custos e benefícios em unidades monetárias) denota-se um esforço por parte do operador para a disponibilização dessa informação, embora não aplicável a todos os projetos da proposta. Para além disso, nas fichas de projetos (projetos acima de 500 mil euros) a análise custo-benefício apresentada refere-se apenas aos custos primários dos projetos.

O operador da RND, tendo por base os cinco vetores de investimento acima referidos, analisou três cenários de investimento que se distinguem pelos objetivos previstos para a qualidade de serviço (caracterizados pelo valor do indicador SAIDI MT). Os projetos foram agrupados e ordenados em cada um dos vetores, tendo em conta a ordem de prioridade face às necessidades de investimento na RND. A definição de três cenários de investimento no vetor de Qualidade de Serviço Técnica permite estimar níveis diferenciados de qualidade de serviço e decidir sobre o nível mais adequado em função das perspetivas macroeconómicas. O operador da RND considerou também na sua análise, três cenários de consumo, um cenário central e dois cenários calculados para um intervalo de confiança de 95%, resultando num cenário superior e num cenário inferior, que diferem, essencialmente, no respetivo ponto de partida.

Relativamente ao nível de perdas técnicas, o impacto (i.e. quantidades físicas e monetárias) nas perdas de energia é estimado e apresentado por projeto individual (quando aplicável). O impacto do investimento é avaliado ao nível das perdas técnicas globais não tendo esse efeito sido apresentado por nível de tensão.

O operador da RND apresentou um estudo que revê os ponderadores de afetação dos programas aos vetores de investimento, o que permite compreender melhor o impacto dos programas nos diferentes vetores de investimento. No entanto, os benefícios associados ao vetor Eficiência Operacional e Segurança de Abastecimento não são monetizados.

Nota-se uma melhor fundamentação sobre decisões relativas ao programa de renovação de ativos de rede em AT e MT, disponibilizando informação sobre a idade do ativo e os respetivos índices de saúde e de criticidade nas fichas de caracterização de cada projeto. O operador da RND apresentou o sumário executivo do estudo “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT” (Anexo 8.A) assim como a metodologia de cálculo do índice de criticidade (Anexo 8.B).

A consideração dos investimentos nas redes de distribuição em BT foi realizada através da análise da utilização ocorrida nos Postos de Transformação de serviço público (PTD), tendo o operador da RND concluído não haver impacto no planeamento da RND proposto para o horizonte 2017-2021.

Apesar das referidas melhorias introduzidas na presente Proposta de PDIRD-E 2016, há ainda alguns aspetos que não foram totalmente contemplados.

Tal como foi reconhecido pelo operador da RND ainda não foi disponibilizada informação sobre a redução de perdas desagregada por nível de tensão com base nos cenários de investimento considerados.

Considera-se ainda essencial fundamentar a hierarquização, categorização de investimentos e avaliação de impactos, analisando as consequências de um cenário de investimento zero, e dando prioridade aos compromissos decorrentes de obrigações legais (Investimento Obrigatório), aos investimentos associados à renovação dos ativos que impactem numa redução significativa da fiabilidade da rede, e só depois os restantes Investimentos de Iniciativa da Empresa.

Apesar de a Proposta de PDIRD-E 2016 incluir já três cenários de evolução do consumo, considera-se que a justificção para a evolução dos mesmos poderia estar melhor fundamentada. Registe-se que as diferenças entre os cenários de evolução da procura não se encontram fundamentados. Ao considerar, para os três cenários, que a procura de energia elétrica crescerá sempre nos próximos anos, e a taxas muito semelhantes, a Proposta de PDIRD-E 2016 não considera a tendência de evolução da procura observada nos últimos dez anos.



### 3 ESTRUTURA DE FUTUROS PDIRD-E

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento nas redes elétricas de distribuição em AT e MT, prevista legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior que, para além de introduzir dois novos anos no processo, permite um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Elétrico Nacional e da rede que tenham ocorrido. Este ajuste entre planos pode ter reflexos quer em termos da calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos.

Como já referido, o PDIRD-E 2014 aprovado abrange o horizonte de investimentos 2015-2019, e os programas e projetos de investimento nele contidos contabilizavam um total de 516 milhões de euros de investimento específico, a custos primários.

A atual Proposta de PDIRD-E 2016 descreve para o horizonte 2017-2021 mais de uma centena de projetos de investimento englobados em programas de investimento, em que a grande maioria destes programas apresenta desagregação individual por projeto. O operador da RND propõe um montante global, a custos primários, de 511 milhões de euros no cenário de referência de investimento (cenário n.º2), dos quais 280 milhões de euros correspondem a projetos e programas de investimento que já constavam do PDIRD-E 2014 aprovado, prevendo uma redução de 26 milhões de euros sobre o montante antes orçamentado para o triénio 2017-2019.

Em termos globais, e a custos totais, apenas disponibilizados na Proposta de PDIRD-E 2016 em aprovação, esta refere um montante total de investimento (para o cenário de investimento n.º2) de cerca de 850 M€, desagregados por 790 M€ de investimento específico e 59 M€ de investimento não específico.

Analisando apenas o investimento específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 511 M€ de investimento a custos primários, 258 M€ relativo a encargos diretos e ainda 22 M€ relativos a encargos financeiros.

Não tendo sido identificados motivos que justifiquem quaisquer alterações à anterior decisão do SEEn sobre qualquer um dos projetos de investimento que constavam do plano anterior, dever-se-á ter em consideração que o âmbito do processo de aprovação da Proposta de PDIRD-E 2016, em linha com a Consulta Pública realizada, centra-se, no essencial, no conjunto de projetos de investimento que não constavam do PDIRD-E 2014 aprovado.

Nesse sentido, para permitir a separação entre os projetos de investimento que surgem na Proposta de PDIRD-E 2016 e aqueles que já constavam do PDIRD-E 2014 aprovado, a ERSE preparou um documento para o processo de Consulta Pública (que constituiu o Anexo I do “Documento de enquadramento à Proposta de PDIRD-E, onde apresentou a lista dos novos projetos de investimento descritos na Proposta de PDIRD-E 2016 que não faziam parte do PDIRD-E 2014 (cerca de 86 milhões de euros) e identificou

os montantes que se encontram associados aos dois novos anos de abrangência do horizonte temporal da Proposta de PDIRD-E 2016 (2020 e 2021), e que atingem 171 milhões de euros. Esta separação entre os novos projetos de investimento que surgem na Proposta de PDIRD-E 2016 daqueles que já constavam do PDIRD-E 2014 aprovado pareceu ser importante para um melhor enquadramento dos participantes durante a Consulta Pública.

Deste modo, tendo em conta que haverá sempre projetos de investimento que são transversais a mais do que um exercício de PDIRD-E, a ERSE recomenda que, em cada nova Proposta de PDIRD-E, o operador da RND:

- Identifique quais os novos projetos de investimento que constam da proposta;
- Identifique quais os projetos, que constam da proposta, que já foram aprovados em PDIRD-E anteriores
- Identifique e fundamente eventuais alterações de calendarização ou de montante de investimento de projetos que constem de PDIRD-E já aprovados anteriormente;
- Efetue um balanço intercalar sobre quais os projetos já implementados e, sempre que possível, efetue uma avaliação intercalar dos benefícios já alcançados desde a sua entrada em exploração.

Estas recomendações da ERSE, com destaque para o balanço intercalar, refletem um dos pontos que mais focados pelos participantes na Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016.

A ERSE considera essencial que a Proposta de PDIRD-E 2018 reflita já estas recomendações de melhoria na estrutura das futuras propostas de PDIRD-E, e que seja claramente identificado quais os projetos associados a cada programa de investimento que estão a ser submetidos para aprovação pelo concedente, e que por isso devem ser o objeto central da consulta pública a realizar pela ERSE. Tal não invalida contudo que, para efeitos da determinação de benefícios (análises benefício/custo), o operador considere e apresente cenários em que todos os investimentos (estejam eles já aprovados ou em aprovação) são concretizados, demonstrando como assim se maximizam os benefícios decorrentes dos novos projetos em aprovação.



## 4 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DA ENTREGA

### 4.1.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Na Proposta de PDIRD-E 2016, o operador da RND identifica o PIB e o consumo privado como variáveis macroeconómicas que influenciam a evolução do consumo de eletricidade em Portugal, em diferentes níveis de tensão<sup>2</sup>. A comparação dos cenários macroeconómicos mais recentes e os apresentados, quer na Proposta de PDIRD-E 2016, quer no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030 (RMSA-E 2014)<sup>3</sup> é um exercício útil, tendo em vista a avaliação de possíveis desvios da procura de energia elétrica constante na Proposta de PDIRD-E 2016, face à evolução expectável para a procura baseada em dados mais recentes.

No Quadro 4-1 abaixo é possível comparar as previsões mais recentes de diversos organismos para a economia portuguesa.

**Quadro 4-1 - Previsões para a economia portuguesa**

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

	2015	2016 <sup>E</sup>	2017 <sup>P</sup>	2017 <sup>P</sup>			2018 <sup>P</sup>			2019 <sup>P</sup>		2020 <sup>P</sup>	2021 <sup>P</sup>
	INE e Banco de Portugal	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI
<b>PIB</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>1,6</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>
Consumo privado	2,6	2,3	1,4	1,3	1,3	1,6	1,4	1,2	1,2	1,3	1,1	1,0	0,9
Consumo público	0,8	0,8	0,3	0,0	0,6	0,4	0,4	0,3	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2
Investimento	4,6	-0,9	3,7	4,4	2,8	3,8	4,3	2,4	4,2	4,5	2,4	2,4	2,4
Exportações	6,1	4,4	4,2	4,8	3,6	4,1	4,6	3,9	4,2	4,4	4,0	3,9	4,0
Importações	8,2	4,4	4,2	4,8	3,5	4,3	4,9	3,9	4,3	4,4	3,9	3,9	3,9
Inflação*	0,5	0,5	1,3	1,4	1,1	1,3	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,8
Deflator do PIB	2,1	1,6	1,4	n.d.	1,4	1,4	n.d.	1,4	1,4	n.d.	1,5	1,7	1,7
Desemprego (% população ativa)	12,4	11,1	10,3	10,1	10,6	10,1	9,4	10,1	9,4	8,5	9,7	9,2	8,8

(\*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC); P - Previsões; Fontes: ERSE, INE, Banco de Portugal - Boletim Económico dezembro de 2016; FMI - Portugal: *5th Fifth Post Program Monitoring Discussions, Staff Report, IMF Country Report No. 17/58*, fevereiro 2017; Comissão Europeia (CE) - *Winter 2017 Economic Forecast - Previsões económicas fevereiro 2017*

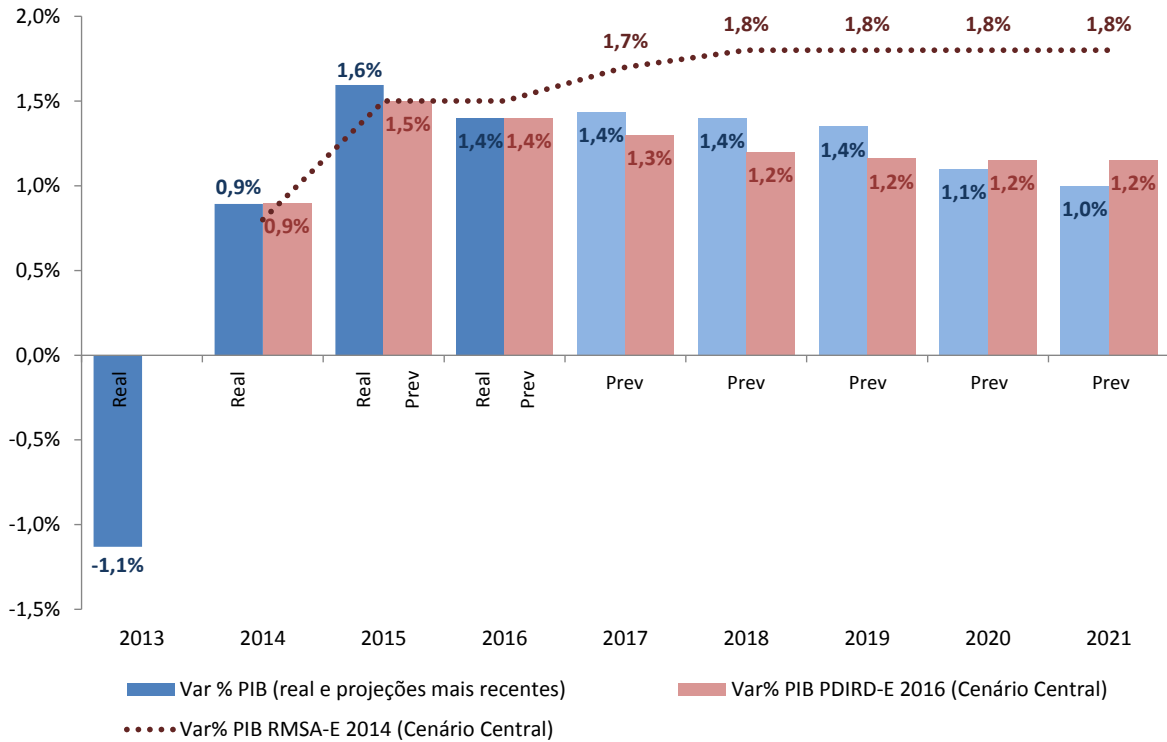
Na Figura 4-1 seguinte comparam-se os dados relativos às previsões para Portugal dos diversos organismos, tendo como base a média dessas previsões, com os apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 e no RMSA-E 2014. É possível observar que as projeções mais otimistas são as constantes do RMSA-E 2014, por ser o documento mais antigo, com base no ano real de 2013. As previsões

<sup>2</sup> No estudo “Previsão da procura de eletricidade 2015-2021”, que é apresentado no Anexo 9 - “Previsão da Procura de Eletricidade a Satisfazer pela EDP Distribuição 2015-2021” da Proposta de PDIRD-E 2016.

<sup>3</sup> De realçar que a DGEG enviou à ERSE, no início de fevereiro de 2017, o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017 – 2030 (RMSA 2016) que, naturalmente, não pode ter sido considerado pelo operador da RND na sua Proposta de PDIRD-E 2016 em análise.

apresentadas na Proposta de PDIRD-E 2016 tiveram em conta os dados mais recentes existentes à altura de elaboração do documento, tendo, então, como base valores fechados de 2015 do PIB, assentando em pressupostos macroeconómicos, face às últimas previsões, em linha para 2016, estando, no entanto, mais pessimista para os anos 2017 a 2019 e ligeiramente otimistas para os anos de 2020 e 2021.

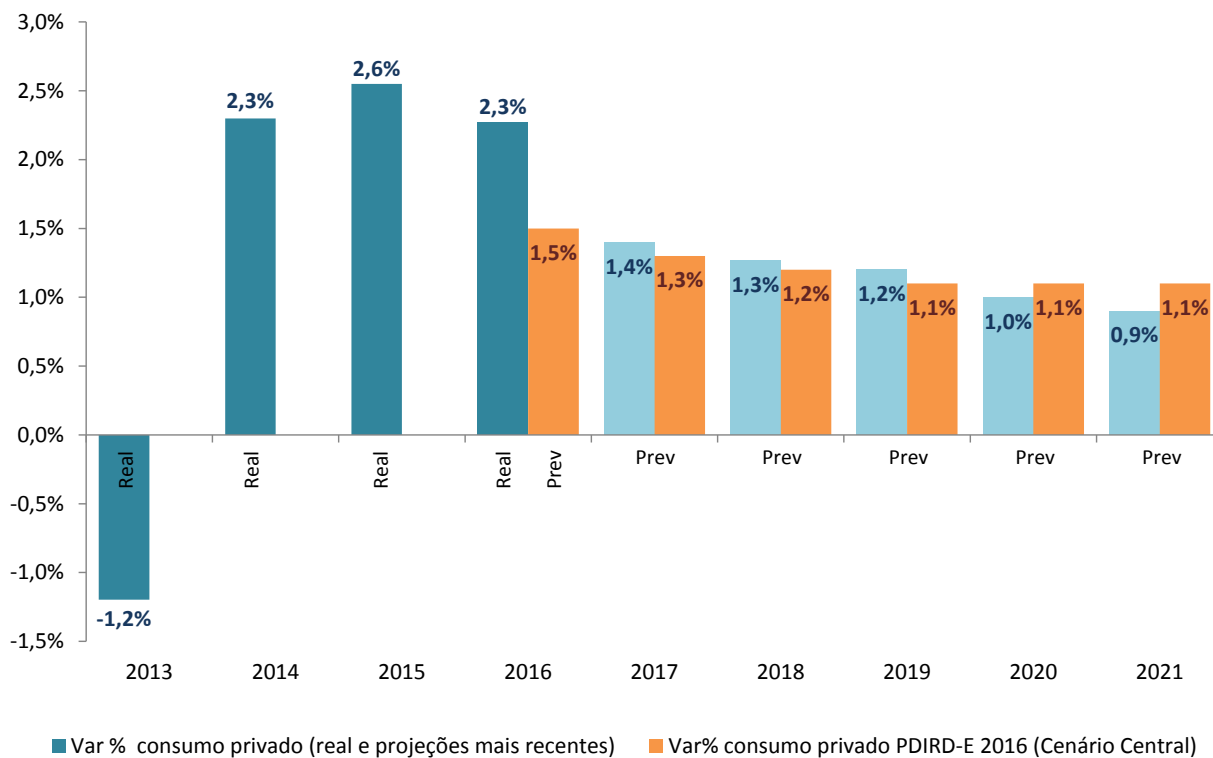
**Figura 4-1 - Evolução do PIB prevista no RMSA-E 2014, na Proposta de PDIRD-E 2016 e dados mais recentes**



Fonte: ERSE, DGEG (RMSA-E 2014), EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2016), INE, Banco de Portugal, Comissão Europeia, FMI

A comparação das previsões para a evolução do consumo privado são apresentadas na Figura 4-2 seguinte. Da análise desta figura, pode-se observar que as previsões apresentadas na Proposta de PDIRD-E 2016 para a evolução do consumo privado são ligeiramente mais pessimistas do que as previsões mais recentes até 2019. Estas previsões são, no entanto, ligeiramente otimistas para os anos de 2020 e 2021 face às projeções mais recentes.

**Figura 4-2 - Evolução do consumo privado prevista na Proposta de PDIRD-E 2016 e dados mais recentes**

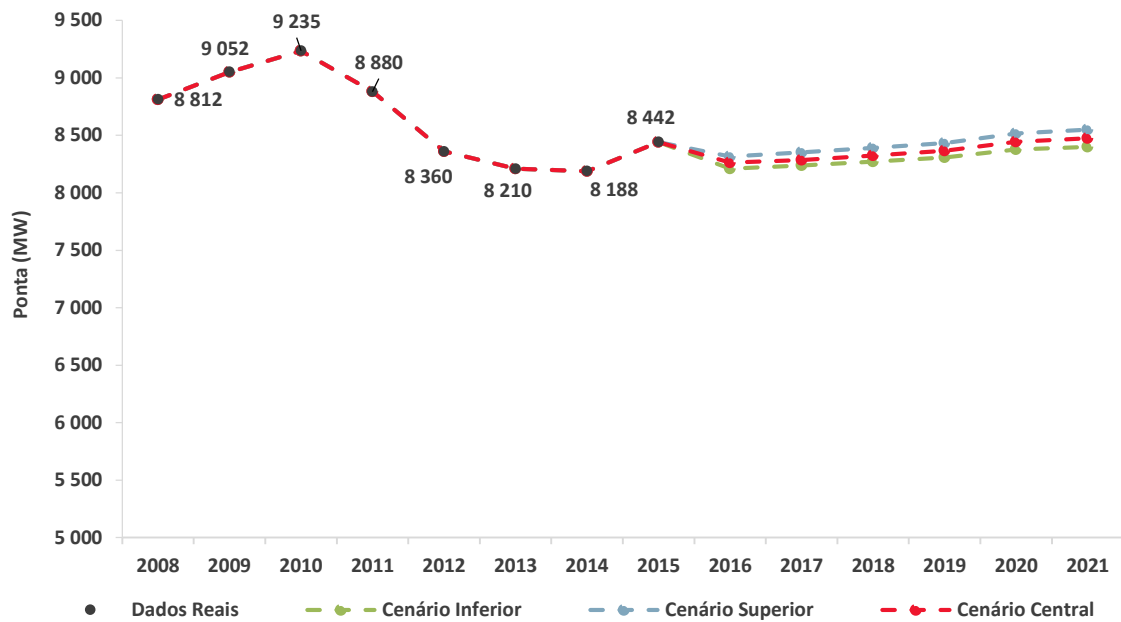


Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2016), INE, Banco de Portugal, Comissão Europeia, FMI

#### 4.1.2 EVOLUÇÃO DA PONTA

No que diz respeito às pontas de carga, o documento de Proposta de PDIRD-E 2016 caracteriza a evolução histórica da ponta síncrona desde 2008, apresentando uma tendência decrescente entre 2010 e 2014, tendo em 2015, último ano com dados reais, registado uma subida de 3% face ao ano anterior, mas ainda 9% abaixo do máximo de 2010, como se pode observar na Figura 4-3 *infra*.

**Figura 4-3 - Evolução da ponta anual de potência ocorrida nas subestações AT/MT da EDP Distribuição**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

Em termos de previsão, o operador da RND apresenta três cenários de previsão, com um valor para o cenário central em 2021 em linha com o observado em 2015, sendo que nas previsões de dimensionamento da capacidade o operador da RND refere que “...é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona.” Para esta previsão o operador da RND menciona que foi estudada a relação entre a evolução da ponta síncrona anual e a evolução da procura de eletricidade (Energia Entrada na RND), tendo sido incluídas também nesta análise o peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total do continente. A apresentação dos investimentos que têm em consideração estas previsões é feita no capítulo de análise do investimento em Segurança de Abastecimento.

#### 4.1.3 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:

1. Económicas, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade na proporção dos seus consumos;
2. 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 desta produção e de carga.

Deste modo, a análise às previsões da procura da Proposta de PDIRD-E 2016 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 2016 refere que as previsões para a evolução do consumo anual de eletricidade tiveram em conta:

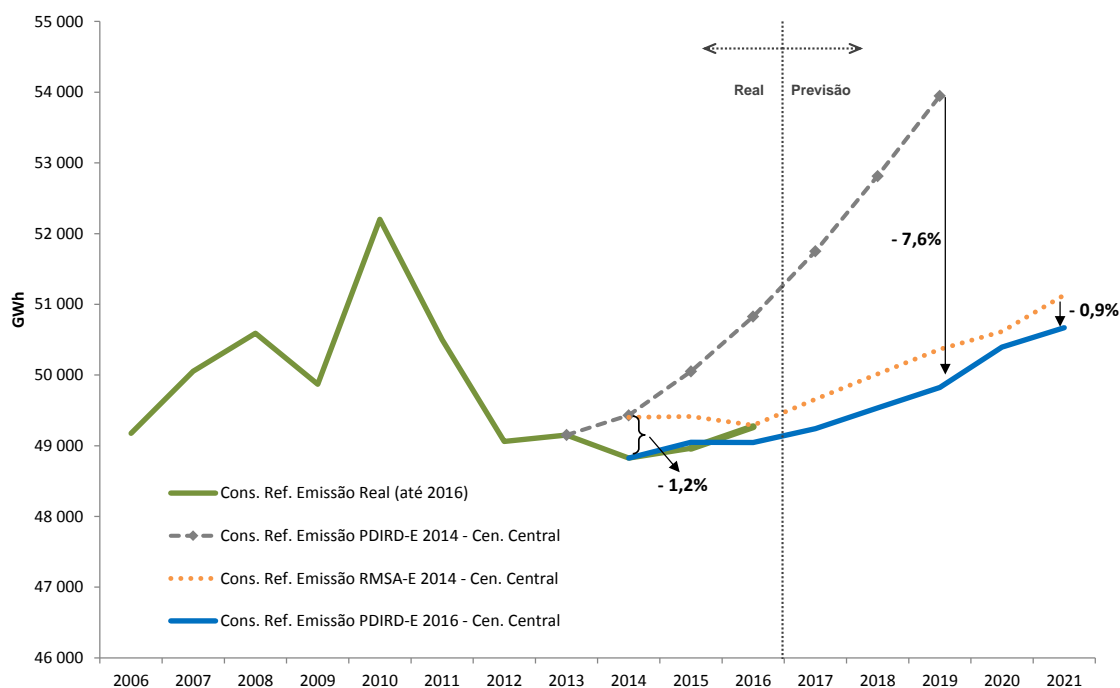
- Uma análise dos pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2015-2030 (RMSA-E 2014);
- O estudo “Previsão da procura de eletricidade 2015-2021” realizado pela EDP<sup>4</sup>, que considerou a evolução do consumo de eletricidade e atividade reais de 2015 e as previsões para a evolução do nível de atividade económica mais recentes existentes à data da elaboração do mesmo.

A Figura 4-4 permite comparar as previsões de evolução do consumo referido à emissão na perspetiva da Proposta de PDIRD-E 2016 com as previsões do RMSA-E 2014 e com o PDIRD-E 2014 aprovado.

---

<sup>4</sup> Apresentado no Anexo 9 da Proposta de PDIRD-E 2016.

**Figura 4-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto na Proposta de PDIRD-E 2016, no RMSA-E 2014 e no PDIRD-E 2014**



Fonte: ERSE, Proposta de PDIRD-E 2016, REN, DGEG

Nesta figura verifica-se que o consumo referido à emissão subjacente à Proposta de PDIRD-E 2016 foi revisto em baixa face ao RMSA-E 2014, em média -0,8%, refletindo o alinhamento com os valores reais de 2014 e 2015, tendo o cenário central considerado na Proposta de PDIRD-E 2016 apresentado um consumo médio ao longo do período 2016-2021 ligeiramente inferior ao do cenário inferior do RMSA-E 2014. Face ao PDIRD-E 2014 aprovado, o consumo referido à emissão foi revisto significativamente em baixa (-7,6% em 2019), tendo em conta as previsões muito otimistas subjacentes ao PDIRD-E 2014.

No estudo da EDP Distribuição para a previsão da procura de eletricidade para 2016-2021, usado como referência na Proposta de PDIRD-E 2016, 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.

Como ponto de partida, atente-se à Figura 4-5, 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<sup>5</sup>), embora assistindo-se a uma diminuição contínua deste diferencial;
- Entre 2014 e 2016 inverteu-se esta situação, com o crescimento do consumo de eletricidade inferior ao crescimento do PIB;
- As previsões para a evolução do consumo de eletricidade a partir de 2017 refletem esta inversão, com a evolução do crescimento do consumo referido à emissão previsto na Proposta de PDIRD-E 2016 inferior ao do PIB. No entanto, o diferencial entre as taxas de crescimento do PIB e do consumo de energia observadas em 2017 e 2018 decorrerão, eventualmente, do facto de as projeções de consumo referido à emissão presentes na Proposta de PDIRD-E 2016 terem subjacentes previsões para a evolução do PIB ligeiramente inferiores às mais atuais, apresentadas na figura.

**Figura 4-5 - Variação do consumo referido à emissão e do PIB**



Fonte: Dados reais ERSE e INE, dados previsionais da Proposta de PDIRD-E 2014, Comissão Europeia (CE) e FMI

<sup>5</sup> Rácio entre o consumo de energia elétrica e o PIB.

A Figura 4-6 apresenta uma análise similar, através da comparação das variações do consumo privado com as variações do consumo de eletricidade. As conclusões são similares relativamente à anterior análise de evolução do PIB, havendo contudo magnitudes ligeiramente diferentes nos diferenciais entre as taxas, nomeadamente nos últimos anos da análise, entre 2014 e 2016, onde se observa que o diferencial entre as taxas de crescimento do consumo referido à emissão e as taxas de crescimento do consumo privado foram mais negativas, do que as observadas na comparação com a evolução do PIB.

**Figura 4-6 - Variação do consumo referido à emissão e do consumo privado**



Fonte: Dados reais ERSE e INE, dados previsionais da Proposta de PDIRD-E 2014, Comissão Europeia (CE) e FMI

Assim, a observação dos dados anteriores indicia a existência de uma diminuição da aderência entre a evolução do consumo de eletricidade e a evolução do PIB e do consumo privado, face ao sugerido pela análise das taxas de crescimento.

No entanto, as previsões de procura de energia elétrica da Proposta de PDIRD-E 2016 apresentam um cenário de diminuição desse diferencial e uma possível inversão de sinal no diferencial no ano de 2020, tendo em conta as previsões do PIB mais recentes, apresentadas na figura.



#### 4.1.4 OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

Em resumo, a ERSE tece as seguintes considerações sobre a procura de eletricidade adotadas na Proposta de PDIRD-E 2016 para o período compreendido entre 2016 e 2021:

- Na atual Proposta de PDIRD-E 2016 são apresentados diferentes cenários de evolução da procura (central, superior e inferior). No entanto, estes três cenários de evolução de procura considerados pelo operador da RND apresentam a mesma tendência de crescimento até 2021. O único elemento diferenciador consiste no ponto de partida de cada cenário. Registe-se que as diferenças entre cada cenário de evolução da procura não são justificadas. Registe-se que o estudo do RMSA-E 2014, embora tenha um ponto de partida mais elevado, em virtude de se basear num cenário macroeconómico mais otimista e de não considerar dados reais de consumo para 2014 e 2015, apresenta taxas de crescimento diferentes para os 3 cenários.
- Na elaboração das previsões para a evolução do consumo e capacidade de entrega da rede subjacentes à Proposta de PDIRD-E 2016, o operador da RND elaborou o seu próprio estudo que teve em conta os consumos reais verificados nos anos 2014 e 2015, 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.
- No que diz respeito aos pressupostos em que a Proposta de PDIRD-E 2016 se sustenta, constata-se que o cenário macroeconómico subjacente às projeções de consumo de eletricidade foi atualizado face ao apresentado no RMSA-E 2014, estando em linha com as previsões à altura de realização do estudo. Essas previsões não diferem substancialmente das previsões divulgadas mais recentemente;
- O atual contexto de evolução do consumo de eletricidade, caracterizado por um ligeiro decréscimo da procura se for considerado o horizonte dos últimos 6 anos ou de crescimentos moderados e de quase estagnação da procura se forem considerados os últimos dois anos, sugere que se deva ter em consideração um cenário inferior com taxas de crescimento nulas ou quase nulas, ao contrário do cenário inferior da Proposta de PDIRD-E 2016.
- 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 no nível de investimentos, designadamente:
  - i. A operação das redes de distribuição de energia elétrica com uma maior recursos a tecnologias de informação (*smart grids*), que permitirá uma gestão ativa das cargas, com um elevado potencial de redução das pontas de carga a que as redes de

distribuição estão sujeitas e, conseqüentemente, a otimização do nível de investimentos necessários;

- ii. Os efeitos decorrentes da descarbonização das economias, decorrente das políticas da União Europeia, que têm vindo a alterar gradualmente a estrutura de consumo de energia primária dos países europeus no sentido de incorporar uma cada vez maior proporção de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade. Grande parte desta produção é diretamente injetada na rede de distribuição, reforçando, eventualmente, a necessidade de investimentos a este nível.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no ponto 9 deste Parecer são apresentadas análises com os investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 em apreço, considerando o cenário de consumo nele perspectivado, mas também com outros cenários de consumo.

## **5 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS**

### **5.1 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS**

A Proposta de PDIRD-E 2016 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.

#### **PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO**

Para efeitos do planeamento das redes de distribuição em AT e MT, que resultou na Proposta de PDIRD-E 2016, 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>6</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 2016 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
- 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 2016, tal como já consta no PDIRD-E 2014, 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).

---

<sup>6</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.

Assim, o operador da RND refere que os projetos de investimento que são apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 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).

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

A Proposta de PDIRD-E 2016 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.

#### **5.1.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E AO PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

A atual Proposta de 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 a generalidade das 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, ou a disponibilização de informação desagregada sobre custos.

A ERSE saúda igualmente o maior detalhe da atual Proposta de PDIRD-E 2016 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 ERSE recomenda que, no que diz respeito à decisão de investimento em equipamento associado à segurança de abastecimento do consumo, o operador da RND fundamente 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 sublinha e reafirma a necessidade de disponibilização de informação sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que espera ver resolvida na Proposta de PDIRD-E 2018, ano em que a informação estará disponível como consequência da conclusão do programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD).

Em termos de coordenação entre a RND e a RNT, a Proposta de PDIRD-E 2016 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.

Deste modo, a ERSE recomenda que a informação disponibilizada em anexo relativa à capacidade das subestações AT/MT, seja complementada traduzindo esta eventual limitação e não se limitando a disponibilizar capacidade da RND por si só, em particular 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 análise 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 2016, 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.

## 5.2 ANÁLISES DE RISCO E DE SENSIBILIDADE

### ANÁLISE DE RISCO

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 2016, 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 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 2016 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.

### 5.2.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE

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.

### **5.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE À CARACTERIZAÇÃO DE CUSTOS APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta, para o período 2017-2021, 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 2017 e 2021. 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.

Ao contrário do PDIRD-E 2014 aprovado, a informação é apresentada não só em termos de custos primários, mas na atual proposta também em termos de 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 da ERSE no seu último Parecer à Proposta de PDIRD-E 2014, 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).

A ERSE regista como positiva a disponibilização de informação sobre a desagregação dos custos pelas diferentes naturezas, o que se traduz numa clara melhoria face ao exercício de 2014, dando resposta aos vários comentários recebidos durante a Consulta Pública.

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.

### **5.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE À CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

O operador da RND refere na Proposta de PDIRD-E 2016, 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 2016 apresenta, para o período 2017-2021, informação relativa a benefícios decorrentes dos investimentos propostos, sendo destacados os benefícios associados aos vetores “Qualidade de Serviço Técnica” e “Eficiência de Rede”.

#### **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 2016 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 2017-2021, ganhos anuais de 5,5 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 (cerca de 5,3 GWh anuais no final do período) e marginalmente o incremento da melhoria da qualidade de serviço por via da melhoria das zonas pior servidas (cerca de 200 MWh anuais no final do período).”

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 73,7 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**

A Proposta de PDIRD-E 2016 disponibiliza, nas fichas de caracterização dos projetos de investimento, informação mais completa do que aquela que era fornecida na Proposta de PDIRD-E 2014, designadamente a 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 uma das recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2014.

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 os 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, tal 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.

## **BOAS PRÁTICAS DE ANÁLISE BENEFÍCIO/CUSTO**

A ERSE regista como bastante positiva a análise custo benefício associada ao programa de investimento “aumento da resiliência de linhas aéreas”, que se baseou no “Projeto Piloto do Louriçal (PPL)”, proposto no PDIRD-E 2014, a concluir até 2017 e que abrangia 535 km rede AT e 79 km rede MT.

No âmbito do mesmo programa de investimento, o operador da RND pretende dar continuidade ao PPL, com o objetivo de minimizar o efeito de fenómenos atmosféricos extremos, designadamente ventos fortes que provoquem quedas de árvores sobre circuitos aéreos, com as consequências ao nível da qualidade de serviço (END).

No Anexo 8.F, relativo a este programa de investimento, é detalhada a metodologia de seleção dos ativos de rede a ser objeto deste projeto. De entre os mais de 4,2 mil km de rede AT e MT sujeitos a estes fenómenos externos, foram selecionados cerca de 1473 km de rede MT e 78 km de rede AT, em que o operador pretende intervir (TIE devido a fatores externos acima de 0,05 minutos).

Com base na extensão dos circuitos alvo e no respetivo tempo médio de vida útil restante (15 anos), o operador da RND estima um custo de investimento de 7,1 milhões de euros (a que acrescem ainda custos de manutenção e de reparação).

Tendo por base os benefícios decorrentes de redução de energia não distribuída (21,4 GWh), bem como da extensão do intervalo de ações de manutenção, de 4 para 6 anos, e da redução do número de ações de reparação, o operador identifica um VAL do programa de investimento de 1,75 M€, comparável com um investimento a custos totais atualizado de 9,5 M€ e com um benefício de 11,3 M€.

A ERSE recomenda que em complemento à proposta de continuação do programa de investimento, no próximo exercício de preparação da Proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND efetue um balanço intercalar dos benefícios estimados decorrentes da implementação do PPL, ainda que se saiba que a quantificação concreta do essencial dos benefícios apenas será possível aquando ocorrerem os fenómenos atmosféricos extremos para o qual o PPL foi concebido.

## **5.5 MONTANTE DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

O operador da RND apresenta, ao longo da Proposta de PDIRD-E 2016, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da Proposta de PDIRD-E 2016, 2017-2021, 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>7</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 capítulos 6 a 8 apresenta-se uma análise mais aprofundada, segundo a perspetiva de cada vetor de investimento.

A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta igualmente informação detalhada de 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, e a desagregação temporal dos custos associados, desde o início até à conclusão do mesmo (ou seja, num horizonte mais alargado que o período 2017 a 2021 abrangido pela Proposta de PDIRD-E 2016).

Em termos globais, e a custos totais, a Proposta de PDIRD-E 2016 em aprovação apresenta um montante total de investimento (para o cenário de investimento n.º2) de cerca de 850 M€, a custos totais, desagregados por 790 M€ de investimento específico e 59 M€ de investimento não específico.

Analisando apenas o investimento específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 511 M€ de investimento a custos primários, 258 M€ relativo a encargos diretos e ainda 22 M€ relativos a encargos financeiros. É ainda disponibilizada informação do montante total de participações financeiras (70 M€) e participações em espécie (57 M€).

Já no que diz respeito ao investimento não específico, o operador da RND desagrega os 59 M€ em 58,5 M€ relativos a investimento a custos primários sendo o restante investimento relativo a encargos financeiros. A componente de CAPEX relativa aos investimentos não específicos propostos totaliza assim 48,5 M€.

No global, a proposta de PDIRD-E 2016 refere um acréscimo total de CAPEX ao longo do período 2017-2021 de cerca de 500 M€, dos quais 440 M€ relativos a investimento específico.

## **5.6 INVESTIMENTO GLOBAL A CUSTOS PRIMÁRIOS, PROPOSTO PARA O PERÍODO 2017-2021<sup>8</sup>**

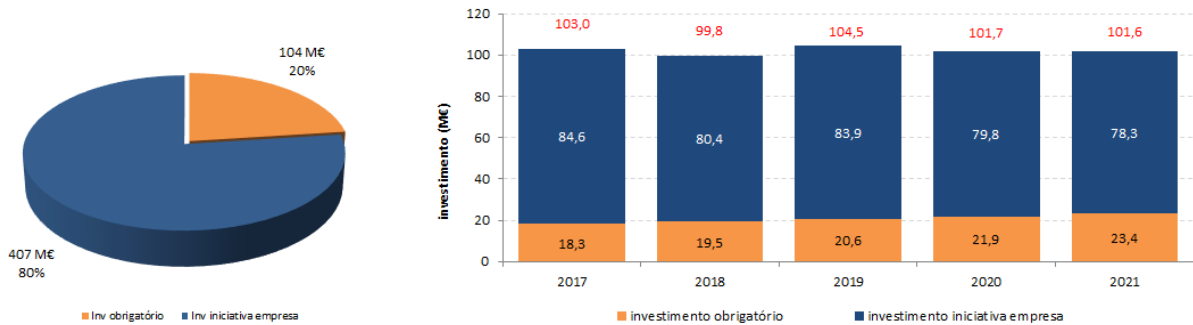
Analisando o investimento específico proposto pelo operador da RND, a custos primários o operador da RND desagrega os cerca de 511 M€ em 104 M€ em Investimento Obrigatório e 407 M€ em Investimento de Iniciativa da Empresa. De salientar que este último representa cerca de 80% do investimento total e compreende a quase totalidade dos programas de investimento descritos na proposta de PDIRD-E 2016.

---

<sup>7</sup> As finalidades previstas na Proposta de PDIRD-E 2016 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>8</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo do ponto 5.6, referem-se a investimento a custos primários.

**Figura 5-1 - Investimento global a custos primários apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 para o período 2017-2021**



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2016

### 5.6.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A Proposta de PDIRD-E 2016 enquadra no Investimento Obrigatório a realização de projetos de investimento 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. Estes projetos visam a criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda as relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios. Segundo a Proposta de PDIRD-E 2016, o operador da RND considera ainda como Investimento Obrigatório a instalação de contadores nas redes de AT e MT, ainda que separe este projeto 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 18 M€ ao longo dos 5 anos da Proposta de PDIRD-E 2016. Já no que diz respeito à restante parcela de Investimento Obrigatório, é proposto um investimento de cerca de 86 M€.

No total, o operador RND prevê um investimento de cerca de 104 M€. No entanto, de acordo com a informação contida na Proposta de PDIRD-E 2016, as comparticipações financeiras totalizam quase 70 M€, o que significa um acréscimo de CAPEX de 34,2 M€ entre 2017 e 2021. A acrescentar a este investimento, está previsto ainda uma comparticipação em espécie superior a 57 M€, o que significa um volume de investimento em ativos de rede para a totalidade do período de abrangência do plano de cerca de 160 M€.

De acordo com a empresa, face ao passado recente, verifica-se uma ligeira redução do investimento proposto na Proposta de PDIRD-E 2016, sendo, contudo, superior ao nível de investimento registado no

início desta década. O reajuste do nível de investimento dever-se-á à análise das mais recentes previsões de evolução da atividade económica e a sua projeção no consumo de energia.

Desagregando o investimento por nível de tensão, o investimento em MT é justificado pelos novos pedidos de ligação de instalações consumidoras, bem como pela necessidade de melhoria da eficiência da operação das redes, nomeadamente remodelações ou 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 2015-2019**

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2017-2021					Total 2017 -
		2017	2018	2019	2020	2021	
<b>Inv. Específico Obrigatório (sem equip. Contagem)</b>	<b>13,5</b>	<b>14,7</b>	<b>15,9</b>	<b>17,0</b>	<b>18,3</b>	<b>19,8</b>	<b>85,7</b>
Redes AT	1,3	1,5	1,9	2,4	3,1	3,9	12,9
SE's + Redes MT	12,2	13,2	13,9	14,6	15,3	15,8	72,9
<b>Eq. Contagem AT + MT</b>	<b>3,1</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>18,0</b>
Contadores	1,3	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	8,0
Eq. Acessórios	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	10,0
<b>Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição (1)</b>	<b>16,5</b>	<b>18,3</b>	<b>19,5</b>	<b>20,6</b>	<b>21,9</b>	<b>23,4</b>	<b>103,7</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>9,8</b>	<b>11,2</b>	<b>12,6</b>	<b>13,9</b>	<b>15,2</b>	<b>16,7</b>	<b>69,6</b>
<b>Comp. Espécie AT + MT (3)</b>	<b>11,4</b>	<b>10,0</b>	<b>10,6</b>	<b>11,3</b>	<b>12,0</b>	<b>12,7</b>	<b>56,6</b>
<b>CAPEX Obrigatório EDP Distribuição (1-2)</b>	<b>6,8</b>	<b>7,1</b>	<b>6,9</b>	<b>6,8</b>	<b>6,7</b>	<b>6,7</b>	<b>34,2</b>
<b>Ativos Acrescentados à Rede (1+3)</b>	<b>27,9</b>	<b>28,4</b>	<b>30,1</b>	<b>31,9</b>	<b>33,9</b>	<b>36,1</b>	<b>160,4</b>

Nota: custos primários

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

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, o qual, com base em dados de 2012, 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, o operador refere a atualização do estudo, e cujos resultados foram a base para os valores apresentados na atual proposta.

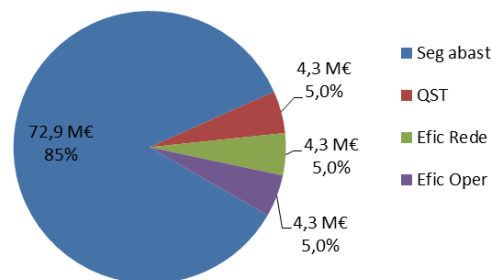
Assim, as necessidades de Investimento Obrigatório foram estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos tais como indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção 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 que for efetivamente necessário, ainda que os montantes possam ser diferentes 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 aos contadores na RND, é imputada ao vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento”, tal como se observa na Figura 5-2. 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 5-2 - Distribuição dos custos em Investimento Obrigatório por vetor de investimento**



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2016

## 5.6.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

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



A Proposta de PDIRD-E 2016 inclui mais de 120 projetos individualizados por instalação e local, e mais 30 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 é destinado a responder a uma determinada necessidade de rede e corresponde a uma zona geográfica.

## **5.7 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR VETORES DE INVESTIMENTO<sup>9</sup>**

Em termos de organização, a Proposta de PDIRD-E 2016 identifica cinco vetores estratégicos de investimento que agregam necessidades específicas e que agregam, cada um, vários programas de investimento, de iniciativa da empresa ou obrigatório. Cada programa de investimento contém os projetos específicos, que podem ou não ser desagregados individualmente e que dão resposta a uma finalidade de rede específica.

O Investimento de Iniciativa da Empresa totaliza cerca de 407 M€, distribuídos pelos seguintes vetores estratégicos de investimento, Figura 5-3:

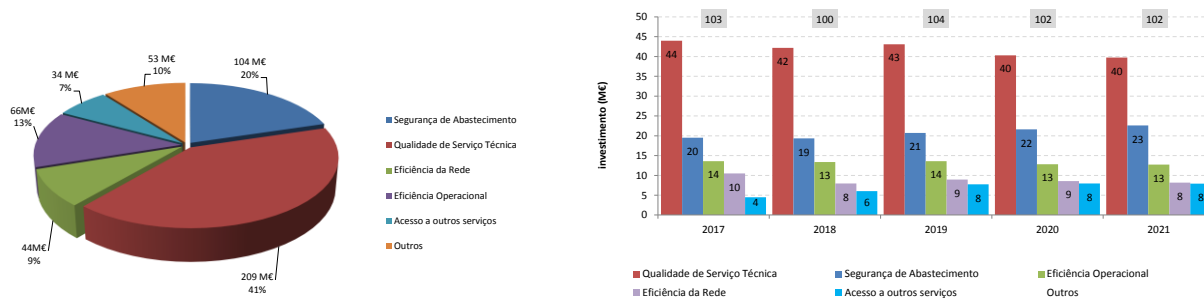
- Segurança de Abastecimento, relativo a questões de segurança da operação da rede e garantia do abastecimento aos consumos.
- Qualidade de Serviço Técnica, relativo à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço e à redução das assimetrias.
- Eficiência de Rede, relativa à redução das perdas técnicas das redes.
- Eficiência Operacional, relativa à redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços, relativa a dotar a rede de soluções ativas para os utilizadores da RND.

Existe um sexto vetor (Outros) que engloba os investimentos que não possam ser classificados nos cinco vetores anteriores.

---

<sup>9</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo do ponto 5.7, referem-se a investimento a custos primários.

Figura 5-3 - Investimento de Iniciativa da Empresa proposto para o período 2017-2021



Fonte: Dados a partir da Proposta de PDIRD-E 2016

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 41% do investimento total, e cujo valor anual se situa um pouco acima dos 40 M€ ao longo dos 5 anos.

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 2016.

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

Programas de Investimento		nº de projetos		Vetores de investimento						
		individuais (102)	agregados (32)	Custo Total (S11 M€)	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
obrigatório	Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	0	1	85,7	85%	5%	5%	5%		
	Inv. Obrigatório (só contadores)	0	1	18,0						100%
investimento de iniciativa da empresa	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	42	2	82,5	10%	60%	10%	20%		
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	9	5	65,0	7%	80%	6%	7%		
	Investimento Inovador	0	2	37,3		10%		5%	85%	
	Desenvolvimento de Rede	20	3	36,1	20%	30%	45%	5%		
	Automação e Telecomando da Rede MT	14	1	35,0		90%		10%		
	Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	15	3	35,0		70%		30%		
	Programa de Investimento Corrente Urgente	0	1	28,7	10%	20%	10%	40%		20%
	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	0	5	24,5		70%		30%		
	Promoção Ambiental	0	1	16,4						100%
	Beneficiações Extraordinárias	0	1	13,5	10%	20%	10%	40%		20%
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	0	1	13,5		30%				70%
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2	1	8,0	20%	20%	55%	5%		
	Ligação de PT	0	1	7,5	60%	10%	20%	10%		
	Aquisição de Terrenos para Subestações	0	1	3,0	20%	30%	45%	5%		
	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0	1	1,0						100%
Instalação de Telecontagem em PTD	0	1	0,0				100%			

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

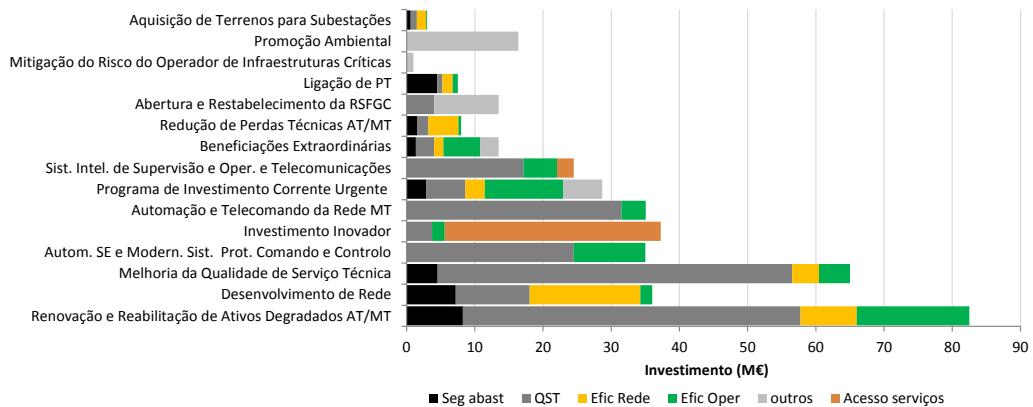
## 5.8 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR PROGRAMAS DE INVESTIMENTO<sup>10</sup>

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

<sup>10</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo do ponto 5.8, referem-se a investimento a custos primários.

Os programas de investimento distribuem-se pelos diferentes vetores de investimento, de acordo com o apresentado na Figura 5-4. Por outro lado, estes programas abrangem não apenas os projetos individuais mas, igualmente, os projetos de âmbito nacional que não podem ser desagregados.

**Figura 5-4 - Desagregação do Investimento de Iniciativa da Empresa por programa de investimento**



Fonte: Dados a partir da Proposta de PDIRD-E 2016

## 5.9 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR FINALIDADE E ÁREA GEOGRÁFICA<sup>11</sup>

A descrição de cada projeto, apresentada pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016, efetua-se em função das necessidades e finalidade de rede a que responde, nomeadamente:

- Ligação à RNT;
- Ligação de instalações de consumo e de centros electroprodutores
- Reforço interno da RND;
- Manutenção e melhoria da qualidade de serviço;
- Renovação e reabilitação de ativos

À exceção da ligação a instalações de consumo e centros electroprodutores, para a qual a proposta não apresenta informação económica, a cada projeto corresponde apenas uma finalidade.

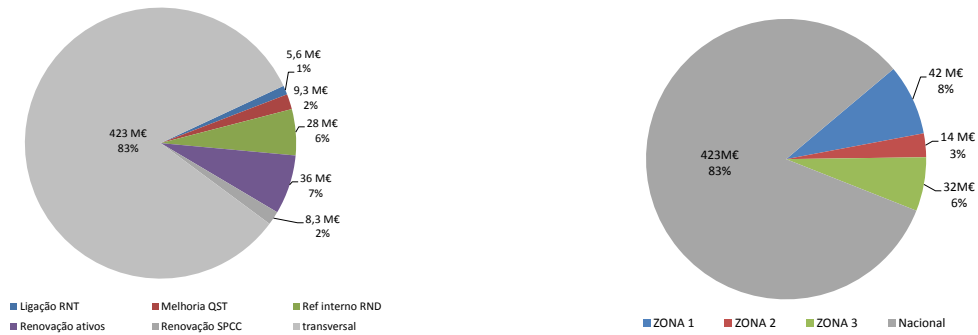
Para facilitar a compreensão, o operador da RND apresenta os projetos de investimento por zona geográfica do país, correspondendo a: Zona 1 ao norte, a Zona 2 ao centro e a Zona 3 ao sul do país.

<sup>11</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo do ponto 5.9, referem-se a investimento a custos primários.

Para os projetos agregados não é definida uma finalidade específica e, uma vez que são de âmbito nacional, não existe qualquer classificação por zona geográfica associada.

A Figura 5-5 apresenta a distribuição do Investimento de Iniciativa da Empresa por finalidade de rede e por zona geográfica.

**Figura 5-5 - Desagregação do Investimento de Iniciativa da Empresa por finalidade e zona geográfica**



Fonte: Dados a partir da Proposta de PDIRD-E 2016

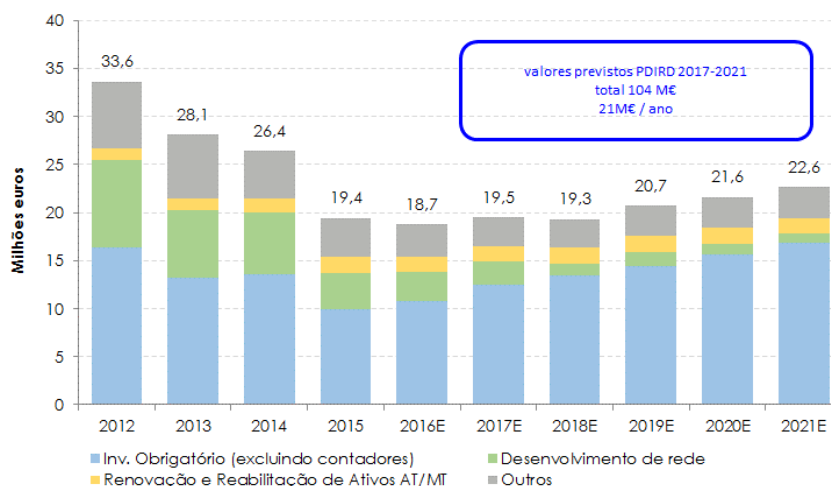
## 6 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO<sup>12</sup>

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 crescimento de consumos verificado no passado, para o horizonte 2017-2021, a Proposta de PDIRD-E 2016 prevê a realização apenas do investimento 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€ (20% do investimento total do plano), o que corresponde a uma média anual de 21 M€ ligeiramente inferior aos 22M€ de investimento médio verificado no período 2014-2016. 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 6-1 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

<sup>12</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo de todo o ponto 6. referem-se a investimento a custos primários.

## 6.1 LIGAÇÕES A CENTROS PRODUTORES

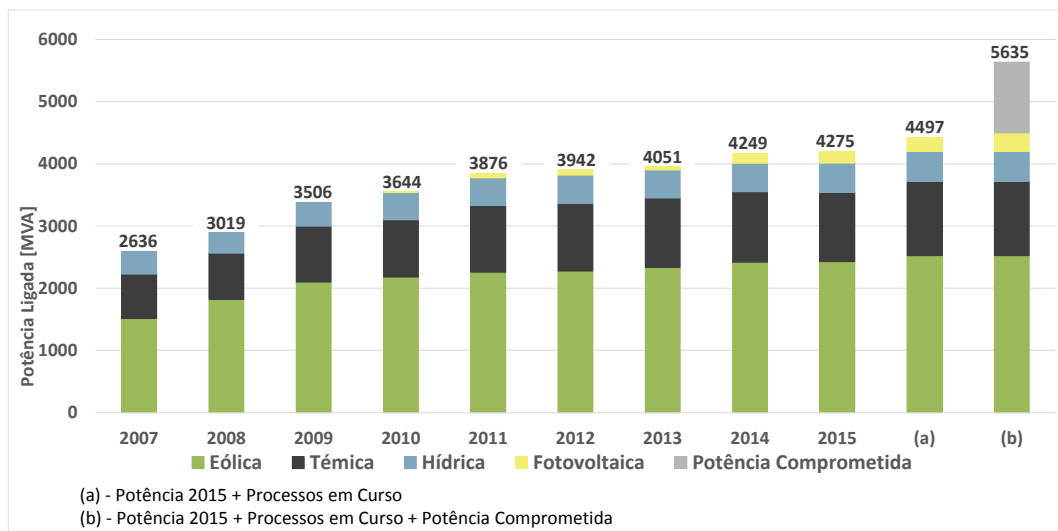
### 6.1.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

A Proposta de PDIRD-E 2016 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 2016, no final de 2015 estariam ligados à RND 4,9 GW. Segundo o operador da RND, este montante representa 62% 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 6% do total, registou um crescimento anual médio de 69% entre 2013 e 2015.

A Figura 6-2 traduz assim a evolução da produção PRE ligada às redes de distribuição, incluindo a rede em BT.

**Figura 6-2 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

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

Realce também para o facto de, em junho de 2015, ter tido início a ligação das primeiras “Unidades de Produção Para Autoconsumo” (UPAC) e “Unidades de Pequena Produção” (UPP), embora 84% destas instalações sejam segundo o operador da RND ligadas em BT, nível de tensão que estando fora do âmbito

do PDIRD-E, origina alterações na fronteira entre MT e BT, e por isso, deve ser também analisado pelo operador da RND.

Por um lado, as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, 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.

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, mas possivelmente numa outra dimensão, o referido Decreto-Lei n.º 153/2014, estabelece igualmente as Unidades de Pequena Produção (UPP) que, 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.

Para além das mais de 28000 instalações de Microprodução e Miniprodução, que totalizam 135 MW de potência instalada de produção ligada às redes em BT e MT, enquadradas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, e do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, a aplicação do referido Decreto-Lei n.º 153/2014 já permitiu que, em quase dois anos, entre março de 2015 e janeiro de 2017, se tenha verificado o licenciamento de mais de 68 MW de produção distribuída em mais de 10500 UPAC (9300 das quais com potências inferiores a 1,5 kW, e uma dessas com 1 MW), e de mais de 21,7 MW em 378 UPP (com potências instaladas entre 3 e 250 kW). A produção a partir do solar fotovoltaico é tecnologia utilizada na quase totalidade de UPAC e UPP. Comparando com a potência instalada em unidades de produção centralizadas de energia elétrica, os números anteriores demonstram que este tipo de produção distribuída ligada aos níveis de tensão inferior é ainda relativamente residual e ainda com pouco impacto no desempenho do sistema elétrico.

No entanto, a oportunidade que é aberta por este tipo de produção distribuída, com o surgimento em menos de dois anos de quase 11 mil “consumidores ativos” ligados aos níveis de tensão inferiores poderá representar uma mudança de paradigma na “configuração” do sistema elétrico. Este poderá ser um primeiro passo no sentido do reforçar o poder de intervenção dos consumidores ligados aos níveis de tensão mais baixos. 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.

### 6.1.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND refere na Proposta de PDIRD-E 2016 que, para além da capacidade já instalada até final de 2015, está prevista ainda a ligação de 220 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 coluna (a) e (b) da Figura 6-2). Assim, no total, o operador da RND estima que o total de produção distribuída comprometida (ligada ou já atribuída) totalize valores da ordem dos 5,6 GW.

Para além de ter capacidade para satisfazer estes compromissos que já foram assumidos, o operador da RND refere como expectável que a RND possa, no final de 2018, oferecer uma capacidade de receção da ordem dos 7500 MW para novas ligações de produção distribuída, ou seja, que permite aumentar para mais do dobro a atual capacidade já comprometida.

A Proposta de PDIRD-E 2016 disponibiliza ainda informação sobre 86 processos para novos produtores em condições de mercado, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 2015-B/2012, dos quais 69 são relativos a aproveitamentos fotovoltaicos (maioritariamente na região sul do país), num total de cerca de 1,5 GW.

Para toda esta nova capacidade de produção a ligar à RND, e nomeadamente para os novos processos relativos a produtores em regime de mercado, o operador da RND refere não ser necessário considerar na Proposta de PDIRD-E 2016 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 2016, 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.

### 6.1.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE A LIGAÇÃO DE CENTROS PRODUTORES APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

A ERSE faz notar 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 foi aliás uma das recomendações expressas pelos participantes no processo de Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016.

Realce ainda para os comentários recebidos durante a Consulta Pública que referem que a Proposta de PDIRD-E 2016 não incorpora devidamente o impacto 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.

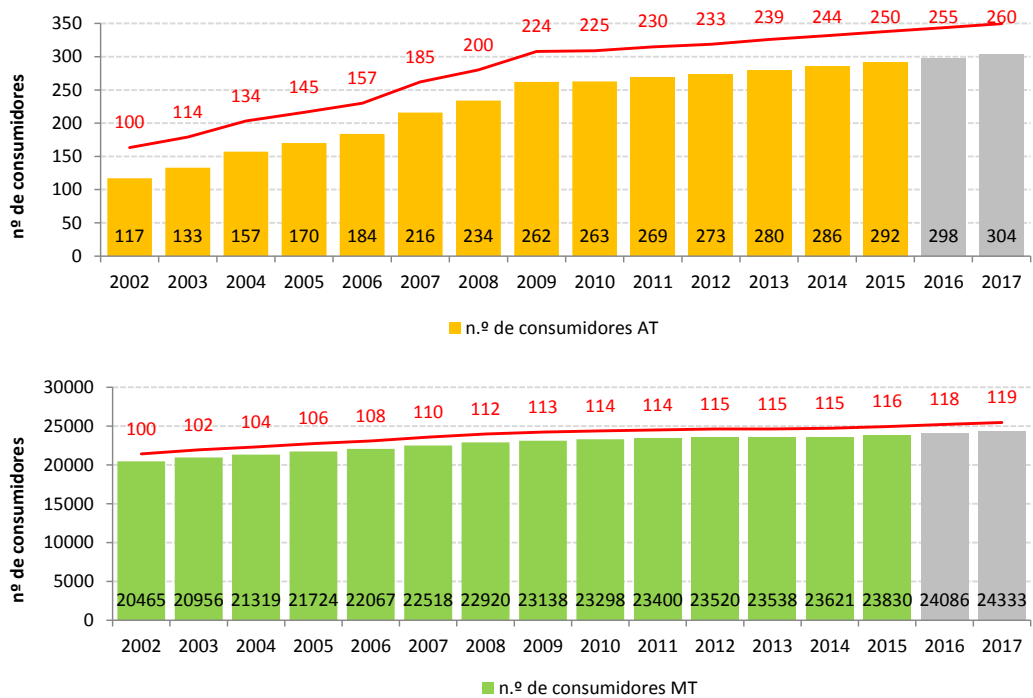
## **6.2 LIGAÇÕES A INSTALAÇÕES DE CONSUMO**

### **6.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL**

A Proposta de PDIRD-E 2016 mantém como base para definir os montantes necessários Investimento Obrigatório em ligações a instalações de consumo o estudo desenvolvido em 2013 pelo INESC Porto, assente 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 6-3 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. Na figura referida, os valores correspondentes aos anos de 2002 a 2015 correspondem a valores efetivamente ocorridos, enquanto os valores correspondentes aos anos de 2016 e 2017 são previsões incluídas na Proposta de PDIRD-E 2016 e dados previsionais para o período regulatório 2015-2017.

**Figura 6-3 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

## 6.2.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND refere apenas que, durante 2016, está previsto a ligação à rede AT de 4 novas instalações de consumo nos concelhos de Beja, Coruche, Moura e Palmela, mas que no período 2017-2021 apenas existem intenções confirmadas de novas instalações de consumo na região norte, mais concretamente nos concelhos de Águeda, Ovar e Ribeira da Pena.

No entanto, a Proposta de PDIRD-E 2016 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.

## 6.3 OUTROS PROJETOS PREVISTOS NO INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

Como referido no capítulo anterior, o operador da RND individualiza o Investimento Obrigatório relativo à instalação de contadores nas redes de AT e MT de todo o restante investimento, num total de cerca de 18 M€, um montante igual ao proposto no PDIRD-E 2014.

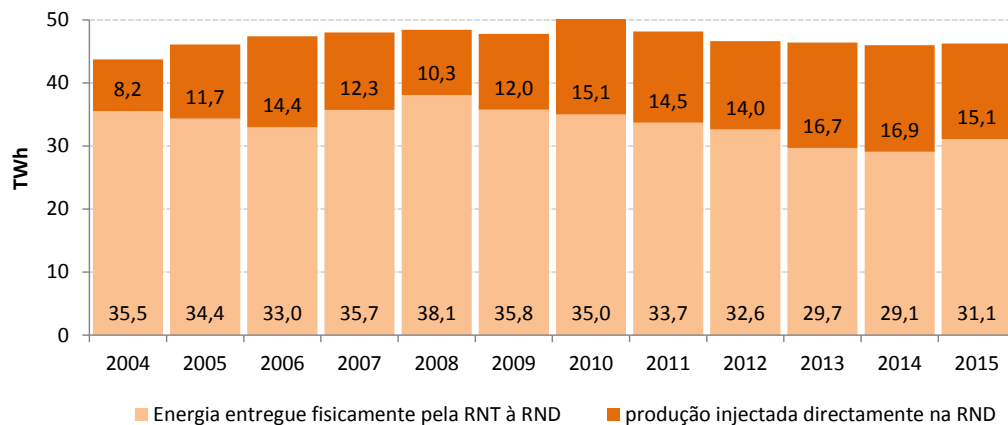
## 6.4 LIGAÇÕES À RNT

### 6.4.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

Segundo a Proposta de PDIRD-E 2016, até final de 2016, deverão existir 65 ligações (ou pontos de entrega - PdE) entre a RND e a RNT (mais um que em 2014).

Segundo o operador da RND, a concretização de novas ligações à RNT deverão permitir 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, apesar da importância que a RNT significa em termos de garantia do abastecimento em situações de ponta.

**Figura 6-4 - Evolução da energia entrada nas redes de distribuição na RND a partir da RNT e da produção distribuída**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE, Operador da RNT

### 6.4.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

De acordo com o operador da RND, os investimentos apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 de 2 novas ligações a pontos injetores da rede de transporte (Vila Nova de Famalicão e Divor), os quais resultam de compromissos assumidos com o operador da RNT, incluem 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 projetos individuais, no período entre 2017-2021 destaca-se o novo injetor de Vila Nova de Famalicão (2019), que segundo o operador da RND para além de apoiar o PdE de Riba d' Ave e melhorar

a flexibilidade na região, terá como principal benefício “a redução de perdas e o aumento da fiabilidade do abastecimento”.

A Proposta refere ainda a abertura de um novo PdE na região de Évora, devido às dificuldades identificadas pelo operador da RNT de expandir o PdE já existente. No entanto, à semelhança do PdE de Vila Nova de Famalicão, a redução dos consumos verificada recentemente originou um adiamento do investimento para o final do horizonte do plano, em 2021.

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 Penela e em Vila Fria), sem prejuízo do adiamento de alguns painéis, na sequência da redução das estimativas dos consumos servidos pela rede de distribuição AT.

#### 6.4.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE ÀS LIGAÇÕES À RNT APRESENTADAS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

Na linha dos comentários da ERSE em Pareceres anteriores, a ERSE entende que se devem realizar todos aqueles projetos que, a concretizar até 2019, 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 na Proposta de PDIRD-E 2016 pelo operador da RND que refere o adiamento do novo ponto injetor de Divor e de Vila Nova de Famalicão, 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 de coordenação entre o operador da RNT e RND, também realçado nos comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE considera essencial aprofundar a coordenação entre o planeamento da RND e RNT, procurando refletir no PDIRD-E os benefícios decorrentes de reforço das ligações à RNT, designadamente através da redução de potência não garantida.

Julga-se que este é um dos domínios onde existe espaço para a evolução de alguns dos pressupostos de planeamento que foram estabelecidos num contexto aonde o conceito de produção distribuída era outro (ou não existia).

## **6.5 SEGURANÇA DE OPERAÇÃO DA RND**

Segundo o respetivo operador, o dimensionamento da RND e a capacidade dos diversos componentes da rede são realizados em função da previsão da utilização dos equipamentos e instalações da RND, pelo que o carácter local se sobrepõe à perspetiva global nacional, quer em termos de ponta, quer em termos de utilizações médias, permitindo assim adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

O correto dimensionamento da RND deve observar e antecipar os valores da potência de ponta em cada zona ou área de abrangência de uma determinada subestação, em resultado da identificação de zonas localizadas de crescimento de consumo e ponta mais acelerado.

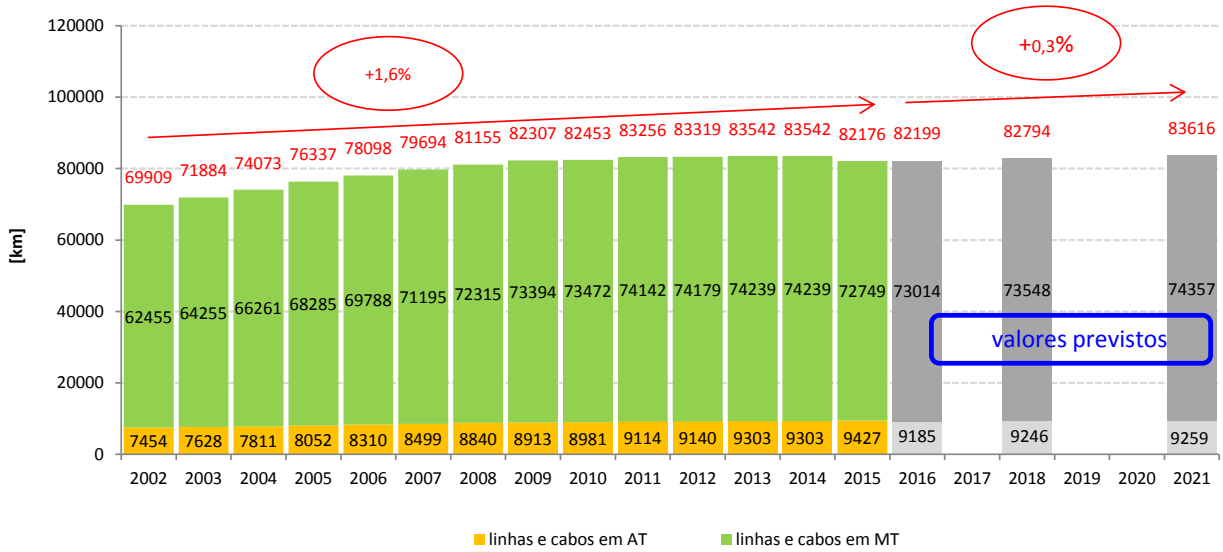
Em termos de padrões de segurança, a Proposta de PDIRD-E 2016 refere como fatores chave para o investimento a necessidade de garantia de reserva N-1 nas zonas A definidas no RQS, ainda que estas sejam já objeto de uma maior densidade de subestações AT/MT, com um menor comprimento médio das saídas MT e a possibilidade de alimentações alternativas, bem como a instalação de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT. Assim, o operador da RND refere que foi prevista a instalação de uma nova subestação na Guarda para garantia de reserva N-1 a capitais de distrito (zonas A) em caso de falha de uma subestação.

### **CARACTERIZAÇÃO DA REDE**

A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta informação física que permite uma caracterização da rede de distribuição em AT e MT prevista para o final de 2016, 2018 e 2021. Em anexo à proposta, é apresentada, para as redes em AT e para as subestações AT/MT, a informação prevista para esses anos relativa à potência instalada, potência máxima verificada e carga prevista para a área de abrangência, no caso das subestações.

Para melhor se compreender a evolução física dos investimentos nas redes de distribuição, na Figura 6-5 ilustra-se a evolução da extensão das redes de distribuição em AT e MT efetivamente ocorrida entre 2002 e 2015 e, com cor diferenciada, os cenários previstos relativos ao final de 2016, 2018 e 2021, de acordo com as previsões incluídas na Proposta de PDIRD-E 2016. Os valores históricos ocorridos entre 2002 e 2015 constam de informação anteriormente recebida pela ERSE.

**Figura 6-5 - Evolução do comprimento das redes de distribuição em AT e MT**

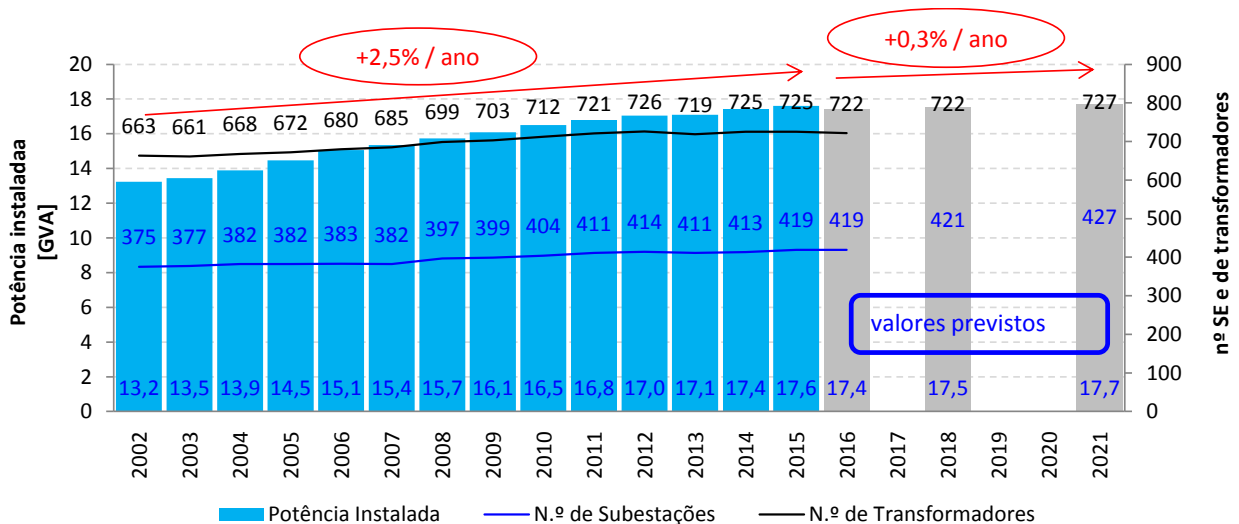


Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

Analisando a Figura 6-5 verifica-se que entre 2002 e 2015 se registou um aumento anual médio de 1,6% na extensão da rede, com alguma atenuação nos últimos anos, prevendo-se que entre 2017 e 2021 o crescimento seja de apenas 0,3% ao ano.

A Figura 6-6 ilustra a evolução idêntica relativa ao número de subestações e transformadores AT/MT e à capacidade de transformação instalada.

**Figura 6-6 - Evolução do número de subestações e transformadores, e potência de transformação instalada**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

Analisando a Figura 6-6 verifica-se que entre 2002 e 2015 se registou um aumento anual médio de 2,5% na potência instalada em subestações, prevendo-se que entre 2017 e 2021 o crescimento seja de 0,3% ao ano, em linha com o que se verifica com a extensão de rede.

No essencial, a Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta, face à média ocorrida nos últimos anos, um significativo abrandamento quer no crescimento do comprimento das redes, quer da potência de transformação instalada, o que se encontra em linha com a evolução recente e a perspetiva atual de evolução da conjuntura económica nos próximos anos.

### **UTILIZAÇÃO DA RND**

De um modo geral, na Proposta de PDIRD-E 2016, o nível de utilização das redes em AT é caracterizado com base na taxa de utilização da potência instalada de circuitos (linhas e cabos subterrâneos) e na taxa de utilização da potência instalada nas subestações AT/MT. As redes em MT são, por sua vez, caracterizadas analisando a taxa de utilização das respetivas saídas em MT das subestações AT/MT.

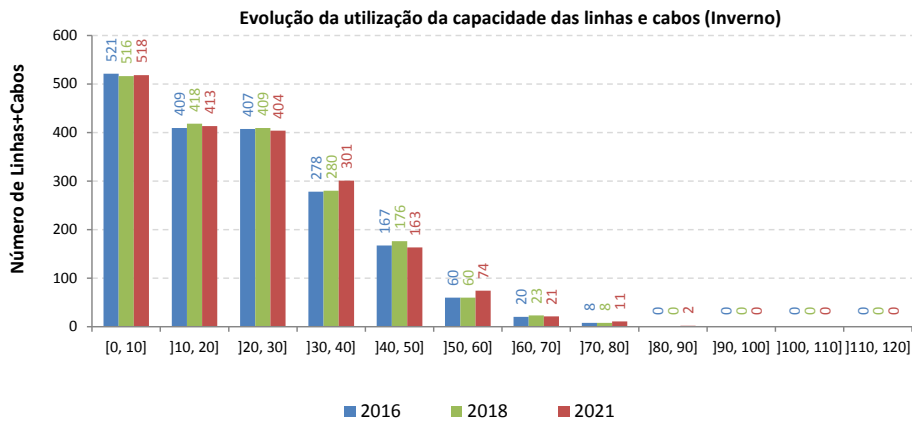
A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta a evolução das utilizações das redes de distribuição (linhas e subestações), esquematizada em mapas e com diferentes cores consoante o nível de utilização seja superior a 90%, entre 70% e 90%, ou inferior a 70%. Para além dos referidos mapas, a Proposta de PDIRD-E 2016 também apresenta quadros exaustivos referentes às características e previsões da utilização efetiva em final de 2016, 2018 e 2021 para todas as subestações AT/MT e todas as linhas e cabos da rede em AT.

De acordo com o operador da RND, a metodologia apresentada pela empresa prevê como critério de planeamento a diminuição do número de situações em que se registre uma utilização de subestações superior a 90%, e do número de situações em que a utilização de linhas e cabos é superior a 70%. Segundo a empresa, nas situações em que se verifique que estes patamares são excedidos, é realizada uma análise caso a caso e, se adequado e necessário, são tomadas decisões de avançar com investimento que coloque a situação em valores abaixo dos patamares anteriores.

Com base na informação prestada pelos quadros que constam dos anexos da Proposta de PDIRD-E 2016, referentes às previsões da utilização das redes para cada um dos anos caracterizados, na Figura 6-7 apresenta-se uma análise estatística, realizada pela ERSE, relativa à rede de distribuição em AT em função do nível de utilização das cerca de 1900 circuitos (linhas e cabos). A figura compara, para o início, para o meio e para o final do período de abrangência do PDIRD-E (finais de 2016, 2018 e 2021, respetivamente) a distribuição da percentagem de linhas e cabos por intervalos de percentagem de utilização (ponta de carga).



**Figura 6-7 - Análise estatística à utilização das linhas e cabos em AT antes e após a implementação dos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 (Inverno)**

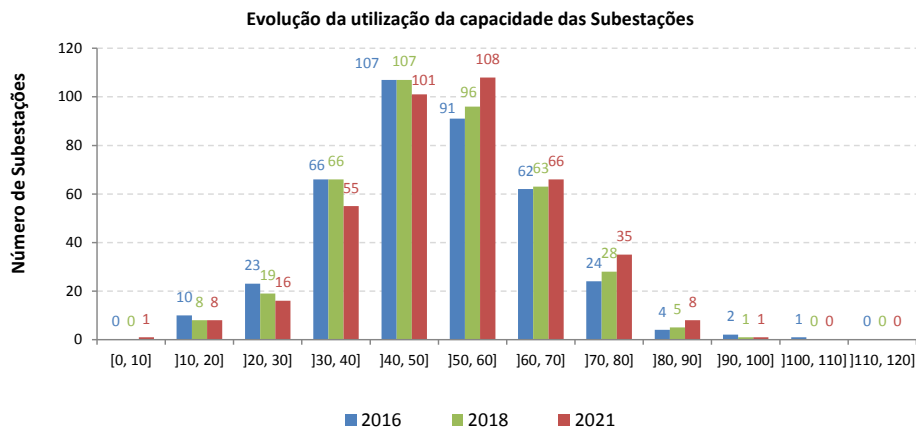


Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

Analisando a figura, verifica-se que os investimentos preconizados na Proposta de PDIRD-E 2016, que se traduzem por um acréscimo líquido de apenas 75 km de novas linhas e cabos em AT, permitem fazer face ao crescimento previsto do consumo e da carga nos circuitos com maior utilização e manter a relação de 2016, ou seja, abaixo dos 3% de linhas e cabos em AT com utilização superior a 70%, explicado pela baixa expectativa de um elevado crescimento do consumo a nível nacional, ainda que localmente possam surgir situações de necessidade de reforço, em especial no final do período em análise.

Uma análise equivalente para a percentagem de utilização das subestações AT/MT permitiu elaborar a Figura 6-8, que apresenta a evolução da distribuição da percentagem de subestações AT/MT por intervalos de percentagem de utilização no início, a meio, e no final do período de abrangência do PDIRD-E 2016, ou seja nos finais de 2016, 2018 e 2021.

**Figura 6-8 - Análise estatística à utilização das subestações AT/MT antes e após a implementação dos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 (Inverno)**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

Com os investimentos preconizados na Proposta de PDIRD-E 2016, com um aumento líquido previsto da capacidade de transformação de cerca de 200 MVA, o operador da RND pretende assegurar, no final do ano 2021, a existência de apenas 1 subestação com uma percentagem de utilização acima de 90%.

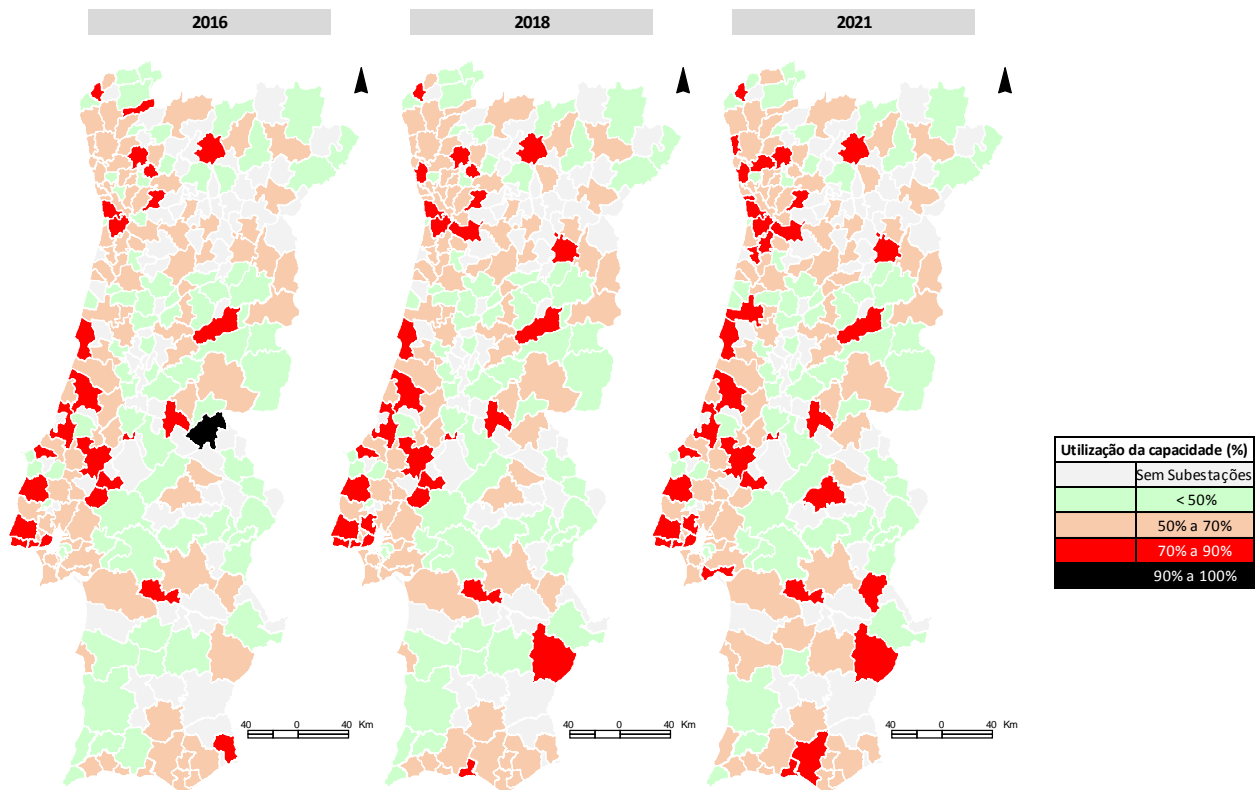
O operador da RND disponibiliza ainda informação relativa ao tempo de utilização dos equipamentos acima dos 70%, verificando-se que ao longo de 2016 não existe nenhuma subestação acima dos 70% durante mais de 5% (máximo verificado foi 4%), enquanto apenas se regista uma em 2016 (6,3%) e nenhuma em 2021, fruto da recuperação prevista do consumo para o final do período de abrangência do PDIRD-E 2016.

Por outro lado e com base na mesma informação prestada pelos quadros que constam dos anexos da Proposta de PDIRD-E 2016 referentes às previsões da utilização das subestações AT/MT, a ERSE desenvolveu a Figura 6-9 que ilustra a distribuição geográfica da utilização das subestações AT/MT ao longo de todo o país, desagregando a utilização por concelho.

Uma vez que se pretende efetuar uma correlação entre as utilizações mais elevadas e investimentos em subestações que estejam previstos na anterior Proposta de PDIRD-E, no caso de concelhos com mais do que uma subestação, apresenta-se o código de cor equivalente à subestação em que se registou uma maior utilização.

Por sua vez, a Proposta de PDIRD-E 2016 assume não haver alterações significativas nas características da rede MT afeta às subestações, existindo, no entanto, a preocupação em reduzir saídas de maior comprimento bem como de maior carga, permitindo assegurar uma melhoria de desempenho da rede MT.

**Figura 6-9 - Distribuição geográfica por concelho da utilização prevista de subestações AT/MT**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

### 6.5.1 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO NO REFORÇO DA RND

A atual Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta três cenários de investimento com diferentes montantes de investimento no programa “desenvolvimento de rede”, que diferem em termos de redução/eliminação da potência não garantida em regime N e N-1. Enquanto no cenário 1 (49 M€) é eliminada toda a potência não garantida em regime N-1, no cenário 2 (24 M€), subsistem 11,8 MW e 91,5 MW de potência não garantida respetivamente em regimes N e N-1. Finalmente, no cenário 3 (36 M€), cenário intermédio adotado na Proposta de PDIRD-E 2016, é eliminada a potência não garantida em regime N, mas subsistem 55,9 MW em regime N-1.

A adoção do cenário intermédio (inferior em 13 M€ ao cenário 1) foi baseada na assunção de algum risco de não garantia da potência em regime N-1, regime com uma probabilidade de ocorrência de 10%, e que o operador da RND considerou negligenciável.

Em termos de projetos de investimento, este cenário 3 consiste num conjunto de projetos de investimento na rede AT e rede MT, incluindo 11 novas subestações no âmbito de reforço da garantia de reserva N-1 às Zonas A do RQS e sedes de concelho, sendo o restante investimento relativo a reforço da capacidade em subestações existentes em resultado da utilização elevada do equipamento em subestações AT/MT.

Está previsto ainda a redução de potência de transformação em 3 subestações e a desativação de 1 subestação do tipo móvel (substituída por uma nova subestação).

Segundo o operador da RND, estas intervenções vão permitir limitar as situações em que a utilização da rede AT seja superior ao valor limite estabelecido ou seja 70% da sua capacidade nominal. É estimado que 2,6% da rede tenha uma utilização acima dos 70% em 2021, valor superior ao previsto para final de 2016 e 2018 (Figura 6-7).

Já em termos de utilização das subestações, é estimado que no final de 2016 existam 2 subestações com utilização acima dos 90%, situação que será eliminada até 2018. Importa contudo referir que, de acordo com a informação prestada pelo operador da RND e sem comprometer os padrões de segurança de planeamento, no final do horizonte do plano (2021) é estimado um aumento da utilização média das subestações (53%), em contraponto a 50% em 2016 e a 51% em 2018, na sequência da recuperação prevista dos consumos.

No que diz respeito à capacidade disponível para ligação de novos clientes, o operador da RND afirma ainda estar previsto que “em 2021, cerca de 92% do universo das subestações AT/MT possuam potência de ligação disponível superior a 2 MW”.

#### 6.5.2 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE OS ASPETOS DE SEGURANÇA DE OPERAÇÃO APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

A ERSE realça como positiva a disponibilização para o período de 2012 a 2016, de informação adicional que permite identificar, sazonalmente (verão e inverno) o nível de utilização de cada subestação, indicador que serve de base ao planeamento da RND, mas igualmente informação sobre o tempo em que essa utilização superou 70% da capacidade nominal. De acordo com a proposta de PDIRD-E, tal informação serve de base a uma análise mais detalhada pelo operador da RND, podendo originar a decisão de intervenção na rede (com particular destaque quando a utilização supera 90%).

Face ao PDIRD-E 2014 aprovado, a ERSE realça como positivo que o operador da RND tenha analisado a taxa de utilização da potência instalada das subestações não apenas para o cenário de consumo de referência, mas para outros cenários, o que permite verificar qual o impacto do aumento da procura em termos de utilização.

A ERSE realça pela positiva a quantificação e monetização dos benefícios resultantes dos projetos quantificados, ainda que os mesmos sejam associados aos vetores Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência de Rede, respetivamente a redução da END e das perdas técnicas AT/MT.

A ERSE sublinha 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.

Finalmente, em linha com uma das preocupações expressas durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE recomenda que seja aprofundada a análise das saídas da rede MT no que diz respeito à utilização da capacidade instalada, e que seja disponibilizada informação sobre esta análise em futuros exercícios de PDIRD-E.



## 7 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA<sup>13</sup>

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica (QST), é referido na Proposta de PDIRD-E 2016 que se pretende 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 7-1 apresenta a evolução anual da duração média das interrupções de fornecimento de energia elétrica ocorridas entre 2002 e 2015, 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 continuidade de serviço<sup>15</sup> e às interrupções acidentais consideradas para efeito de comparação com os padrões estabelecidos.

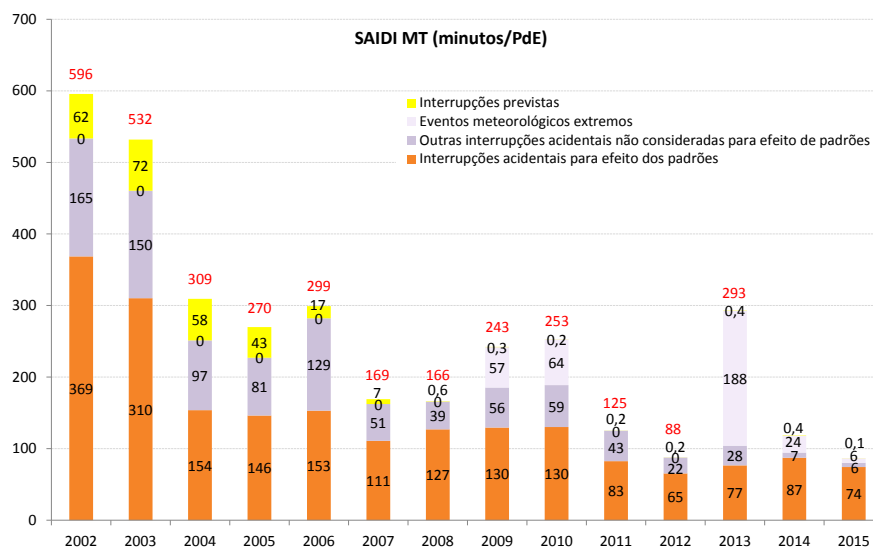
---

<sup>13</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo de todo o ponto 7, referem-se a investimento a custos primários.

<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).

<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.

Figura 7-1 - Evolução do indicador SAIDI MT



Fonte: Dados EDP Distribuição e ERSE

A Proposta de PDIRD-E 2016, apresentada pelo operador da RND, inclui a análise de três cenários de investimento que se distinguem, essencialmente, pelos objetivos fixados no âmbito do vetor da QST e que se encontram resumidos no Quadro 7-1.

Quadro 7-1 – Cenários de investimento no vetor da QST

Cenários de investimento	Investimento médio (M€/ano)	Investimento total (M€)	Objetivos / Riscos
Cenário 1	37,8	189,2	1- Manutenção do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% (SAIDI MT = 93 min), com risco de degradação para o nível de confiança de 50% (até 4 min de SAIDI MT). 2- Redução das assimetrias entre regiões, admitindo degradação nas melhores zonas.
Cenário 2	41,8	209,2	1- Ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% (SAIDI MT = 91 min), com risco de degradação para o nível de confiança de 50% (até 2 min de SAIDI MT). 2- Redução das assimetrias entre regiões, admitindo ligeira degradação nas melhores zonas.
Cenário 3	49,5	247,7	1- Melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% (SAIDI MT = 87 min), não se prevendo degradação para o nível de confiança de 50%. 2- Redução das assimetrias entre regiões, sem degradação nas melhores zonas.

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 2016 caracteriza-se pela realização de um investimento de 209 M€ (41% do investimento total do plano), correspondendo a uma média de 41,8 M€/ano e a uma redução de cerca de 12% face ao investimento médio verificado no triénio 2014-2016 neste mesmo vetor. No entanto, deste montante, apenas 44 M€

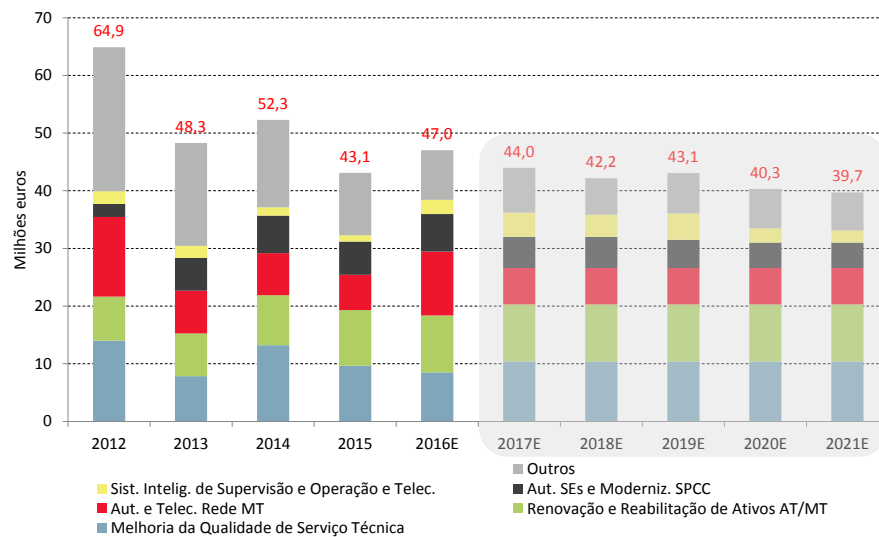


correspondem a novos investimentos propostos para o período 2017-2021<sup>16</sup>, estando os restantes já aprovados no PDIRD-E 2014.

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 7-2, os investimentos apresentados na Proposta de PDIRD-E 2016 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.

**Figura 7-2 - Evolução do investimento no vetor QST e respetivas previsões para o período vigente do PDIRD-E 2016 (cenário 2)**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

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 2016, o benefício estimado na redução da END da totalidade dos projetos em que este parâmetro foi avaliado é de cerca de 1,67 GWh, dos quais 0,25 GWh são resultantes

<sup>16</sup> Englobados no conjunto de 70 novos projetos identificados na primeira tabela do Anexo I.

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 2017-2021, para o cenário 2, ganhos anuais de 5,5 GWh de END repartidos pela não degradação da qualidade de serviço já conseguida (cerca de 5,3 GWh anuais no final do período) e pela melhoria das zonas pior servidas (cerca de 200 MWh anuais no final do período), como se observa no Quadro 7-2.

**Quadro 7-2 - Impacto no vetor QST da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)**

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2017	1,04	1,16	1,31
2018	2,02	2,27	2,57
2019	3,01	3,39	3,84
2020	3,93	4,43	5,03
2021	4,83	5,45	6,20

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

A Proposta de PDIRD-E 2016 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 2017-2021, entre 2,91 GWh a 4,28 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 41 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 2016 quantifica o impacto no valor do indicador MAIFI MT, dos projetos apresentados, numa redução de 7,15 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 foi estabelecida na última revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço.

## **7.1 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 2016 é evidenciada pelo elevado peso relativo do investimento previsto para este vetor. O operador da RND propõe, para o

próximo quinquênio, um ligeiro aumento do investimento (da ordem dos 0,9% face ao aprovado no PDIRD-E 2014), de forma a cumprir o objetivo de reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica, melhorando a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos, e conseguindo uma ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global.

O operador da RND disponibilizou três cenários de investimento que se distinguem pelos objetivos fixados no âmbito do vetor da QST. Dos três cenários de investimento propostos na proposta de plano, o operador da RND propõe adotar o cenário 2 de investimento por ser o cenário que melhor dá resposta ao objetivo de uma ligeira melhoria da qualidade de serviço a nível global, conseguida através da melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos, reduzindo as assimetrias de qualidade de serviço técnica. Neste cenário, o investimento médio anual estimado nas redes AT/MT é de 41,8 M€.

O operador da RND refere que o investimento apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016, dedicado ao 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 2016 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.

No âmbito da Consulta Pública, um dos comentários recebidos referiu que, apesar do operador da RND apresentar ao longo dos últimos anos a evolução esperada dos indicadores de qualidade de serviço a nível global, se nota que a Proposta de PDIRD-E 2016 não é clara no que respeita à evolução esperada dos indicadores de qualidade de serviço por região/zona, não permitindo desta forma relacionar os investimentos canalizados para as regiões/zonas com pior qualidade de serviço com impactes ao nível da redução de assimetrias.

## 7.2 AUMENTO DA RESILIÊNCIA DAS REDES

A rede de distribuição em MT em Portugal continental é composta maioritariamente, cerca de 80%, por rede aérea. Pelas suas características, as redes aéreas estão especialmente expostas a fatores externos relacionados com o meio envolvente e a condições climáticas adversas.

De acordo com os dados históricos, verifica-se que esta elevada exposição das redes aéreas influencia de forma negativa, em anos com condições climáticas mais adversas, a qualidade de serviço percecionada pelos utilizadores das redes, assim como os respetivos indicadores de continuidade de serviço. Nessas situações, segundo o operador da RND, verifica-se que grande parte dos incidentes que ocorrem são resultantes da projeção, para as linhas elétricas em exploração, de árvores, ramos e outros elementos estranhos situados fora das faixas de proteção.

Esta situação que tem vindo a ser identificada à ERSE pela empresa levou o operador da RND a desenvolver diversos estudos, no sentido de melhor entender o impacto das condições climáticas adversas no desempenho das redes e identificar projetos de investimento que permitam minimizar a vulnerabilidade das redes a essas condições. Nesse sentido, na última proposta de PDIRD-E foi desenvolvido um estudo interno, denominado “Identificar Soluções Construtivas Alternativas”, e um outro estudo, em colaboração com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e o Instituto de Ciência Aplicada e Tecnologia (ICAT) da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, denominado “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal continental”, aos quais a ERSE teve acesso.

Do estudo “Identificar Soluções Construtivas Alternativas”, o operador da RND concluiu pela necessidade de implementar uma gestão do coberto florestal adjacente às faixas regulamentares do tipo “Buffer de Gestão de Risco”, de reforçar condutores das linhas com secções mais reduzidas, em redes localizadas nas zonas de maior risco e de adaptar a legislação vigente no que diz respeito à possibilidade de virem a ser fixadas maiores distâncias de segurança das linhas às árvores em função da natureza dos terrenos e do coberto vegetal.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD anterior, o operador da RND deu início ao projeto-piloto na zona do Louriçal. O desenvolvimento deste projeto permitiu estudar e implementar ações que tornam as linhas aéreas de AT e MT mais resilientes ao risco decorrente de queda, derrube ou varejamento de árvores situadas fora das faixas de proteção, motivadas por eventos de natureza extrema.

Na Proposta de PDIRD-E 2016, o operador da RND propõe um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT em 43 concelhos de maior risco que foram selecionados tendo em conta as seguintes condições:

- Área de maior risco, com redes aéreas estabelecidas em zonas fortemente arborizadas em solos arenosos e de maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos, e com impacto significativo no TIEPI MT.
- Área com registo histórico de interrupções com causas associadas à presença de árvores;
- Resultado da avaliação económica com relação benefício/custo superior à unidade.

A análise da Proposta de PDIRD-E 2016 permite assim verificar a existência de investimento associado ao objetivo de aumentar a resiliência das redes aéreas especialmente expostas a fatores externos relacionadas com o meio envolvente e a condições climáticas adversas e que esses investimentos serão localizados nas zonas identificadas como mais vulneráveis.

No âmbito do programa de investimento “aumento da resiliência de linhas aéreas”, o operador da RND pretende dar continuidade ao Projeto Piloto Louriçal (PPL), com o objetivo de minimizar o efeito de fenómenos atmosféricos extremos, designadamente ventos fortes que provoquem quedas de árvores sobre circuitos aéreos, com as consequências ao nível da qualidade de serviço (END).

No Anexo 8.F, relativo a este programa de investimento, é detalhada a metodologia de seleção dos ativos de rede a ser objeto deste projeto. De entre os mais de 4,2 mil km de rede AT e MT sujeitos a estes fenómenos externos, foram selecionados cerca de 1473 km de rede MT e 78km de rede AT, em que o operador pretende intervir (TIE devido a fatores externos acima de 0,05 minutos).

Com base na extensão dos circuitos alvo e no respetivo tempo médio de vida útil restante (15 anos), o operador da RND estima um custo de investimento de 7,1 milhões de euros (a que acrescem ainda custos de manutenção e de reparação).

Tendo por base os benefícios decorrentes de redução de energia não distribuída (21,42 GWh), bem como da extensão do intervalo de ações de manutenção, de 4 para 6 anos, e da redução do número de ações de reparação, o operador identifica um VAL do programa de investimento de 1,75 M€, comparável com um investimento a custos totais atualizado de 9,52 M€ e com um benefício de 11,28 M€.

### 7.2.1 COMENTÁRIOS E RECOMENDAÇÕES DA ERSE AO OBJETIVO DE AUMENTO DA RESILIÊNCIA DAS REDES APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

No âmbito do vetor de investimento QST, o aumento de resiliência das redes é relevante tendo em conta que a rede de distribuição em MT em Portugal continental é composta por cerca de 80% de rede aérea e que esse facto tem uma influência determinante na QST que é prestada, face à ocorrência que parece cada vez mais frequente de fenómenos meteorológicos extremos. Deste modo, a ERSE considera essencial o investimento em projetos neste domínio, quando devidamente fundamentado em estudos para análise do risco de não cumprimento dos objetivos da Proposta de PDIRD-E 2016, associado à ocorrência de fenómenos meteorológicos extremos. Considera que o programa de investimento “aumento da

resiliência de linhas aéreas”, onde se inclui o PPL, é adequado e que os resultados previstos estão em linha com os objetivos propostos.

No entanto, alguns dos participantes expressaram a opinião que não consideram prudente avançar com alargamento do PPL a outros projetos sem que seja efetuada uma análise dos reais custos e benefícios do projeto piloto.

Neste enquadramento e salientando ser fundamental o aumento da resiliência da rede aérea, a ERSE reforça a prudência realçada nos comentários recebidos no sentido de recomendar que, até ao próximo exercício de PDIRD-E 2018 e em complemento à decisão de continuação deste programa de investimento, o operador da RND fundamente essa decisão na realização de um balanço intercalar de demonstração dos benefícios estimados decorrentes da implementação do PPL, ainda que se saiba que a quantificação concreta de benefícios apenas será possível aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

### **7.3 MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO AOS CLIENTES PIOR SERVIDOS**

Na Proposta de PDIRD-E 2016, 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 2016, 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.

Os benefícios associados aos projetos de investimento propostos neste plano asseguram essencialmente a não degradação da qualidade de serviço já conseguida (cerca de 5,3 GWh anuais no final do período) e marginalmente o incremento da melhoria da qualidade de serviço por via da melhoria das zonas pior servidas (cerca de 200 MWh anuais no final do período).

A ERSE concorda com a prioridade que a Proposta de PDIRD-E 2016 atribuí a este objetivo, visando a melhoria da continuidade de serviço aos clientes piores servidos.

#### 7.4 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 7-3.

**Quadro 7-3 - 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

Fonte: Dados disponibilizados pelo operador da RND

De acordo com a Proposta de PDIRD-E 2016, no período 2017-2021, o operador da RND tem o objetivo de reduzir o indicador do número de interrupções breves MAIFI MT para 7,15 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 2016 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).

Deste modo, estão previstos investimentos em reforços das redes MT nas subestações de Alcáçova (investimento previsto no projeto de 966 k€ e respetiva conclusão em 2019), de Felgueiras (investimento previsto no projeto de 534 k€ e respetiva conclusão em 2020), de Tondela (investimento previsto no projeto de 615 k€ e respetiva conclusão em 2019) e ainda o reforço da rede 15 kV da subestação de Pegões (investimento previsto no projeto de 639 k€ e respetiva conclusão em 2019).

## **7.5 GARANTIA DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO**

O operador da RND refere que o investimento apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 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 2016, 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.

## **7.6 “ILHAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO SUPERIOR”**

Durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE recebeu um conjunto de seis contributos relacionados com a necessidade de melhoria da qualidade de serviço de fornecimento de energia elétrica na região de Sines, designadamente no caso da Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS) e do Porto de Sines, referindo que a atual Proposta de PDIRD-E 2016 não perspetiva alterações de fundo à atual situação.

Uma solução que é avançada por alguns dos participantes na Consulta Pública passaria pela construção de uma nova subestação AT/MT a sul da ZILS e restantes linhas elétricas associadas, como complemento à subestação AT/MT do Monte Feio que atualmente abastece esta zona. Para além da ZILS, a expansão do Porto de Sines e o Terminal de Contentores (Terminal XXI) também beneficiariam deste investimento.

Sobre este assunto, o atual quadro legal e regulamentar prevê que, quando para um dada zona classificada como zona A, B ou C no RQS, são cumpridos os Padrões de Qualidade de Serviço regulamentares (e é essa a situação que é conhecida na região de Sines), o reforço da RND apenas é justificado pelo operador da RND, e proposto em sede de PDIRD-E, se este investimento for rentável, em função de uma análise benefício-custo, ou ainda, se o mesmo for necessário para cumprir os padrões de segurança do planeamento, que seria o caso em relação à necessidade do cumprimento dos limites de capacidade dos equipamentos ou do cumprimento das restrições técnicas da rede (por exemplo, quando a ponta de carga de uma subestação excede os 90% da capacidade instalada, situação esta que se encontra longe de poder vir a ocorrer na zona de Sines). De igual modo, compete também ao operador da RND propor os investimentos necessários em sede de PDIRD-E, sempre que o reforço da RND seja decorrente de outros motivos, nomeadamente em resultado de orientações de política energética. Deste modo, após a submissão a consulta pública e da aprovação do PDIRD-E, o custo desses projetos irá ser



repercutido nas tarifas de acesso às redes, que serão pagas por todos os clientes do Sistema Elétrico Nacional.

Nas restantes situações, o investimento apenas ocorre se for resultante de um pedido por parte do requisitante e, nos termos da atual regulamentação em vigor (Regulamento de Relações Comerciais), sempre que é requisitada uma ligação à RND que motive o reforço das redes já existentes, está previsto que, mediante acordo entre as partes, seja o requisitante a suportar a totalidade dos custos decorrentes das obras de ligação à atual RND e das obras de reforço da RND.

O quadro legal e regulamentar atual disponibiliza, pois, as duas vias anteriores passíveis de darem resposta a situações como àquela que é identificada pelos referidos seis contributos para a Consulta Pública do PDIRD-E 2016.

É também de realçar que este tema tem vindo a ser analisado na ERSE, no seio do seu Grupo de Acompanhamento do RQS e, no âmbito da Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”, permitiu o lançamento da Iniciativa “Selo de Qualidade e+”, que pretende valorizar as medidas de melhoria da qualidade de serviço de energia elétrica concretizadas por iniciativa dos gestores de parques empresariais e industriais que aderirem à iniciativa. Com a iniciativa pretende-se contribuir para que a questão da qualidade da energia elétrica disponibilizada e a sensibilidade do processo produtivo envolvido seja, também, considerada quando da decisão da escolha da localização das diversas empresas clientes nos referidos parques industriais e empresariais. A ZILS é um dos seis parques empresariais que foram selecionados para participarem na fase piloto desta Iniciativa.

Desse debate surgiu também a ideia do desenvolvimento de um novo conceito de “ilha de qualidade de serviço superior” àquela que se encontra estabelecida regulamentarmente numa determinada região, permitindo que um promotor de um determinado parque industrial ou empresarial possa propor novos investimentos associados uma determinada tipologia de ligação à rede, suportando ele mesmo os respetivos custos, e conseguindo ver proporcionada nessa “ilha” uma qualidade de serviço equivalentes à qualidade de serviço da Zona A ou da Zona B em regiões classificadas regulamentarmente como Zona B ou Zona C. Vão nesse mesmo sentido alguns dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016.

Sendo este um tema que é relevante para um conjunto específico de clientes do Sistema Elétrico Nacional e que pode ser crítico para a competitividade económica do país, as soluções que sejam concretizadas não deverão provocar custos adicionais aos clientes que não tenham delas benefício.

Por todas estas razões e em complemento às duas alternativas já referidas, a ERSE compromete-se em sede da próxima revisão regulamentar a criar um espaço de discussão sobre outras soluções alternativas no sentido de identificar soluções eficientes quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que permita criar melhores condições de rede associadas a um melhor nível de qualidade de

serviço, sem prejuízo da garantia de um investimento eficiente do ponto de vista económico e de uma correta alocação dos custos àqueles que deles beneficiam.

## 8 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RND<sup>17</sup>

A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta dois vetores estratégicos de investimento associados à melhoria da eficiência das redes de distribuição “Eficiência de Rede” e “Eficiência Operacional”, e que tal como no Parecer anterior, a ERSE decidiu analisar em conjunto.

Assim, o presente capítulo diz respeito aos investimentos que a ERSE agrupou em torno do conceito económico de promoção da eficiência da RND, sem prejuízo da criação de outras funcionalidades para os seus utilizados.

O conceito de eficiência económica corresponde à melhor afetação dos recursos, tanto a curto, como a médio e longo prazo, com vista ao melhor desempenho da prestação de serviço, neste caso a distribuição de energia elétrica, ao menor custo, tanto em termos de investimento, como em termos de operação e manutenção.

Este conceito pretende enquadrar os projetos de investimento que visam:

- Reduzir as perdas elétricas na rede;
- Reduzir os custos operacionais;
- A gestão de ativos;

É um conceito bastante mais lato do que aquilo que é designado na Proposta de PDIRD-E 2016 como eficiência de rede, sendo, contudo, a terminologia que se considera adequada para o conjunto de componentes que concorrem para o que deve ser medido em termos globais para considerar uma rede de distribuição eficiente. Neste sentido, e como referido, neste capítulo analisam-se em conjunto os vetores “Eficiência Operacional”.

Adicionalmente, a Proposta de PDIRD-E 2016 propõe um novo vetor de investimento, denominado “Acesso a Novos Serviços”, e que abrange aqueles projetos de investimento relacionados com inovação da rede e criação de outras funcionalidades, e que anteriormente estavam englobados na “Eficiência Operacional”.

Assim, no ponto 7.1 analisam-se os projetos de investimento cujo objetivo primeiro é a redução das perdas nas redes de distribuição. No ponto 7.2 analisam-se os projetos de investimento que, na Proposta de PDIRD-E 2016, surgem agregados debaixo do vetor estratégico de investimento “Eficiência Operacional”, para a seguir, nos pontos 7.3, analisa-se com mais detalhe a questão da “Gestão e renovação de ativos”. Finalmente, no ponto 7.4 aborda-se o tema da “Inovação”.

---

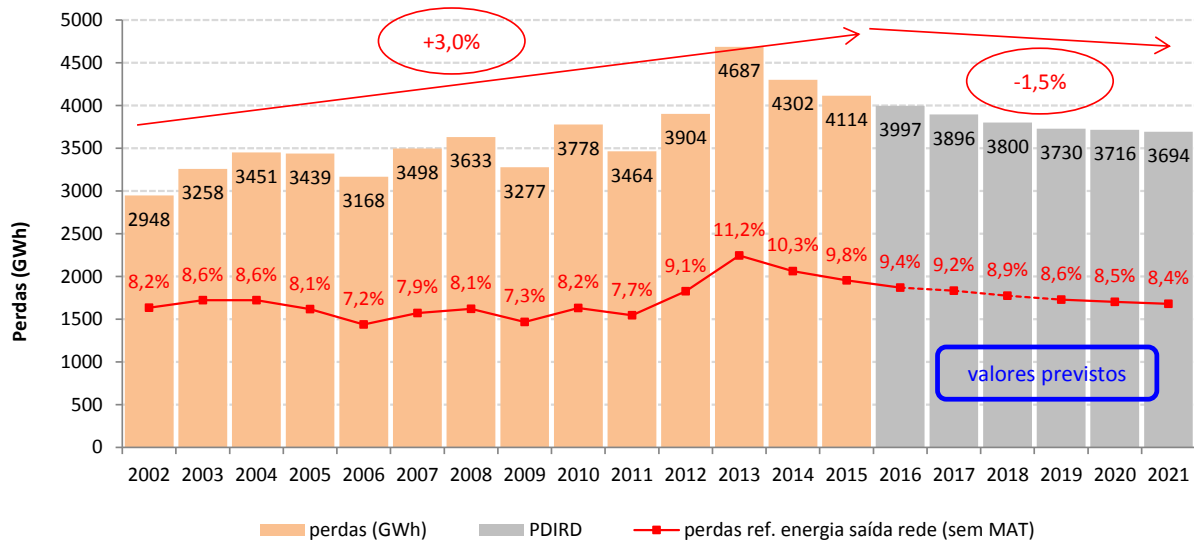
<sup>17</sup> Os montantes de investimentos analisados ao longo de todo o ponto 8, referem-se a investimento a custos primários.

## 8.1 REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 8.1.1 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES

A Figura 8-1 ilustra a evolução ocorrida nas perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT, bem como a previsão até 2021 apresentada pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016. Os valores percentuais estão calculados no referencial da energia saída das redes de distribuição.

**Figura 8-1 - Evolução das perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

Constata-se que, desde o início do período em análise, as perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT, têm apresentado valores que no geral são inferiores a 8,5%. Este comportamento estável das perdas foi alterado entre 2012 e 2013, tendo-se registado uma subida das perdas até valores acima de 11%. Desde então, e segundo o operador da RND, em resultados dos investimentos realizados, verifica-se uma tendência decrescente, com 9,8% em 2015, ainda assim acima da média entre 2002 e 2011.

O operador da RND assume, na Proposta de PDIRD-E 2016, que nos próximos cinco anos haverá uma redução de 1,4pp das perdas, esperando atingir no final do horizonte do plano um valor de 8,4%.

A conclusão do programa de instalação de telemedida na fonteira MT/BT permitirá que nos próximos anos seja possível separar o balanço energético da rede BT do balanço energético da MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas em cada nível de tensão.

No PDIRD-E 2014 aprovado, o operador da RND remetia a adequação do valor das perdas na RND para as conclusões de um estudo elaborado pelo Cie3, IST, de junho de 2013, que estimava que, com base em dados reais do balanço energético e configuração das redes de distribuição, os valores adequados para

as perdas técnicas nas redes de distribuição em AT e MT seriam, respetivamente, da ordem de 1,11 % e 1,32 % da energia saída.

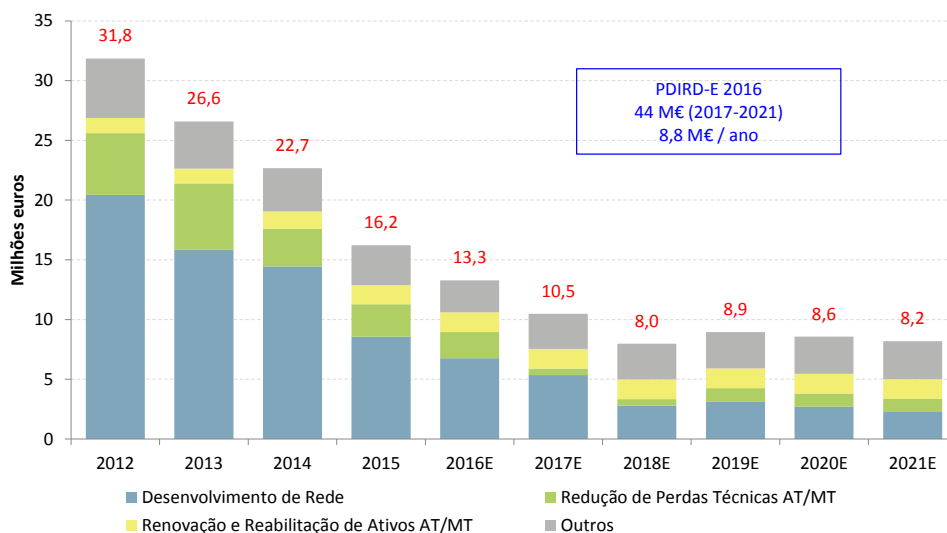
Tendo em atenção que o valor percentual das perdas varia linearmente com o valor do consumo, e que este tem vindo a diminuir, pode concluir-se que o valor atual das perdas técnicas globais para a RND, referido à saída, é cerca 2,2%. Uma vez que a RND não envolve a rede de distribuição em BT, é sobre estes valores de perdas que a Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta projetos de investimento, no sentido de os reduzir.

A Proposta de PDIRD-E 2016 refere um novo estudo, realizado pelo INESC-ID, o qual para além de confirmar a adequação dos níveis de perdas globais na RND, analisou o “impacto da produção distribuída nas redes”. O operador da RND refere que o estudo conclui que “a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento”, apontando para “um ganho nas redes AT e MT quando a injeção é realizada em BT”, e “uma degradação das perdas globais do sistema quando injeção se verifica em AT. No caso da injeção da PRE ser em MT, “os ganhos para o sistema são desprezáveis”. A título de exemplo, o operador da RND refere que 1 GW injetado na rede AT provoca um agravamento de 16% nas perdas da rede AT.

### 8.1.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

Para a concretização dos seus objetivos, a Proposta de PDIRD-E 2016 prevê 44 M€ de investimento para o vetor “Eficiência de Rede”, que é apresentado desagregado por programas de investimento (Figura 8-2).

**Figura 8-2 - Evolução do investimento no passado recente e apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 no vetor “Eficiência de Rede”**



Fonte: Proposta de PDIIRD-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 benefícios identificados na Proposta de PDIRD-E 2016 com projetos de investimento associados ao programa de “Redução de perdas técnicas AT/MT” apresentam ganhos anuais médios em energia de perdas na rede AT e MT de cerca de 37 GWh/ano e, ainda, 34 a 40 GWh/ano de ganhos adicionais devidos a outros programas de investimento previstos na proposta.

Para conseguir esses objetivos, para o período de abrangência do plano (2017 a 2019) é proposto um investimento de 44 M€ (9% do investimento total do plano), correspondendo a uma média de 8,8 M€/ano e a uma redução de quase 50% face ao investimento médio verificado no período 2014- 2016 (17 M€/ano).

O operador da RND consegue a referida redução dos montantes de investimento, com um ajustamento do programa de “Redução de Perdas Técnicas AT/MT”, justificado pelo abrandamento ocorrido no passado recente da procura e pela menor utilização das redes que lhe está associada. Como as perdas técnicas na rede diminuem naturalmente com a redução dos consumos, as necessidades de investimento neste programa podem ser reduzidas em conformidade.

Assim, o operador da RND assume na Proposta de PDIRD-E 2016, apenas serão realizados aqueles projetos com uma relação benefício-custo superior à unidade. De acordo com o operador da RND, o investimento para o período 2017-2021 situa-se no valor mínimo face às necessidades de rede, o que se traduz por 2 projetos individuais e um projeto agregado (sem desagregação individual por projeto), relativos a duplicação de saídas de subestações com maior utilização, e recuperação de redes de secção reduzida, bem como o estabelecimento de novas subestações em zonas de maior concentração de cargas.

### 8.1.3 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS PROPOSTOS

A avaliação de risco de não cumprimento dos objetivos da Proposta de PDIRD-E 2016 associado aos projetos de investimento que visam a redução das perdas técnicas e se enquadram no âmbito do vetor “Eficiência de Rede”, é feita tendo em atenção a possibilidade de subestimação da taxa de evolução da procura ou de ocorrerem alterações no padrão de entrega de energia originada pela produção distribuída que provoquem um crescimento do nível de perdas para valores não adequados.

Segundo o operador da RND, as perdas técnicas são constituídas por uma componente fixa, que não varia com a procura (perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT, de cerca de 120 GWh anuais) e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule). O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura.

No tocante à subestimação da taxa de evolução da procura, o operador da RND refere que, caso ocorra, terá como resultado que os investimentos não serão suficientes para compensar o acréscimo de perdas, mas que esta situação é, no entanto, mitigada com a revisão periódica da proposta de PDIRD-E de dois em dois anos.

Relativamente a alterações significativas do padrão de entrega da energia da produção distribuída, nomeadamente se ocorrer um rápido aumento desta, o operador da RND refere que é expectável que, sendo atingidos determinados níveis de penetração da produção distribuída, poderá ocorrer um aumento das perdas técnicas. Segundo o operador da RND, a potência ligada à RND em 2015 excedeu já 4,9 GW, contribuindo para o aumento das perdas técnicas na RND, e que se poderá agravar caso esta aumente ainda mais.

No entanto, o facto de se poder rever o PDIRD-E de dois em dois anos permite que o operador da RND conclua que os valores de investimento previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 permitirão manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista, e que “sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável”.

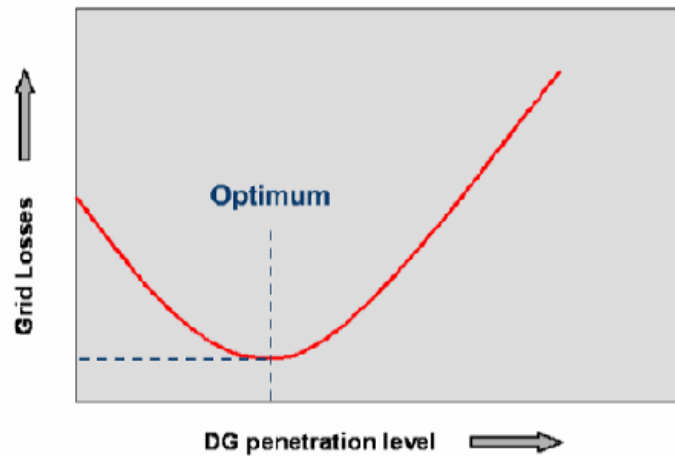
#### 8.1.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE O OBJETIVO DE REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

Em termos de redução das perdas técnicas nas redes, realça-se como positivo que, na atual Proposta de PDIRD-E 2016, para além de dar continuidade ao esforço de quantificação a redução de em termos de valores físicos, o operador tenha adotado a recomendação da ERSE no seu Parecer anterior no sentido de monetizar os benefícios associados à generalidade dos projetos de investimento identificados na Proposta de PDIRD-E 2016 com o objetivo de redução de perdas.

Por sua vez, quanto ao risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas, a ERSE concorda com a posição do operador da RND, que conclui que esse risco é baixo, pelo facto de se poder rever o PDIRD-E de dois em dois anos.

A ERSE regista a oportunidade para realização do estudo do INESC-ID, recordando tal como o fez no seu Parecer anterior que, sobre a questão das perdas associadas à penetração da produção distribuída, já o estudo “*Study on the Impact of Distributed Generation on the National Electricity System*”, desenvolvido pela KEMA para a ERSE em 2011, concluía que, antes de haver um aumento das perdas associadas a uma penetração em larga escala de produção distribuída, as perdas nas redes iriam beneficiar de uma redução, pelo facto do consumo passar a estar mais perto da produção, por esta via, tal como se vê na Figura 8-3.

**Figura 8-3 - Impacto da penetração da produção distribuída nas perdas técnicas das redes elétricas**



Fonte: KEMA; Report "Study on the Impact of Distributed Generation on the National Electricity System submitted to ERSE"; Março de 2011; [www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/ImpactodaProducaoDistribuida.aspx](http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/ImpactodaProducaoDistribuida.aspx)

Sabendo-se que, já há algum tempo, existem situações de inversão de fluxo de energia elétrica em algumas subestações MAT/AT e AT/MT, e mesmo em alguns Postos de Transformação, julga-se que só com uma penetração mais acentuada da produção distribuída na BT e na MT se atingirá o nível de penetração da produção distribuída em que as perdas invertam a tendência de diminuição.

A ERSE volta a sublinhar ser fundamental monitorizar com mais rigor a evolução das perdas técnicas nas redes, o que só será possível após a conclusão do programa de instalação de teledetecção na fronteira MT/BT que se julga ter ocorrido no final de 2016. A informação que daí irá ser obtida permitirá separar o balanço energético das redes BT do balanço das redes de MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas por nível de tensão. Neste sentido, e em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE espera que até ao próximo exercício de PDIRD-E, esta informação seja já disponibilizada e, conjugada com a informação sobre a localização da produção distribuída, permita uma melhor compreensão da situação.

## 8.2 REDUÇÃO DE CUSTOS OPERACIONAIS

### 8.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

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 2016, ao contrário

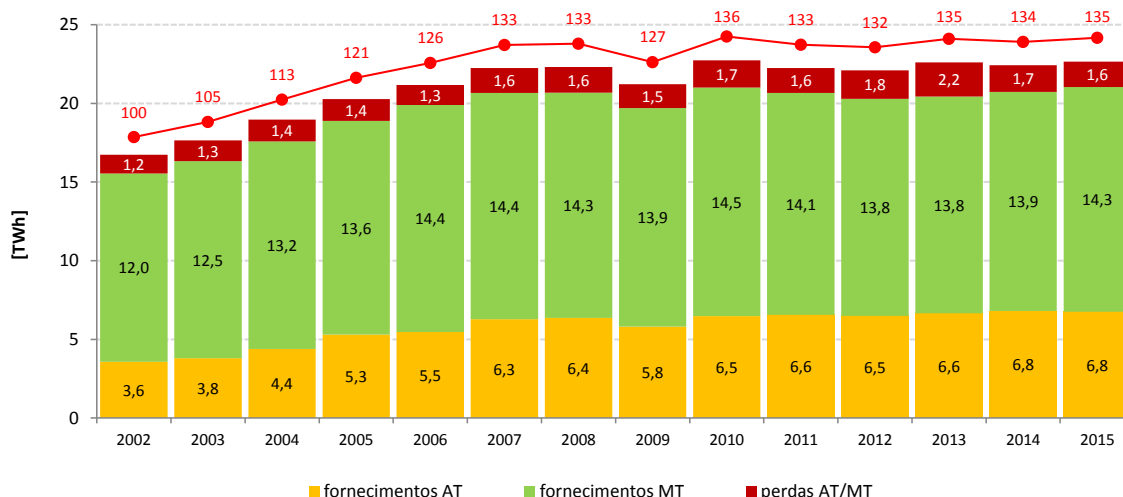


do PDIRD-E 2014, não engloba todos os projetos relacionados com a redução dos custos operacionais dentro de um mesmo vetor de investimento.

A redução dos custos operacionais, no que diz respeito aos investimentos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 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 8-4 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 2015, é notório o abrandamento do crescimento anual do consumo desde 2010, com uma quase estagnação nos últimos 6 anos.

**Figura 8-4 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição**



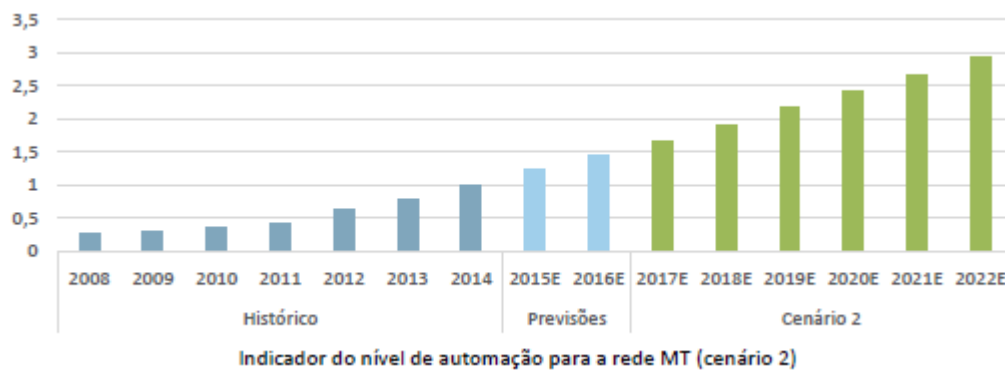
Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016, ERSE

## 8.2.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

A Proposta de PDIRD-E 2016, ao contrário do PDIRD-E 2014, não engloba todos os projetos relacionados com a redução dos custos operacionais dentro de um mesmo vetor de investimento, “Eficiência Operacional”, referindo que “alguns investimentos necessários para a criação de uma rede inteligente não se traduzem em benefícios a curto prazo nos custos de operação”, pelo que o operador da RND definiu um novo vetor “Acesso a Novos Serviços”, desacoplado do vetor “Eficiência Operacional”, onde inclui esses investimentos. No Anexo 8.C, é disponibilizado o estudo do INESC TEC, que fundamenta este desacoplamento dos referidos vetores de investimento.

Na Proposta de PDIRD-E 2016, 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 tal, o operador define um indicador do nível de automação da rede “EAuRD – Elementos de automação da rede MT da RND”. O indicador EAuRD define-se pelo rácio entre o contributo dos elementos instalados na rede no ano em causa relativamente ao existente no ano de 2014 (ano de referência).

**Figura 8-5 – Evolução do indicador EAuRD, sobre nível automação da rede MT**



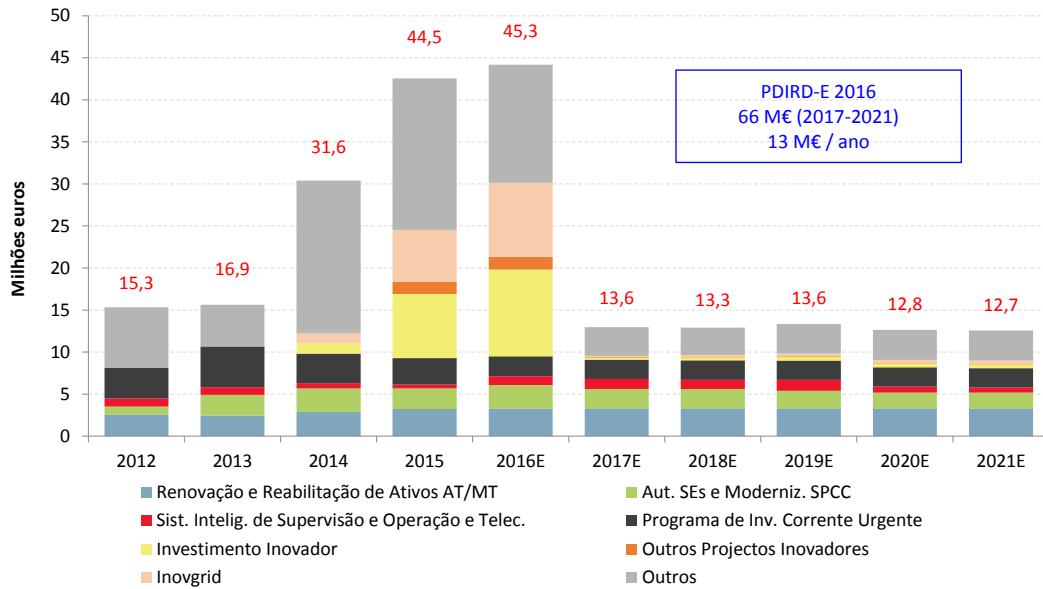
Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

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 8-6 - Evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

A Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta uma redução do investimento no que diz respeito ao vetor “Eficiência Operacional”, com uma média de 14 M€ face aos 40 M€ registado no anterior PDIRD-E 2014, uma vez que alguns projetos e programas de investimento foram deslocados para o novo vetor “Acesso a Novos Serviços”. Ainda assim, a ERSE saúda o esforço do operador da RND em seleccionar aqueles projetos que apresentem uma relação benefício-custo superior à unidade (Quadro 8-1)

**Quadro 8-1 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional**

Programas de Investimento (mil euros)	2017 - 2021 (M€)	Eficiência Operacional					
		TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85728	4286	737	793	852	917	988
Inv. Obrigatório (só contadores)	18000						
Desenvolvimento de Rede	36073	1804	594	310	350	300	250
Aquisição de Terrenos para Subestações	3000	150	30	30	30	30	30
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	65000	4550	910	910	910	910	910
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	1000		0	0	0	0	0
Automação e Telecomando da Rede MT	35000	3500	700	700	700	700	700
Promoção Ambiental	16380		0	0	0	0	0
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	35000	10500	2310	2310	2100	1890	1890
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	24500	4900	1200	1100	1300	700	600
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	8000	400	50	50	100	100	100
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	82500	16500	3300	3300	3300	3300	3300
Beneficiações Extraordinárias	13500	5400	1080	1080	1080	1080	1080
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	13500		0	0	0	0	0
Instalação de Reactâncias de Neutro	0		0	0	0	0	0
Ligação de PT	7500	750	150	150	150	150	150
Programa de Investimento Corrente Urgente	28686	11474	2295	2295	2295	2295	2295
Instalação de Telecontagem em PTD	0		0	0	0	0	0
Investimento Inovador	37273	1864	228	322	417	448	448
	<b>510639</b>	<b>66078</b>	<b>13583</b>	<b>13350</b>	<b>13583</b>	<b>12820</b>	<b>12741</b>

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

**8.2.3 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS PROPOSTOS**

A avaliação do risco de não cumprimento dos objetivos da Proposta de PDIRD-E 2016, no âmbito do vetor “Eficiência Operacional”, analisa até que ponto os investimentos realizados podem não contribuir para a melhoria da eficiência operacional e redução dos custos operacionais.

Na Proposta de PDIRD-E 2016, os investimentos dividem-se em duas categorias, a renovação e reabilitação de ativos em fim de vida útil, e a melhoria do nível de automação da rede.

De acordo com o operador da RND, e como analisado no ponto 7.3, as necessidades de investimento associadas a renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo (resumo no Anexo 8.A.), sendo esta proposta de plano uma resposta a essas necessidades, em conjunto com um esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede, de forma a mitigar o risco e a promover um nível que se considera adequado de renovação e reabilitação de equipamentos em fim de vida útil.

Por sua vez, a automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional, nomeadamente se resultar numa redução de intervenções físicas, substituídas por ações remotas ou por mais celeridade na deteção do problema.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se, segundo o operador da RND, em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução passada de mecanismos de automação, monitorizados

pelo operador pela evolução do indicador EAutRD, cujo cálculo tem como *inputs* a instalação de DTC e OCR, bem como o telecomando de postos de transformação e de seccionamento.

Com os investimentos previstos nesta proposta e os mecanismos de mitigação do risco associados ao não cumprimento dos objetivos associados ao vetor Eficiência Operacional, o operador da RND conclui que o risco de os investimentos propostos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo.

### **8.3 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.

Não pode deixar de ser salientado que não se encontra devidamente justificada a transferência de alocação de custos do anterior vetor de “Eficiência Operacional” para o novo vetor “Acesso a Novos Serviços”. Tal justificação seria relevante, até porque a atual proposta de PDIRD-E não incorpora nenhuma referência direta aos benefícios do investimento neste novo vetor, designadamente aos ganhos, de médio e longo prazo, em termos de investimentos evitados em infraestruturas convencionais decorrentes dos investimentos em redes inteligentes. A ERSE recomenda que em posteriores propostas de PDIRD-E o operador da RND disponibilize uma fundamentação mais detalhada da alocação de custos ao vetor “Acesso a Novos Serviços”. Num cenário de pouco crescimento ou mesmo de estagnação da procura, como que se observa atualmente, estes últimos benefícios serão, por demais, relevantes.

#### **8.3.1 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS**

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

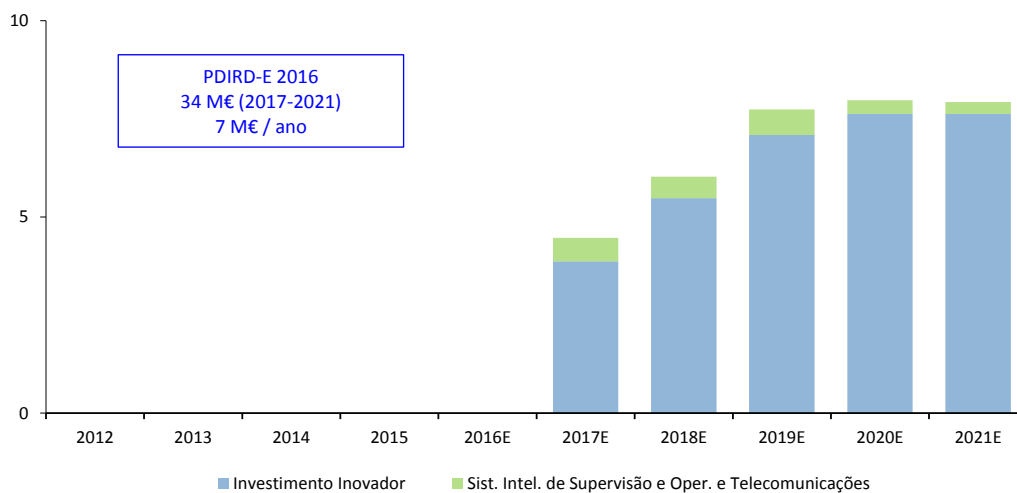
- Programa Investimento Inovador

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 32 M€, a quase totalidade dos 34 M€ a 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 8-7 - Evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços**



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2016

A Proposta de PDIRD-E 2016, prevê um investimento de cerca de 34 M€ para o vetor “Acesso a Novos Serviços”, o que acrescido aos 66 M€ para o vetor “Eficiência de Rede”, totaliza cerca 100 M€, ou seja um montante de investimento anual de 20 M€, 50% do valor de investimento equivalente proposto no PDIRD-E 2014.

O operador da RND refere ainda que o investimento proposto nestes 2 programas não apresenta variações para os 3 cenários de investimento simulados (as variações decorrem do nível de melhoria de qualidade de serviço objetivo, com reflexos principais no vetor “Qualidade de Serviço Técnica”).

### 8.3.2 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PROJETOS DE INVESTIMENTO APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

A ERSE reconhece a aposta do operador da RND em dotar a rede de soluções inovadoras que permitam criar condições para que os utilizadores desta tenham acesso a serviços que potenciem uma utilização mais eficiente da mesma, ao mesmo tempo que permite disponibilizar mais informação ao mercado e, ao mesmo tempo, garante uma rede moderna pronta a enfrentar os novos desafios que se preveem em termos de operação as redes de distribuição.

Assim, relativamente aos projetos em causa, designadamente os novos projetos introduzidos na Proposta de PDIRD-E 2016 denominados "evolução aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND" e "renovação tecnológica de *hardware* da plataforma de visualização e operação remota da RND", num total de 2 M€ cada (distribuídos pelos diferentes vetores de investimento), a ERSE apenas recomenda que o operador da RND procure quantificar benefícios resultantes da concretização destes projetos para que, no próximo exercício de PDIRD-E, seja realizado um balanço intercalar dos mesmos, e sejam disponibilizada informação que demonstre os benefícios alcançados (e se possível monetizados, como por exemplo redução de custos decorrentes da redução de ações físicas de reabilitação por parte do operador e redução dos tempos de interrupção.

Face ao PDIRD-E 2014, espera-se que os investimentos propostos no conjunto dos vetores e em particular dos vetores "Eficiência Operacional" e "Acesso a Novos Serviços" possam apresentar resultados no que diz respeito à gestão ativa da rede e à integração crescente de produção distribuída nas redes de distribuição, em particular no que respeita a inversão de fluxos de jusante para montante.

Quanto ao investimento inovador, nomeadamente ao projeto de instalação de DTC em postos de transformação, e que já fazia parte do PDIRD-E 2014, a ERSE reafirma que os projetos envolvendo investimento inovador na RND, pelo risco acrescido que lhe está associado, devem ser objeto de uma análise custo-benefício mais detalhada. Apesar da dificuldade na sua realização, não é de mais salientar a importância da avaliação dos benefícios deste tipo de investimentos, uma ferramenta indispensável para a justificação deste tipo de investimentos junto dos consumidores. Gestão, renovação e reabilitação de ativos

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 atual Proposta de PDIRD-E 2016, 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.

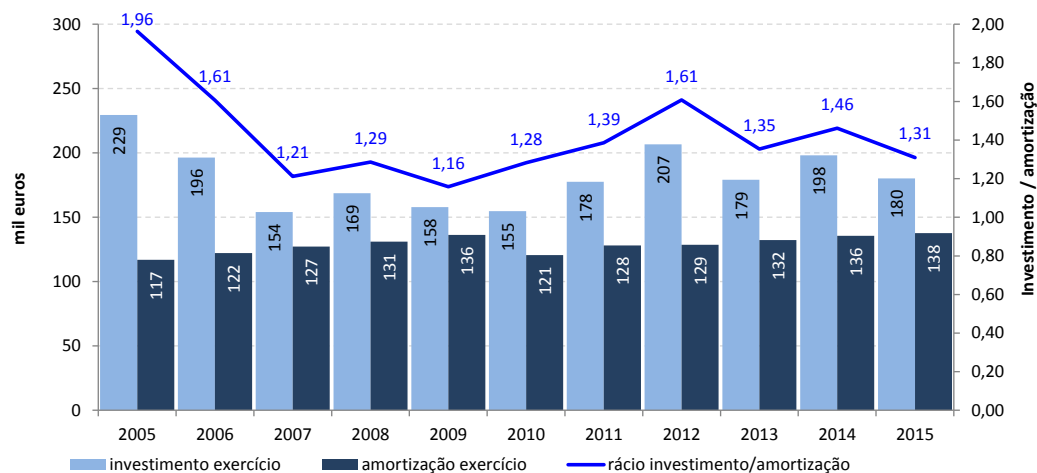
Com base nestes índices, o operador da RND combina estes elementos numa matriz de risco e, com base numa avaliação qualitativa e quantitativa, decide investir, no âmbito do programa “Renovação e reabilitação de ativos AT/MT”.

### 8.3.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

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 2015, 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 8-8 – Relação entre investimento e amortização do exercício.**



Fonte: EDP Distribuição, ERSE,

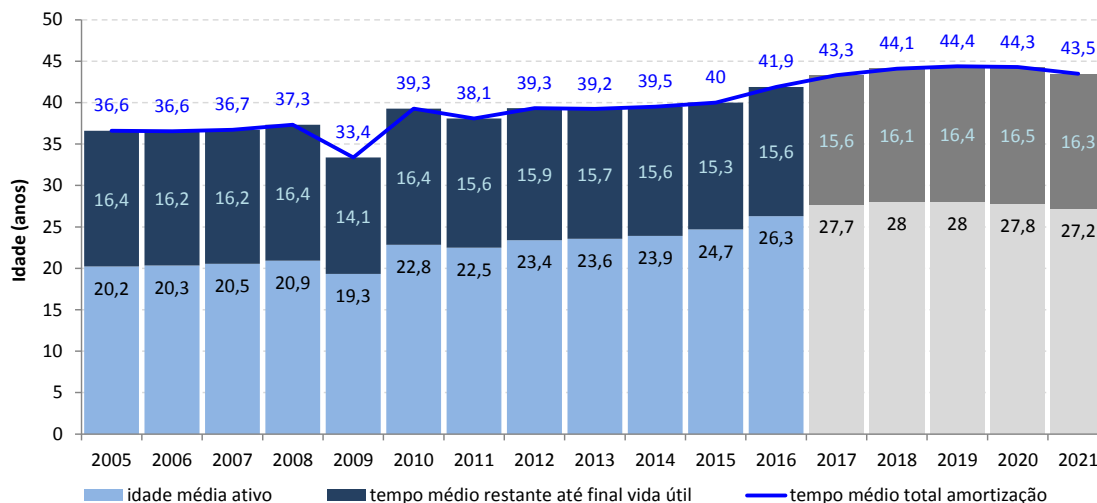
A evolução da relação entre o investimento realizado e as amortizações de cada exercício, entre 2002 a 2015 permite comprovar a afirmação do operador da RND que refere que “o valor dos investimentos realizados” na RND ultrapassou, de forma consistente, o valor das amortizações líquidas de cada exercício.”

Por sua vez, a Figura 8-10 ilustra o ritmo de renovação dos ativos das redes de distribuição em AT e MT através do cálculo de alguns indicadores representativos da idade contabilística do mesmo, nomeadamente os seguintes rácios<sup>18</sup>:

1. Ativo bruto em exploração sobre amortização de cada exercício, que é um indicador do tempo de vida útil dos bens implícito no cálculo de proveitos permitidos.
2. Amortizações acumuladas sobre amortização do exercício, que é um indicador da idade média dos ativos em exploração.
3. Ativo líquido em exploração sobre amortização de cada exercício, que é um indicador do tempo médio restante de vida útil dos bens implícito no cálculo de proveitos permitidos.

<sup>18</sup> No pressuposto de que os investimentos mantenham as suas características, designadamente em termos de período de vida útil e de custo.

**Figura 8-9 - Evolução da idade média dos ativos em exploração nas redes de distribuição em AT e MT respetivo tempo de vida útil dos bens implícito no cálculo de proveitos permitidos.**



Fonte: EDP Distribuição, ERSE,

Da análise da Figura 8-9, valores reais entre 2005 a 2015, e valores previsionais entre 2016 a 2019, verifica-se uma tendência de envelhecimento progressivo do ativo em exploração<sup>19</sup>.

Esta conjugação de tendências, comprova que o investimento na RND tem sido associado a uma expansão da RND, com um acréscimo de ativos superiores à depreciação verificada.

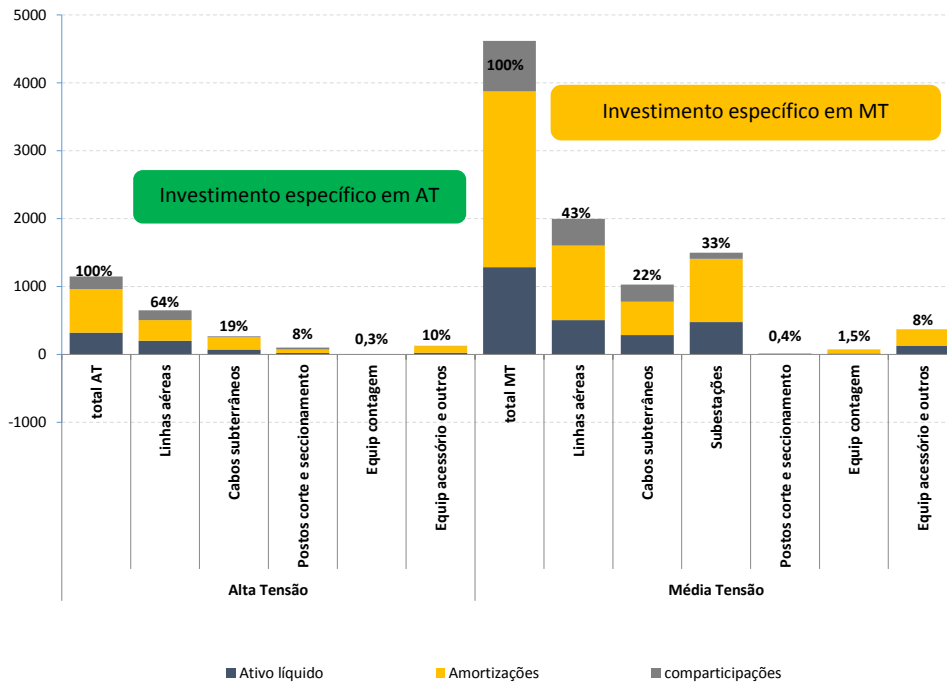
Apesar do envelhecimento do ativo, caso a evolução tecnológica permita, a reposição dos ativos com vida útil mais curta, e com um custo de investimento inferior ao custo do restante ativo, origina que o tempo médio de amortização do ativo (ativo bruto/amortização do exercício) tenderá igualmente a crescer, sem que isso represente um envelhecimento do ativo em exploração (este valor atingiu 40 anos em 2015).

Contudo, como referido, o investimento realizado tem sido suficiente para equilibrar o tempo médio restante até que o ativo fique totalmente amortizado (ativo líquido/amortização do exercício), tendo-se mantido em torno dos 16 anos desde 2005 (tendência para atingir 16 anos ao longo do horizonte do plano).

A Figura 8-10 apresenta a desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND, quer sejam ativos da rede de AT ou ativos da rede de MT.

<sup>19</sup> O efeito evidenciado na evolução dos indicadores na transição do ano 2009 para o ano 2010 decorre da alteração do normativo contabilístico de POC para IFRS

Figura 8-10 - Desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND



### 8.3.4 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND sustenta as decisões tomadas com base no estudo interno que fundamenta os valores de investimento necessário para a renovação e reabilitação de ativos da RND. O estudo é disponibilizado em anexo à Proposta de PDIRD-E 2016 (Anexo 8.A).

Tendo em conta a ausência de expectativa de crescimento elevado dos consumos, e por outro lado, os investimentos realizados em tecnologia associada ao controlo remoto e à monitorização dos ativos, o operador da RND refere “ser razoável permitir-se um ligeiro envelhecimento de ativos cuja condição não coloca preocupação e que são monitorizados com mais atenção do ponto de vista da realização de ações de manutenção – particularmente as redes de AT e MT, e os transformadores AT/MT”. Garante o operador que “o envelhecimento será realizado sem que daí resulte num risco acrescido para a operação da RND”.

Assim, são apresentadas três opções ao nível do investimento na renovação e reabilitação de ativos, em que a opção 1 tem subjacente a manutenção da idade média do ativo, enquanto nas restantes opções, se assume o envelhecimento de 1 a 2 anos face a 2014 (a partir de 2018 e até 2020, invertendo a tendência após 2020).

Com base nesta metodologia, a Proposta de PDIRD-E 2016 inclui um volume de investimento incluído no programa Renovação e Reabilitação de Ativos, que “mesmo considerando valores de investimento

ligeiramente inferior aos apontados pelo estudo, promove um nível adequado de renovação e reabilitação de equipamentos em final de vida útil e com risco considerável.

Baseado no estudo, o operador da RND refere o seguinte:

- Face a uma monitorização mais cuidada e, por isso, a um menor risco associados, os ativos da rede AT, transformadores AT/MT e linhas AT, podem envelhecer 2 anos sem comprometer a qualidade de serviço. Para tal, é proposto um investimento de renovação em 200 km rede aérea e 5 km rede subterrânea, bem como a renovação de 4 transformadores de potência por ano, conduzindo respetivamente a idades médias de 26,4 anos, 17,3 anos e 30,5 anos. O operador da RND propõe-se renovar cerca de 100 disjuntores ao longo do período 2017-2021.
- Na rede MT é necessário a continuidade de substituição de ativos de secções reduzidas, (atualmente 5,4% rede aérea em MT) que, cumulativamente, não estejam dimensionados para a corrente de curto-circuito expectável nas redes em que estão integrados ou que apresentem envelhecimento elevado. Assim, o operador da RND propõe que o investimento seja o necessário para permitir no máximo o envelhecimento de 1 ano até 2021 para as redes aéreas (20,6 anos) e 2 anos para as redes subterrâneas (15,3 anos).

No geral, o operador da RND propõe cerca de 223 M€ para o período 2017-2021, em que se mantém a idade média no caso de URT/SPCC (21M€), admitindo o envelhecimento de 2 anos da rede AT (15 M€), enquanto para a rede MT, apenas a rede aérea obriga a um esforço suplementar de 112 M€ para que a idade média não aumente mais de 1 ano, sendo no caso da rede subterrânea assumido 25 M€ (2anos).

### 8.3.5 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE A GESTÃO E RENOVAÇÃO DE ATIVOS APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016

De uma forma global, tendo em consideração que o operador da RND estima que, ao longo dos 5 anos de abrangência do PDIRD-E 2016, o crescimento estimado do consumo e da ponta não sejam significativos, 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 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.

#### **8.4 INTERAÇÃO ENTRE A RND E A REDE DE BT**

A Consulta Pública permitiu identificar preocupações por parte de alguns dos participantes sobre a importância de incluir na Proposta de PDIRD-E 2016 uma visão dos investimentos em redes de BT, com critérios de desagregação a definir, e projeções do investimento associado, pelo menos para os dois primeiros anos.

Esta solicitação é particularmente relevante no campo da inovação onde se considera existir um conjunto de desafios muito significativo pelo papel que os consumidores passarão a ter no futuro enquanto tomadores de soluções de eficiência energética, e enquanto produtores para autoconsumo com unidades de pequena produção.

A Proposta de PDIRD-E 2016 tem em conta a rede de BT em termos de avaliação da satisfação das cargas, analisando as taxas de crescimento do consumo anual das redes de MT e BT, bem como a potência de produção distribuída ligada à rede de BT.

Nesse sentido, o programa de investimento “Ligação de PTs”, que visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT, inclui projetos que resultaram da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT, nomeadamente em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.



## **9 ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS**

### **9.1 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 2016 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 aos clientes de energia elétrica. 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 finais.

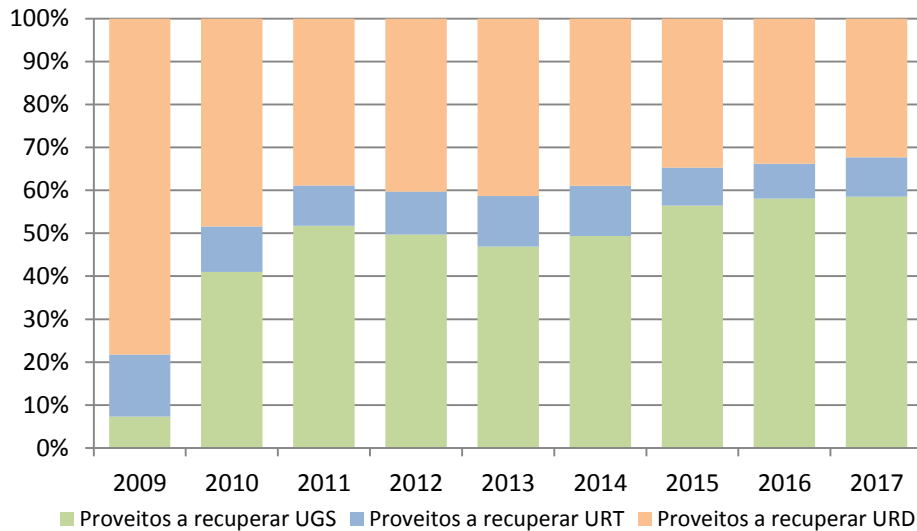
#### **ENQUADRAMENTO**

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso às redes e têm um impacte significativo ao nível da 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>20</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, por força do aumento dos Custos de Interesse Económico Geral, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema.

---

<sup>20</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 9-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas**



Fonte: ERSE

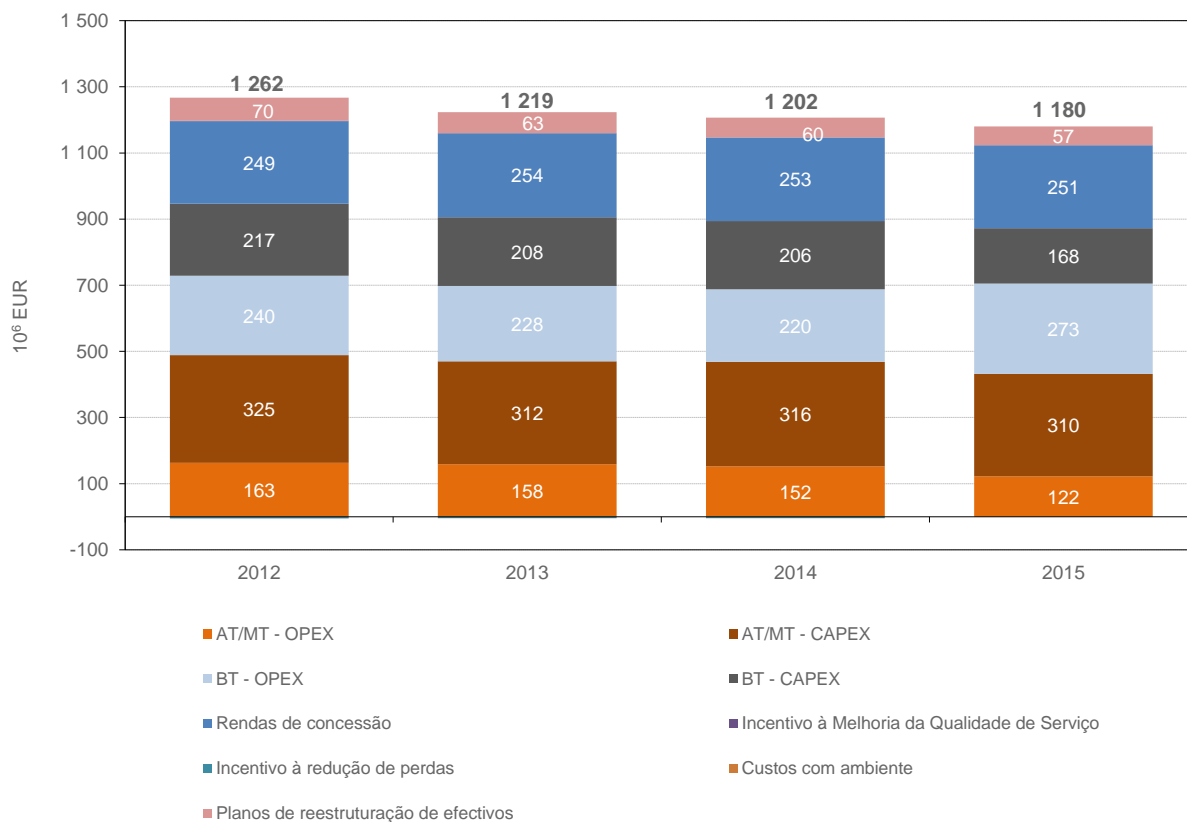
A atividade de distribuição de energia elétrica é uma atividade cuja metodologia de regulação se tem baseado numa metodologia do tipo *price cap*. Até ao período de regulação 2009-2011, o *price cap* foi aplicado ao conjunto dos custos operacionais e de investimento. A partir de 2012, e como forma de 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. No entanto, foi igualmente aplicada uma metodologia de controlo do sobreinvestimento que pode penalizar a empresa, diminuindo a taxa de remuneração aplicada aos ativos, caso os investimentos ocorridos sejam superiores ao inicialmente previsto para o período regulatório<sup>21</sup>. Esta metodologia é apenas aplicada aos investimentos realizados em BT, visto estes 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.

<sup>21</sup> Metodologia prevista para todo o investimento da EDP Distribuição no período regulatório 2015-2017.



Figura 9-2 - Proveitos permitidos reais<sup>22</sup>



Fonte: ERSE

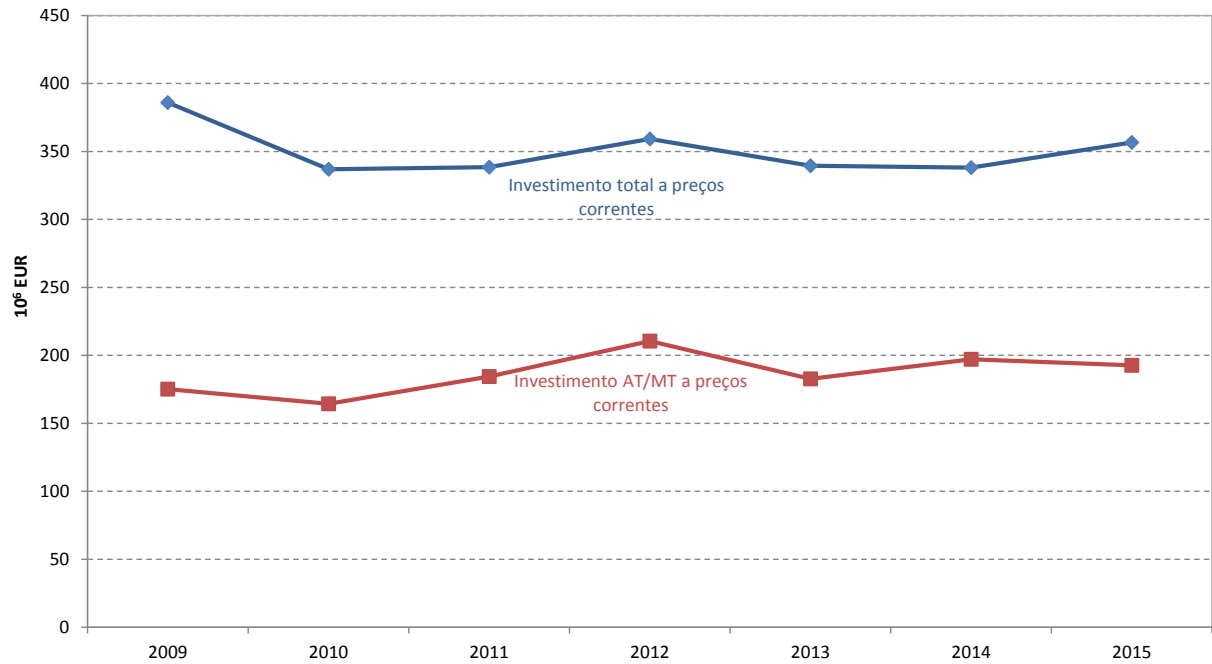
Observa-se que cerca de 26% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica dizem respeito aos custos associados aos investimentos em AT/MT, isto é, a remuneração e a amortização desses investimentos.

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 da atividade de distribuição de energia elétrica e o seu reflexo em termos de base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

A Figura 9-3 apresenta a evolução dos investimentos totais reais e dos investimentos reais a custos totais na rede AT e MT, sendo possível observar que os investimentos nestes níveis de tensão não apresentam grandes oscilações, situando-se ligeiramente abaixo de 200 milhões de euros por ano.

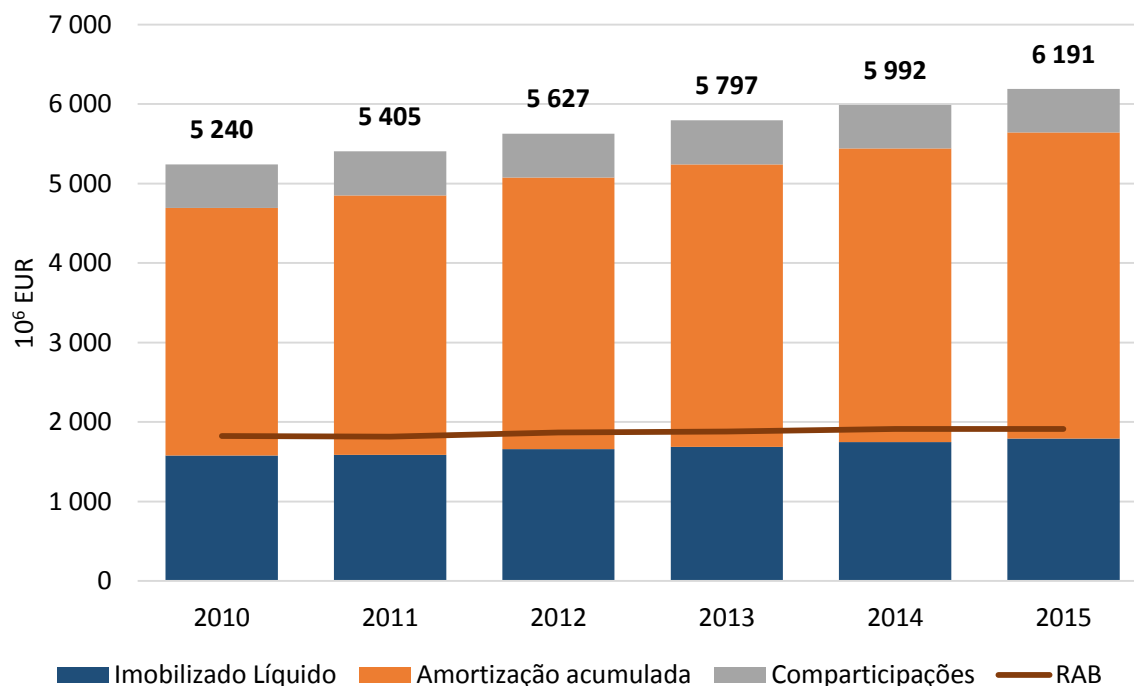
<sup>22</sup> Não incluem o efeito de ajustamentos

**Figura 9-3 - Evolução do investimento**



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, enquanto o valor do imobilizado bruto continua a crescer.

**Figura 9-4 - Evolução do ativo em AT/MT**

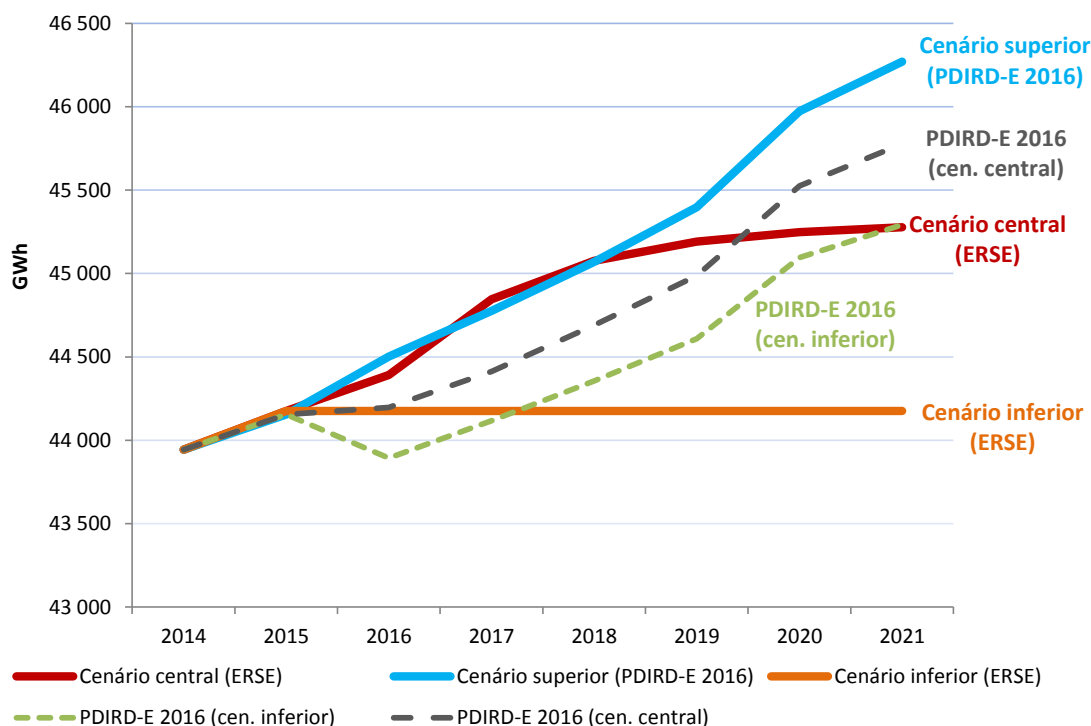


#### **IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS**

Com base nos dados fornecidos na Proposta de PDIRD-E 2016 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 9-5 identificam-se os diversos cenários de procura possíveis, incluindo tanto os três cenários considerados na Proposta de PDIRD-E 2016, como os cenários baseados em análises efetuadas pela ERSE. Na Figura 9-6 destacam-se apenas os cenários de procura utilizados para o cálculo do proveito unitário.

**Figura 9-5 - Comparação dos diferentes cenários de evolução da procura  
(Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas))**



Fontes: 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 2016 não reflete a tendência de evolução da procura observada nos últimos dez anos. Neste contexto, a ERSE optou por incluir um cenário de evolução da procura que mantém o nível de procura igual ao verificado em 2015 ao longo do período em análise, garantindo, assim, alguma prudência na avaliação dos impactes nos proveitos unitários desta Proposta de PDIRD-E 2016.

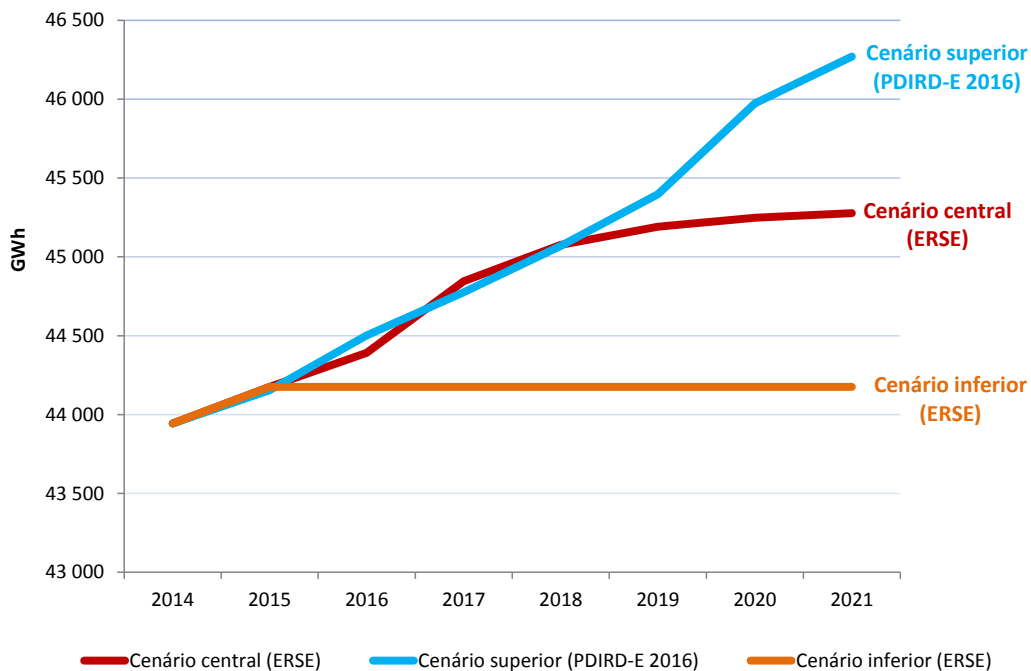
De igual forma, o cenário central considerado na Proposta de PDIRD-E 2016 apresenta uma evolução relativamente otimista, quer face aos valores reais já ocorridos, quer face aos restantes cenários incluídos na análise.

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

- **Cenário Superior** - cenário superior apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016;
- **Cenário Central** - cenário intermédio de evolução da procura, cujo valor de fornecimentos final coincide com o ponto final do cenário inferior apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016;

- **Cenário Inferior** - cenário mais conservador, tendo como ponto de partida os fornecimentos reais de 2015 e variação nula até ao final do período em análise. Este cenário considera o atual contexto de conjuntura económica menos favorável e as alterações observadas tanto em termos tecnológicas, como de hábitos de consumo. A procura de energia elétrica ainda não recuperou para os valores observados há quase uma década: o consumo de energia elétrica de 2015 situou-se, ainda, ligeiramente abaixo do consumo verificado em 2006.

**Figura 9-6 - 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<sup>23</sup>:

#### 1. Cenário T2017+investimento da Proposta de PDIRD-E 2016.

Este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2017 estimados incluídos em tarifas de 2017 (T2017), evoluindo até 2021 de acordo com os investimentos anuais previstos no cenário n.º 2 de investimento apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016<sup>24</sup> e (ii) valores do OPEX reais de 2015, evoluindo até 2021 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: a energia distribuída com base nos

<sup>23</sup> Os custos de exploração aceites fora do *price cap* e os ajustamentos foram mantidos constantes.

<sup>24</sup> Na Proposta de PDIRD-E 2016 o operador da RND apresenta três cenários para o montante de investimento previsto realizar durante o período em análise (os quais diferem sobretudo quanto aos objetivos previstos para a qualidade de serviço), referindo que submete a aprovação o cenário 2.

cenários de procura e os quilómetros de rede têm em conta a linha de tendência calculada com os dados de extensão de rede considerados na Proposta de PDIRD-E 2016;

**2. Cenário T2017+investimento constante a partir de 2018 (cenário *business as usual*, “BAU”).**

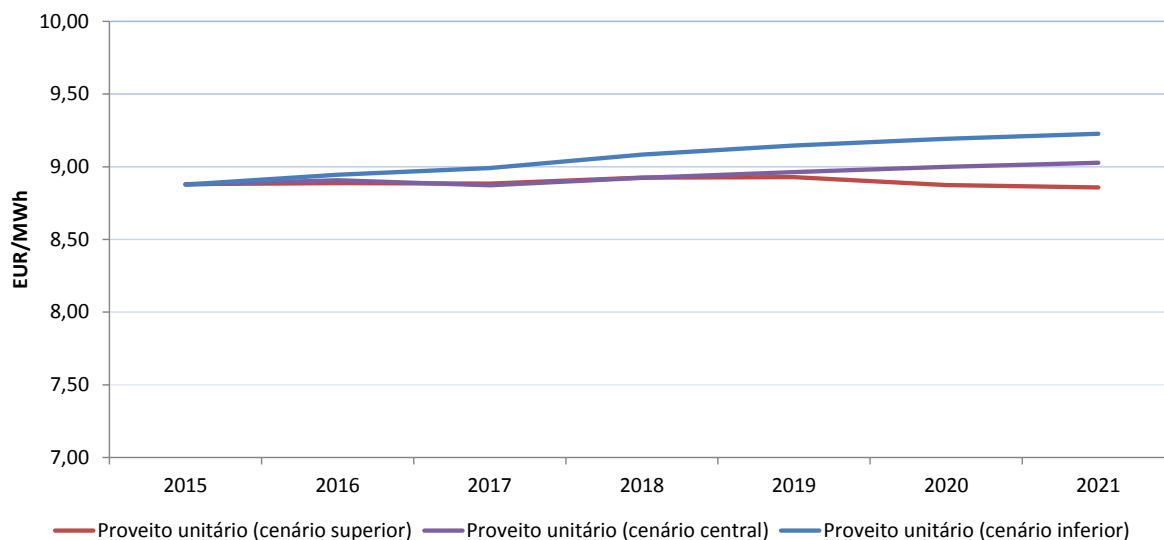
Este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2017 estimado em T2017, mantendo-se o valor do investimento anual constante a partir de 2018 e igual à média dos três anos anteriores (2015, 2016 e 2017) (ii) valores do OPEX real para 2015, evoluindo até 2021 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: a energia distribuída com base nos cenários de procura e os quilómetros de rede tendo em conta o investimento considerado neste cenário;

**3. Cenário T2017+variação nula do proveito unitário (com redução de 10% do investimento entre 2017 e 2021).**

Este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2017 estimados incluídos em tarifas de 2017 (T2017), evoluindo até 2021 de acordo uma variação nula do proveito unitário, com base uma redução de cerca de 10% dos investimentos anuais previstos no cenário n.º 2 de investimento apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016 e (ii) valores do OPEX reais de 2015, evoluindo até 2021 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: a energia distribuída com base nos cenários de procura e os quilómetros de rede têm em conta a linha de tendência calculada com os dados de extensão de rede considerados na Proposta de PDIRD-E 2016;

De seguida, é apresentada na Figura 9-7 a evolução dos proveitos permitidos unitários resultante da Proposta de PDIRD-E 2016 (“Cenário T2017+investimento da Proposta de PDIRD-E 2016”) no contexto das tarifas em vigor em 2017, para os três cenários de procura.

**Figura 9-7 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura**

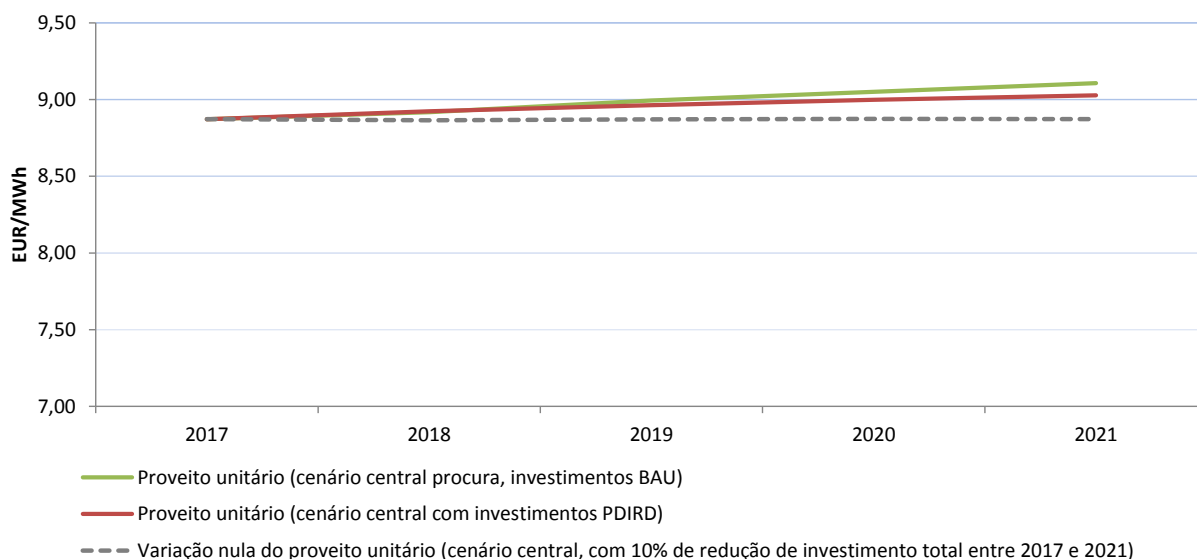


Observa-se que os proveitos unitários a recuperar por aplicação das tarifas diminuem ligeiramente apenas no cenário superior de evolução da procura.

Importa ainda sublinhar que estes valores são próximos dos valores apresentados pela EDP Distribuição na análise que efetuou ao impacte dos investimentos da proposta de PDIRD-E 2016 nos proveitos unitários. As diferenças entre estes resultados e os resultados apresentados pela EDP Distribuição decorrem, principalmente, do facto da evolução da ERSE ser menos otimista para a evolução da procura do que esta empresa, pelos motivos apresentados anteriormente, o que agrava o efeito nos proveitos unitários dos investimentos contemplados na proposta de PDIRD-E 2016.

Na análise que se apresenta de seguida, procura-se comparar o efeito dos investimentos implícitos na Proposta de PDIRD-E 2016 levada a aprovação com os dois restantes cenários, BAU e a diminuição do nível de investimento em cerca de 10% face à proposta do PDIRD-E 2016, para o cenário central de procura.

**Figura 9-8 - Proveitos unitários e cenários de evolução do investimento**



Observa-se que o nível de investimento previsto no cenário BAU levaria a um ligeiro aumento dos proveitos unitários ao longo do período em análise, quando comparado com o cenário apresentado na Proposta de PDIRD-E 2016. Observa-se igualmente que o cenário de redução de cerca de 10% do investimento ao longo do período 2017 a 2021 implica a manutenção do proveito unitário de 2021 igual ao verificado em 2017.

#### **ANÁLISE E COMENTÁRIOS**

Pelas análises anteriores reconhece-se que embora a Proposta de PDIRD-E 2016 apresente uma ligeira redução do volume total de investimento específico (a custos primários) face ao anterior PDIRD-E 2014 aprovado, o montante total de investimento previsto contribui ainda para um ligeiro aumento dos proveitos permitidos ao longo do período em análise, o que aliado ao atual contexto de fraco crescimento da procura contribui para que a Proposta PDIRD-E 2016 tenha um impacte no sentido de ligeiro aumento em termos de proveitos unitários a recuperar pelas tarifas.

### **9.2 ANÁLISE DOS IMPACTES DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2016**

Para se estudar os impactes verificados nas tarifas de uso das redes de distribuição e, conseqüentemente, nos preços finais observados pelos consumidores em consequência dos investimentos nas redes de distribuição em AT e MT incluídos na proposta de PDIRD-E 2016, comparam-se os impactes entre a situação em 2017 e dois cenários até 2021, a saber: (i) cenário em que se consideram os investimentos



previstos na proposta de PDIRD-E 2016 e (ii) cenário baseado no ano de 2017 que inclui investimentos constantes até 2021 estimados do valor médio de investimento dos últimos 3 anos (*Business As Usual*).

Deve ter-se ainda em conta que, face à estrutura tarifária em vigor, o acréscimo de proveitos decorrente dos custos relativos aos projetos de investimento em AT e MT terá impacto nas tarifas de acesso para todos os níveis de tensão a jusante, nomeadamente nas tarifas de uso das redes de distribuição em AT, em MT e em BT. As tarifas de acesso às redes são pagas aos operadores de redes pelos comercializadores pelo fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

Assim, tendo em conta a evolução de proveitos, as previsões para o próximo período regulatório e o peso de cada tarifa de distribuição na estrutura tarifária global, mostram-se no Quadro 9-1 as variações tarifárias entre 2017 e 2021, para os dois cenários até 2021 identificados anteriormente. Nesta simulação considera-se o cenário central de evolução da procura.

**Quadro 9-1 - Impacte na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura**

Tarifas	Impacte Tarifário 2021/2017 (%)	
	Investimentos Business as Usual	Investimentos PDIRD
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>2,6%</b>	<b>1,8%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>
AT	0,2%	0,1%
MT	0,6%	0,4%
BT	0,2%	0,1%
BTN	0,2%	0,1%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>
AT	0,1%	0,0%
MT	0,3%	0,2%
BT	0,1%	0,1%
BTN	0,1%	0,1%

Analisando o quadro anterior, conclui-se que a proposta de PDIRD-E 2016 apresenta um impacte tarifário entre 2017 e 2021 nas tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT de 1,8%, para o cenário central de evolução da procura. Esta variação apresenta um impacte tarifário de 0,2% nas tarifas de acesso às redes. O seu efeito nos preços finais pagos pelos consumidores é de 0,1%, em termos médios.

No Quadro 9-2 apresentam-se as variações tarifárias anualizadas entre 2017 e 2021, para os dois cenários até 2021 identificados anteriormente.

**Quadro 9-2 - Impacto anual na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura**

Tarifas	Impacte Tarifário anualizado 2021/2017 (%)	
	Investimentos Business as Usual	Investimentos PDIRD
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,1%
BT	0,1%	0,0%
BTN	0,1%	0,0%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,0%
BT	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%

Com a dimensão deste aumento a permitir que se considere que se está próximo de uma situação de estabilização tarifária, os pressupostos que estiveram na base deste cálculo ganham especial relevância, nomeadamente quanto à sensibilidade que este aumento apresenta às previsões de evolução da procura que são utilizadas. Nesta sua análise, a ERSE assumiu existirem razões para se ser conservador neste domínio e, apesar de não utilizar o seu cenário inferior de evolução da procura (que corresponderia a uma estagnação da procura), utilizou o seu cenário central, cujo valor de fornecimentos final coincide com o ponto final do cenário inferior apresentado pelo operador da RND na Proposta de PDIRD-E 2016.

No entanto, a ERSE sublinha a necessidade de que o PDIRD-E 2016 não origine qualquer agravamento das tarifas de uso das redes tendo em conta, face ao enquadramento económico atual, a preocupação central expressa nos comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016 de necessidade de redução do défice tarifário e a incerteza quanto à evolução do crescimento da procura.

Neste sentido, e apesar do seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE considera que o operador deve reformular a proposta no sentido de reduzir o total do investimento proposto em cerca de 10%, designadamente adiando em um ou dois anos a calendarização da entrada em exploração de um conjunto de projetos de investimento que não sejam urgentes, num montante da ordem de 50 milhões de euros (a custos primários), de entre o seguinte conjunto de vetores e projetos de investimento:

- Projeto de Investimento “Aumento da resiliência de linhas aéreas” (cujo montante é 7,5 M€).

- Vetor de Investimento “Outros” (cujo montante atual é de 53 M€), mantendo inalterados os programa de “investimento obrigatório”, “investimento corrente urgente” e “promoção ambiental”.
- Vetor de investimento “Acesso a novos serviços” (cujo montante atual é de 34 M€).
- Programa “Renovação e Reabilitação de ativos AT/MT” (cujo montante atual é de 83 M€).

Esta redução do investimento de, pelo menos, 50 M€ do total proposto permitirá que a concretização os projetos previstos na Proposta de PDIRD-E 2016 não contribua para o agravamento das tarifas de acesso às redes em cenários mais conservadores de evolução da procura, Quadro 9-3

**Quadro 9-3 - Impacto na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-E 2016 para o cenário central de evolução da procura e de redução de investimentos ERSE**

	Impacte Tarifário 2021/2017 (%)
Tarifas	Redução de investimentos ERSE
<b>Uso Rede Distribuição AT/MT</b>	<b>0,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%
AT	0,0%
MT	0,0%
BT	0,0%
BTN	0,0%
<b>Preços Finais</b>	<b>0,0%</b>
MAT	0,0%
AT	0,0%
MT	0,0%
BT	0,0%
BTN	0,0%