

**PARECER À PROPOSTA DO PLANO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE
PARA O PERÍODO 2015-2019
(PDIRD-E 2014)**

Janeiro 2015

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO.....	1
1.1	Sumário executivo	1
1.2	Enquadramento legislativo.....	3
1.3	Principais conclusões	5
2	EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DA ENTREGA.....	15
2.1.1	Evolução da procura de eletricidade.....	19
2.1.2	Evolução da Ponta	24
2.1.3	Opinião sobre a previsão da Procura de Eletricidade adotada no PDIRD-E 2014.....	25
3	METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	27
3.1	Princípios de planeamento e processo de seleção de investimentos.....	27
3.1.1	Análise e comentários da ERSE aos Princípios de planeamento e ao processo de seleção de investimentos adotada na proposta de PDIRD-E 2014.....	29
3.2	Análises de risco e de sensibilidade	30
3.2.1	Análise e comentários da ERSE	30
3.3	Análise e comentários da ERSE à caracterização de custos apresentados na Proposta de PDIRD-E 2014	31
3.4	Análise e comentários da ERSE à caracterização de benefícios apresentados na Proposta de PDIRD-E 2014	32
3.5	Montante de Investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2014	33
3.6	Investimento global proposto ao longo do período 2015-2019	34
3.6.1	Investimento obrigatório	34
3.6.2	Investimento de iniciativa da empresa	37
3.7	Classificação do investimento por vetores de investimento.....	37
3.8	Classificação do investimento por programas de investimento	39
3.9	Classificação do investimento por finalidade e área geográfica	40
4	ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	43
4.1	Ligações a centros produtores.....	44
4.1.1	Evolução da capacidade de produção distribuída	44
4.1.2	Principais projetos de investimento propostos.....	45
4.1.3	Análise e comentários da ERSE sobre a ligação de centros produtores apresentada na Proposta de PDIRD-E 2014	45
4.2	Ligações a instalações de consumo	45
4.2.1	Caracterização da situação atual	45
4.2.2	Principais projetos de investimento propostos.....	46
4.3	Outros projetos previstos no investimento obrigatório.....	47
4.4	Ligações à RNT	47
4.4.1	Caracterização da rede	47
4.4.2	Principais projetos de investimento propostos.....	48

4.4.3	Análise e comentários da ERSE sobre às ligações à RNT apresentadas na proposta de PDIRD-E 2014.....	48
4.5	Segurança de operação da RND	49
4.5.1	Caracterização da rede	49
4.5.2	Principais projetos de investimento no reforço da RND	54
4.5.3	Análise e comentários da ERSE sobre os aspetos de segurança de operação apresentados na proposta de PDIRD-E 2014.....	55
5	ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA	57
5.1	Objetivo de manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço técnica	61
5.1.1	Análise e comentários da ERSE ao objetivo de manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço técnico apresentada na proposta de PDIRD-E 2014.....	62
5.2	Aumento da resiliência das redes	62
5.2.1	Análise e comentários da ERSE ao objetivo de aumento da resiliência das redes apresentado na proposta de PDIRD-E 2014	64
5.3	Melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos	65
5.4	Redução do número de interrupções breves	65
5.5	Garantia da qualidade da onda de tensão	66
5.6	Outros	66
6	ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RND.....	69
6.1	Redução de perdas nas redes de distribuição.....	69
6.1.1	Caracterização das redes	69
6.1.2	Principais projetos de investimento propostos.....	70
6.1.3	Análise de risco de não cumprimento dos objetivos propostos	72
6.1.4	Análise e comentários da ERSE sobre o objetivo de redução de perdas técnicas apresentada na proposta de PDIRD-E 2014	72
6.2	Redução de custos operacionais	74
6.2.1	Caracterização da rede	74
6.2.2	Principais projetos de investimento propostos.....	76
6.2.3	Análise de risco de não cumprimento dos objetivos propostos	79
6.2.4	Análise e comentários da ERSE sobre o objetivo de Redução de custos operacionais apresentado na proposta de PDIRD-E 2014.	79
6.3	Gestão e renovação de ativos	81
6.3.1	Caracterização da rede	82
6.3.2	Principais projetos de investimento propostos.....	84
6.3.3	Análise e comentários da ERSE sobre a Gestão e renovação de ativos apresentada na proposta de PDIRD-E 2014.....	85
6.4	Inovação	86
6.4.1	Principais projetos de investimento propostos.....	86
6.4.2	Análise e comentários da ERSE aos projetos de investimento inovador apresentados na proposta de PDIRD-E 2014.....	87
6.5	Interação entre a RND e a rede de BT	88
7	ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS.....	89

7.1	Impacte estimados nos proveitos permitidos a recuperarem pela tarifa.....	89
7.2	Análise dos impactes dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da atividade económica em Portugal, Espanha e Área do Euro.....	17
Figura 2-2 - Evolução do PIB prevista no RMSA-E 2013, na proposta de PDIRD-E 2014 e dados mais recentes	18
Figura 2-3 - Evolução do consumo privado subjacente à proposta de PDIRD-E 2014 e dados mais recentes	19
Figura 2-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto no RMSA-E 2013 e na proposta de PDIRD-E 2014.....	20
Figura 2-5 - Variação do consumo referido à emissão e do PIB	22
Figura 2-6 - Variação dos fornecimentos a clientes e do PIB	23
Figura 2-7 - Variação do consumo referido à emissão e do consumo privado.....	23
Figura 2-8 - Variação dos fornecimentos a clientes e do consumo privado	24
Figura 3-1 - Investimento global apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 para o período 2015-2019.....	34
Figura 3-2 - Distribuição dos custos em investimento obrigatório por vetor de investimento.....	37
Figura 3-3 - Investimento de iniciativa da empresa proposto para o período 2015-2019	38
Figura 3-4 - Desagregação do investimento de iniciativa da empresa por programa de investimento.....	40
Figura 3-5 - Desagregação do investimento de iniciativa da empresa por finalidade e zona geográfica.....	41
Figura 4-1 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”.....	43
Figura 4-2 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT.....	44
Figura 4-3 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT.....	46
Figura 4-4 - Evolução da energia entrada nas redes de distribuição na RND a partir da RNT e da produção distribuída	47
Figura 4-5 - Evolução do comprimento das redes de distribuição em AT e MT	50
Figura 4-6 - Evolução do número de subestações e transformadores, e potência de transformação instalada	50
Figura 4-7 - Análise estatística à utilização das linhas e cabos em AT antes e após a implementação dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014.....	52
Figura 4-8 - Análise estatística à utilização das subestações AT/MT antes e após a implementação dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014.....	53
Figura 4-9 - Distribuição geográfica por concelho da utilização prevista de subestações AT/MT	54
Figura 5-1 - Evolução do indicador SAIDI MT.....	57
Figura 5-2 - Evolução anual por distrito do indicador SAIDI MT para interrupções acidentais, excluindo eventos excecionais de grande impacto	58
Figura 5-3 - Evolução do investimento no vetor QST e respetivas previsões para o período vigente do PDIRD-E 2014	59
Figura 5-4 - Evolução dos Benefícios Anuais da Qualidade de Serviço.....	60
Figura 5-5 - Tendência natural de degradação do desempenho das redes e respetiva correção resultante de investimento.....	61

Figura 5-6 - Distribuição por concelho do (a) número de eventos ocorridos e durações de interrupção para o período 2000-2013 e da (b) percentagem do terreno na faixa envolvente das linhas com floresta e solos arenosos	63
Figura 6-1 - Evolução das perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT	70
Figura 6-2 - Evolução do investimento no passado recente e apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 no vetor “Eficiência de rede”	71
Figura 6-3 - Impacto da penetração da produção distribuída nas perdas técnicas das redes elétricas	73
Figura 6-4 - Evolução do custo operacional das redes de distribuição	75
Figura 6-5 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição	75
Figura 6-6 - Evolução do custo unitário operacional afeto ao uso das redes de distribuição.....	76
Figura 6-7 - Evolução do investimento no vetor eficiência operacional	77
Figura 6-9 - 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.	83
Figura 6-10 - Desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND.....	84
Figura 7-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas	90
Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais	91
Figura 7-3 - Evolução do investimento	92
Figura 7-4 - Evolução do ativo em AT/MT.....	92
Figura 7-5 - Evolução da procura (fornecimentos totais)	94
Figura 7-6 - Evolução da procura (energia veiculada pela rede de AT/MT)	94
Figura 7-7 - Proveitos unitários	95
Figura 7-8 - Proveitos unitários com base no consumo previsto no RMSA superior.....	96
Figura 7-9 - Proveitos unitários com base no consumo previsto na proposta de PDIRD-E 2014	96

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cenário Macroeconómico – proposta de PDIRD-E 2014	15
Quadro 2-2 - Previsões para a economia portuguesa 2014 - 2019	16
Quadro 3-1 - Investimento Obrigatório previsto no período 2015-2019	35
Quadro 3-2 - Desagregação dos programas de investimento por vetor estratégico	39
Quadro 5-1 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT).....	65
Quadro 6-1 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional.....	78
Quadro 6-2 - Eficiência operacional vs CAPEX dos novos investimentos (preços de 2015).....	81
Quadro 7-1 - 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 2014	98

1 SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO

1.1 SUMÁRIO EXECUTIVO

O operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (operador da RND) - EDP Distribuição, S. A. - 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 2015-2019 (proposta de PDIRD-E 2014). Por sua vez, a DGEG solicitou à ERSE um parecer sobre a proposta de PDIRD-E 2014 recebida.

De acordo com o procedimento legal, o parecer da ERSE à proposta de PDIRD é sujeito a um processo de consulta pública, a qual decorreu entre os dias 14 de outubro e 24 de novembro de 2014.

A avaliação da ERSE à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição para o período de 2015-2019 (PDIRD-E 2014), os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE e a análise aos comentários recebidos dos participantes durante a Consulta Pública permitem à ERSE dar um Parecer à proposta de PDIRD-E 2014 que destaca um conjunto de aspetos.

Regista-se que foram concretizadas muitas das propostas e sugestões da ERSE já apresentadas em Pareceres a anteriores versões do PDIRD-E, bem como a clara melhoria da qualidade da informação apresentada, designadamente em termos técnicos. A atual proposta de PDIRD-E 2014 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.

A proposta de PDIRD-E 2014 responde ao desfasamento verificado nos últimos 5 ou 6 anos entre a evolução da procura e o nível de investimento com uma revisão significativa em baixa do nível de investimento, em cerca de 25% face ao nível dos últimos três anos. Esta revisão é ilustrativa igualmente de que o atual quadro regulatório definido pela ERSE transmite os sinais adequados à empresa em termos de nível de investimento.

De uma forma global, tendo em consideração que o operador da RND estima que o crescimento estimado do consumo e da ponta represente cerca de 10%, ao longo dos 5 anos de abrangência da proposta de PDIRD-E 2014, a ERSE regista que os investimentos propostos correspondem a um aumento da extensão da rede e da capacidade de transformação instalada inferiores a 2%, sem que com isso fiquem colocados em causa os objetivos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014.

Esta redução do nível de investimento assume como objetivo a manutenção do nível de qualidade de serviço já atingido, sugerindo um menor esforço de custos a recuperar por unidade de energia distribuída, de cerca de 7% em 2019 face à situação atual, bem como uma redução do nível tarifário, com uma redução estimada na tarifa final de fornecimento entre 0,3%, no caso dos clientes em AT, e de 1,6% no caso dos clientes em MT, por exemplo, face às tarifas de 2015.

Neste sentido, e atendendo a que o nível de continuidade de serviço já atingido em Portugal não se deverá deteriorar e que a ERSE optou pela manutenção para os três anos do próximo período regulatório, 2015-2017, dos valores de ENDREF - Energia Não Distribuída de referência (kWh) em vigor no período regulatório 2012-2014, o objetivo de manutenção do nível de qualidade de serviço é consistente com os parâmetros aprovados pela ERSE para o período de regulação 2015-17.

Regista-se ainda que os investimentos para melhoria da qualidade de serviço se focam na redução das assimetrias territoriais e na melhoria da qualidade para os clientes pior servidos. Este objetivo é consistente com as prioridades regulatórias para esta área.

No entanto, a proposta de PDIRD-E 2014 contempla, igualmente, um conjunto de aspetos a rever nos próximos PDIRD, por não permitir uma avaliação segura das decisões de investimentos em causa, bem como da monitorização do seu desenvolvimento, riscos estes que são amenizados pela revisão bianual dos PDIRD prevista legalmente.

Para além dos custos de investimento apresentados apenas respeitarem aos custos específicos, não foram efetuadas análises custo-benefício efetivas, entendidas como o ganho social, líquido do custo do investimento. Não existe igualmente qualquer hierarquização dos projetos, nem uma análise de sensibilidade do nível de investimento face à evolução das principais variáveis que condicionam o nível de investimento, para se poder, efetivamente, ajuizar da racionalidade económica das escolhas efetuadas.

Neste quadro, a ERSE sublinha a importância da quantificação dos benefícios (em valores associados às grandezas físicas e em euros) de todos os programas de investimento e respetivos projetos, para que seja possível não apenas avaliar a decisão de investimento, como 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 e na redução dos custos operacionais do ORD e outros indicadores a considerar.

Assim, a ERSE considera que devem ser realizadas análises de sensibilidade, por exemplo, a mais cenários de procura, oferta de capacidade ou grau de utilização dos equipamentos, sendo associada a cada cenário simulado 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.

Sugere-se que nas propostas futuras de PDIRD-E, se disponibilize informação que permita fazer um *ranking* dos projetos de investimento que demonstre que os que forem selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem àqueles que são mais urgentes e aos que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

Ainda no que diz respeito à justificação económica da proposta de PDIRD-E 2014, regista-se igualmente que não são totalmente perceptíveis os critérios de definição dos vetores estratégicos de investimento e de associação dos investimentos a esses vetores. Em geral, verifica-se que os programas de investimento são transversais aos vários vetores estratégicos de investimento e, por isso, o custo é alocado a mais do que um dos vetores. A ERSE recomenda que o operador da RND fundamente a distribuição de custos de cada projeto pelos diferentes vetores de investimento, descrevendo o racional adotado.

Apesar do PDIRD se referir somente às redes de distribuição AT e MT, tal como estabelecido legalmente, 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 do PDIRD-E 2014 (2015-2019), 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.

Ponderados os vários aspetos referidos, importa destacar o ajustamento do nível de investimento à evolução da atividade de distribuição de energia elétrica prospetivada para o período 2015 a 2019, que assume um efeito imediato de desagrevamento gradual dos custos da rede de distribuição a recuperar pelas tarifas de acesso às redes. Este ajustamento não deve pôr em causa o nível de qualidade de serviço e o desempenho das redes.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

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 2015-2019 (proposta de PDIRD-E 2014), competindo-lhe a apreciação do documento e a determinação de eventuais alterações.

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2014 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.

Concomitantemente, a DGEG submeteu igualmente ao Operador da Rede Nacional de Transporte (ORT) a proposta de PDIRD-E 2014, 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 2014, elaborada pelo Operador da RND, que decorreu entre os dias 14 de outubro e 24 de novembro de 2014.

A consulta pública traduz-se, assim, num processo de recolha de informação e comentários dos diferentes agentes económicos, consumidores e empresas, sobre a proposta de PDIRD do Operador da RND, subsequente à apreciação da DGEG.

Para efeitos de promoção da consulta pública, a lei não comete à ERSE a elaboração de estudos, designadamente de avaliação económica. É ao operador da RND que cabe elaborar e justificar a proposta de PDIRD, tendo por base o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento mais recente, a caracterização técnica da rede e os demais elementos previstos no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e no artigo 40.º 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. Ademais, a proposta colocada em consulta pública pela ERSE já foi, em momento anterior, objeto de parecer da DGEG que, querendo, pôde determinar a introdução de alterações à proposta de PDIRD.

A consulta pública representa uma ocasião para a avaliação da oportunidade da proposta de PDIRD e dos projetos de investimento que a compõem, por parte dos intervenientes do setor.

Finda a consulta pública, cabe à ERSE emitir parecer sobre a proposta de PDIRD, 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 recebida, levando em linha de conta, designadamente, a informação recolhida e os diferentes contributos recebidos na consulta pública, à luz das competências que lhe são atribuídas, tendo igualmente presente o atual contexto técnico-económico.

No seu parecer, a ERSE pode determinar alterações à proposta de PDIRD tendo em vista, designadamente, assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, a promoção da concorrência e a necessidade de compatibilização com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E).

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo ORT, o Operador da RND elabora a proposta final do PDIRD, enviando-a à DGEG. No prazo de trinta dias após a receção da proposta final do PDIRD, a DGEG enviará essa proposta final para o membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE e do ORT. No prazo de trinta dias a contar da data da receção da proposta final, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRD. O membro do Governo poderá, fundamentadamente, recusar a aprovação do PDIRD caso entenda que este não contempla as alterações determinadas pela DGEG ou nos pareceres da ERSE ou do ORT, ou ainda que não prevê investimentos necessários ao cumprimento dos objetivos de política energética.

1.3 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Sinteticamente, apresentam-se de seguida as principais conclusões retiradas da avaliação efetuada pela ERSE à proposta de PDIRD-E 2014, que consta deste Parecer, e aos comentários recebidos dos participantes durante a Consulta Pública organizada pela ERSE.

1. **Existe uma clara melhoria da qualidade da informação apresentada, designadamente em termos técnicos, tendo sido concretizadas muitas das propostas/sugestões da ERSE já apresentadas** em Pareceres a anteriores versões do PDIRD-E.

A atual proposta de PDIRD-E 2014 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, com a disponibilização em anexo de sumários dos diferentes estudos que conduziram às propostas de projetos de investimento. Para preparar o seu Parecer, a ERSE solicitou e analisou os referidos estudos.

2. Do mesmo modo, no que diz respeito à avaliação técnico-económica, **a ERSE reconhece a evolução da atual proposta face a exercícios passados, com a identificação de algumas variáveis económicas de valorização, nomeadamente em termos de redução de energia não distribuída e de perdas técnicas**. Julga-se, no entanto, que **essa perspetiva deve ser aprofundada, justificando-se a introdução de mais variáveis e indicadores que abranjam outras dimensões económicas de valorização de benefícios**.

A ERSE saúda a inclusão na proposta de PDIRD-E 2014 de fichas de caracterização de cada projeto de investimento. Apesar da quantificação dos benefícios só ser apresentada em termos de grandezas físicas, a descrição que é feita dos projetos e as respetivas fichas de caracterização representam um valor acrescentado e constituem um exemplo de uma boa prática que deverá ser mantida e aprofundada.

3. **O desfasamento entre a evolução da procura e o nível de investimento que se verificou nos últimos cinco a seis anos é reajustado na proposta de PDIRD-E 2014, com uma significativa revisão em baixa do nível de investimento (em cerca de 25% face ao nível dos últimos três anos).**

Esta revisão em baixa constitui uma resposta da empresa ao quadro regulatório em vigor. A redução do nível de investimento assume como objetivo manter o nível de qualidade de serviço já atingido, sugerindo um menor esforço de custos a recuperar por unidade de energia distribuída, de cerca de 7% em 2019 face à situação atual, bem como uma redução do nível tarifário, com uma redução acima de 1% na tarifa final de fornecimento da MT, por exemplo, face às tarifas de 2015.

O objetivo de manutenção do nível de qualidade de serviço é consistente com os parâmetros aprovados pela ERSE para o período de regulação 2015-17.

Regista-se ainda que os investimentos para melhoria da qualidade de serviço se focam na redução das assimetrias territoriais e na melhoria da qualidade para os clientes pior servidos. Este objetivo é consistente com as prioridades regulatórias para esta área.

4. **A ERSE concorda com a importância que o operador da RND atribui à garantia de articulação e coordenação, na seleção dos projetos, entre a proposta de PDIRD-E 2014 e o planeamento da RNT**, ainda que os pressupostos entre os exercícios de planeamento sejam diferentes devido ao intervalo temporal que os separa. Esta articulação deverá ser total após a aprovação da proposta de PDIRT-E e da sua divulgação pública. Como tal o aditamento da instalação de novos pontos injetores da RNT na RND e o impacto da ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND são dois aspetos a realçar neste domínio.

Assim, na linha dos comentários da ERSE aquando do Parecer à proposta de PDIRT-E 2013, **a ERSE realça a posição**, assumida pelo operador da RND na proposta de PDIRD-E 2014, **de poderem vir a ser adiados os novos pontos injetores da RNT de Divor e Pegões**, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base à necessidade identificada no passado da sua instalação, **e o injetor de Vila do Conde**, na sequência da diminuição dos consumos na região.

Por sua vez, em relação aos efeitos de ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND, em cenários de forte produção distribuída e baixo consumo, é previsível um maior número de inversões do sentido de trânsito da energia e o operador da RND deverá ter em consideração não apenas a capacidade de receção da RND mas igualmente a capacidade de receção da RNT a montante dessa área. Deste modo, a ERSE recomenda que seja complementada a informação disponibilizada em anexo à proposta de PDIRD-E 2014, relativa à capacidade das subestações AT/MT, traduzindo esta eventual restrição e não se limitando a disponibilizar capacidade da RND por si só.

5. **A ERSE realça como positiva a inclusão**, face à proposta anterior de PDIRD-E, **de informação adicional que permite identificar não apenas as instalações com uma utilização acima do limiar estabelecido como critério de planeamento, mas igualmente disponibilizando o tempo em que essa utilização se verificou**. Em algumas situações, essa ocorrência aconteceu em mais de 10% das horas do ano e justificou a análise do operador da RND e a sua decisão de intervenção na rede apresentada na proposta de PDIRD-E 2014.

Tal como referido anteriormente, a ERSE sugere que sejam simulados mais cenários de consumo e de utilização local das instalações, em particular para as subestações que estão com uma utilização acima dos 70% e que representam 9% do total.

Adicionalmente, a ERSE recomenda que sejam utilizados sistematicamente 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, ou o número de subestações com utilização acima do limite máximo (considerando igualmente a duração).

Em linha com pareceres anteriores, a ERSE recomenda ainda que, em função do risco de utilização dos equipamentos acima dos valores limites regulamentares, o operador da RND deverá fundamentar a necessidade de novo investimento, indicando qual a relação entre a duração da utilização acima dos referidos limites e a opção pela decisão de investimento.

6. De uma forma global, tendo em consideração que o operador da RND estima que **o crescimento estimado do consumo e da ponta represente cerca de 10%**, ao longo dos 5 anos de abrangência da proposta de PDIRD-E 2014, **a ERSE regista que os investimentos propostos correspondem a um aumento da extensão da rede e da capacidade de transformação instalada, inferiores a 2%, sem que com isso sejam colocados em causa os objetivos apresentados** na proposta de PDIRD-E 2014, **demonstrando a importância do investimento na gestão, reforço e reabilitação dos ativos existentes de modo a possibilitar o adiamento do investimento em novos equipamentos**.

Apesar da seleção criteriosa dos investimentos que são alvo de atuação no âmbito do programa de investimento de renovação e reabilitação, tendo por base a análise de risco, **a ERSE recomenda que sejam adotadas as práticas mais recentes de gestão de ativos, que preveem concretizar estratégias de seleção com base na condição física do equipamento, em detrimento da idade contabilística do mesmo tal como previsto nas normas internacionais**, nomeadamente, na Norma ISO 55001:2014 que concretiza os requisitos para a implementação de um sistema de gestão de ativos.

7. No âmbito do investimento em Qualidade de Serviço, **a preocupação com o aumento de resiliência das redes é considerada 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 relevante o investimento devidamente fundamentado em projetos neste domínio e em estudos utilizados para analisar o risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD-E 2014, devido à ocorrência de fenómenos meteorológicos extremos. Tal como referido por diversos participantes da Consulta Pública, devem ser realçados os projetos-piloto neste domínio.

A análise da proposta de PDIRD-E 2014 permite verificar a existência de investimento dedicado ao objetivo de reduzir o número de interrupções breves, indicador cujo reporte por parte dos operadores das redes elétrica passou a ser obrigatório após a aprovação do RQS pela ERSE no final de 2013. A ERSE realça como positivo que esse investimento seja 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).

Com importância acrescida para o mesmo tipo de clientes, é de realçar a referência ao **reforço da componente permanente de monitorização da qualidade de onda de tensão** que é identificada na proposta de PDIRD-E 2014, visando a concretização do estabelecido no RQS recentemente aprovado.

8. No que diz respeito ao investimento classificado como inovador, na proposta de PDIRD E 2014 são privilegiadas três áreas de atuação que o operador da RND considera prioritária, de forma a dotar a rede de maior inteligência: componentes avançados, monitorização e sensorização da rede e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

A injeção de energia da produção distribuída na rede de distribuição tem vindo a crescer de forma acentuada e, face aos objetivos traçados no PNAER 2020, essa situação manter-se-á nos próximos tempos, representando novos desafios à rede, nomeadamente em termos operacionais. A proposta de PDIRD-E 2014 dá um relevo que é de enaltecer a aspetos como a automatização da rede de distribuição e a sua monitorização. Embora estes aspetos sejam muito importantes nos projetos apresentados, não parecem estar contemplados sistemas inteligentes que tratem de forma explícita os impactes que por exemplo, uma presença acentuada de produção distribuída possa introduzir. É de referir que um estudo promovido pela ERSE e realizado pela KEMA, concluiu que o crescimento previsto da produção distribuída, teria como consequência relevante a inversão de fluxos de energia na rede de distribuição, obrigando à alteração da atual filosofia de proteções, concebida para fluxos exclusivamente no sentido das cargas. Importa estudar e refletir sobre estes sistemas, que poderão assumir a breve prazo um papel de relevo em AT e MT, mas também na BT, cujo planeamento não está contemplado no PDIRD-E (de acordo com a definição da legislação de enquadramento do setor), mas que apresenta um peso muito relevante dada a sua extensão.

A ERSE realça a importância que a inovação nas redes de distribuição deverá representar no futuro do sistema elétrico, focada na necessidade de assegurar mais-valias e custos mais eficientes para os consumidores e restantes utilizadores das redes. Ao longo do período de vigência do PDIRD-E 2014, a ERSE irá interagir com o operador da RND e restantes operadores das redes de distribuição de energia elétrica de modo a garantir esse objetivo.

Para além de se apresentarem os aspetos que merecem mais destaque segundo a análise da ERSE e dos participantes na Consulta Pública, importa também emitir recomendações relativas à próxima edição da proposta de PDIRD-E, a qual deverá considerar algumas melhorias, que decorrem principalmente da necessidade de uma maior justificação do nível de contenção de investimento que foi apresentado na proposta de PDIRD-E 2014. Refira-se igualmente que a classificação **dos investimentos em alguns dos vetores estratégicos deverá ser revista, por conterem ganhos que extravasam as fronteiras definidas para os vetores em causa** como, por exemplo, no caso dos investimentos destinados à promoção de ganhos operacionais.

De seguida, são detalhados os aspetos a melhorar:

1. **A apresentação dos custos de investimento deve ser mais completa**, indo além dos valores dos custos técnicos (opção do PDIRD-E 2014) e incluindo, nomeadamente os custos de estrutura.

A proposta de PDIRD E 2014 apresenta, para o período 2015 a 2019, informação económica relativa ao custo do investimento a realizar, desagregada por programas de investimento e por cada um dos projetos individualmente. A informação é apresentada no referencial de custos primários (custos sem consideração dos custos de gestão e estrutura e dos encargos financeiros). No entanto, dada a representatividade significativa dos custos de gestão e estrutura e dos encargos financeiros no total dos investimentos, sugere-se a apresentação destes valores em futuras edições de PDIRD-E. Para além disso, não são indicados outros elementos essenciais à análise do nível de investimento e respetivo impacte em proveitos, a saber: (i) valores de investimento específico e não específico que permitam o cruzamento com o investimento total previsto pela empresa para efeitos de CAPEX e (ii) dados sobre a entrada em exploração dos investimentos.

A ERSE propõe-se analisar em conjunto com o operador da RND a melhor forma de apresentar a informação identificada como necessária, de modo a beneficiar as futuras propostas de PDIRD-E.

2. Deve melhorar-se a **justificação dos critérios de definição dos vetores estratégicos de investimento e de atribuição dos investimentos, por esses vetores não serem totalmente perceptíveis.**

Assim, verifica-se que, em geral, os programas de investimento são transversais aos vários vetores estratégicos de investimento e, por isso, existe sempre uma componente de custo associada a mais do que um dos vetores. No entanto, face à ausência da apresentação de um racional para a

distribuição de custos que é apresentada na proposta de PDIRD-E 2014, a ERSE recomenda que, em futuras edições do PDIRD-E, o operador da RND fundamente a distribuição de custos de cada projeto pelos diferentes vetores de investimento, descrevendo o racional adotado.

3. Quanto à avaliação económica dos projetos de investimento:
 - a. **Devem ser apresentadas efetivas análises custo-benefício**, entendidas como o ganho líquido de custo do investimento.
 - b. **Deve haver uma hierarquização dos projetos e análises de sensibilidade** para se poder, efetivamente, ajuizar da racionalidade das escolhas.

Face à proposta de PDIRD-E 2012 e à informação aí disponibilizada sobre os benefícios globais do plano, **a ERSE saúda a inclusão na proposta de PDIRD-E 2014 de informação adicional acerca dos benefícios estimados (apesar de limitada em termos de grandezas físicas) associados a cada projeto de investimento**, nomeadamente em termos de melhoria dos indicadores de continuidade (energia não distribuída) de serviço e redução de perdas.

Apesar da evolução anterior ser muito positiva, **considera-se ser ainda possível melhorar a apresentação da monetização dos benefícios de cada projeto**, não se ficando somente pela referência genérica da valorização em €/MWh que já surge associada aos princípios de planeamento, limitada à valorização das perdas e da energia não distribuída. Assim e de igual modo como são divulgados os custos de investimento (em unidades monetárias), em futuras propostas de PDIRD-E, a ERSE sublinha que deveria ser analisada a possibilidade de divulgar os benefícios monetizados dos projetos de investimento e não os apresentar somente em termos de grandezas físicas. Esta opção de informação iria permitir validar a relação benefício - custo positiva associada a cada projeto que justificou a sua seleção. A introdução de outros indicadores de valorização dos benefícios deverá ser também considerada.

Assim, em termos globais, **a ERSE sublinha a importância da quantificação dos benefícios** (em valores associados às grandezas físicas e em euros) de todos os programas de investimento e respetivos projetos **para que seja possível 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 e redução dos custos operacionais do ORD.

A ERSE propõe-se analisar em conjunto com o operador da RND a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análises benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados, o que permitiria avaliar os projetos através de uma ordem de prioridade.

4. Apesar de, no geral, a ERSE compreender os princípios subjacentes à análise de risco e de sensibilidade apresentada pelo operador da RND, muito vocacionada para o cumprimento dos

objetivos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014, **seria útil que futuras propostas de PDIRD-E incluíssem adicionalmente uma análise de sensibilidade a diferentes fatores** que, por sua vez, influenciam as necessidades de investimento, tais como a evolução do consumo e da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.

Assim, a ERSE perspetiva que sejam realizadas análises de sensibilidade, por exemplo, a mais cenários de procura, ou de oferta de capacidade, grau de utilização dos equipamentos, e que em função dos mesmos, seja associada a cada cenário simulado uma proposta de projetos de investimento, de modo a que seja possível identificar as necessidades de investimento mais urgentes e aquelas que serão necessárias somente se determinados cenários se concretizarem. Em algumas situações, poderá ser estudada a possibilidade da apresentação de resultados sob a forma de intervalo de valores e não de valores únicos, tendo em conta a sensibilidade dos resultados face aos diferentes cenários possíveis. Embora o exercício de cenarização deva já atualmente ser realizado pelo operador da RND quando analisa as diferentes alternativas possíveis para dar resposta a cada uma das necessidades da rede e seleciona um determinado projeto de investimento, para propostas futuras de PDIRD-E a ERSE sugere que se encontre uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da RND, **dando visibilidade** de algum modo **às diferentes alternativas consideradas e disponibilizando informação que permita fazer um ranking dos projetos de investimento de forma a demonstrar que os selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aos mais urgentes e com uma melhor relação benefício-custo.**

5. Futuras edições do PDIRD-E devem analisar a conjuntura macroeconómica prevista nessa altura e os principais constrangimentos da qualidade de serviço técnica, de modo a aferir sobre os objetivos de evolução do nível de qualidade de serviço.

O operador da RND propõe, para o próximo quinquénio, valores de investimento mais reduzidos no vetor estratégico de investimento “Qualidade de Serviço Técnica”, face aqueles que foram realizados recentemente, **optando por estabelecer como objetivo assegurar unicamente que, a nível global, os níveis de continuidade de serviço não se degradem e se consiga, ainda, reduzir as assimetrias.**

Esta opção de redução do investimento está corretamente enquadrada na atual conjuntura macroeconómica e uma cuidadosa monitorização do desempenho das redes poderá assegurar que se altera a opção anterior, na possibilidade de se verificar que acontece uma eventual degradação da QST. Por sua vez, a próxima edição da proposta de PDIRD-E (a realizar em 2016) poderá optar por estabelecer objetivos mais ambiciosos ao nível global para a Qualidade de Serviço Técnica, na perspetiva de uma alteração da conjuntura macroeconómica.

6. **Os benefícios associados a cada projeto devem ser expressos em termos monetários, na medida do possível e de acordo com pressupostos justificados.** Apesar do esforço de quantificação em termos de valores físicos previsto nos projetos de investimento inseridos no vetor

estratégico de investimento “Eficiência da Rede”, **foi opção do operador da RND não monetizar explicitamente os benefícios associados a cada um dos projetos de investimento em termos de redução das perdas técnicas nas redes**, identificados na proposta de PDIRD-E 2014 com o objetivo de redução de perdas.

Apesar da apresentação genérica da metodologia de valorização das perdas e de cálculo do valor unitário por nível de tensão, em €/MWh, que é utilizado na proposta de PDIRD-E 2014, **esta opção de não apresentação da monetização dos benefícios por projeto**, que é assumida pelo operador da RND, **deverá ser alterada** já que dificulta uma análise comparativa entre os benefícios e os custos (que se encontram monetizados) que são esperados dos projetos apresentados.

Adicionalmente, **a ERSE sublinha a não disponibilização de informação sobre a redução de perdas por nível de tensão e a respetiva valorização e considera fundamental monitorizar com mais rigor a evolução das perdas técnicas nas redes.**

Essa situação deverá já estar ultrapassada na próxima edição da proposta de PDIRD-E com a conclusão do programa de instalação de telemedida nos pontos de fronteira entre a RND e as redes de BT (PTD). Só depois será possível separar o balanço energético das redes de BT do balanço das redes de MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas em cada um dos diferentes níveis de tensão e poder agir em conformidade.

7. **Devem ser referidos e quantificados os benefícios esperados relativos a cada vetor de prioridade do PDIRD-E, designadamente os vetores “eficiência operacional” e “segurança de abastecimento”.** A ERSE sublinha a ausência de qualquer referência aos benefícios esperados relativos ao vetor “eficiência operacional”, onde está previsto um aumento significativo do investimento. Assim, a ERSE recomenda que sejam identificados e quantificados os benefícios decorrentes dos programas propostos para este vetor estratégico de investimento, os quais devem ser devidamente fundamentados, uma vez que incluem investimentos de maior risco, com impacto direto nos custos operacionais e nas tarifas (CAPEX e OPEX). Da mesma forma, **a ERSE realça que não são apresentados os benefícios associados ao vetor “segurança de abastecimento”.**
8. **Será útil a definição de indicadores que, em termos de decisões de renovação de ativos de rede e dos projetos de investimento relacionados, permitam caracterizar a condição física 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.** A ERSE julga que esta análise já é, de algum modo, realizada pelo operador da RND, mas não é perceptível na proposta de PDIRD-E 2014 quais os indicadores e os seus limites que justificaram as decisões tomadas neste domínio. Mais uma vez, justifica-se encontrar uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da RND que permita demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas.

9. A ERSE aplica uma regulação por incentivos aos custos operacionais do operador da RND, condicionando as receitas obtidas ao desempenho da empresa em termos de diminuição dos custos de exploração. O operador da RND reflete este enquadramento regulatório num vetor estratégico da proposta de PDIRD-E 2014, sem, contudo, apresentar os ganhos expetáveis em termos de diminuição de custos operacionais que permitem validar estas opções de investimento. Assim, embora se verifique um acréscimo na componente de investimento associada à eficiência operacional, não é clara a forma como a redução dos custos de OPEX é utilizada como critério explícito de planeamento.

De igual modo, não é apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 a quantificação dos benefícios, em termos de redução dos custos operacionais esperados com a realização destes investimentos. Uma vez que existem muitos programas de investimento que estão repartidos pelos vários vetores de investimento, importa considerar o impacte que esses programas têm ao nível da eficiência operacional da rede. Esta abordagem assume especial importância quando na atividade de distribuição de energia elétrica é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* com metas de eficiência implícitas ao nível dos custos de exploração (*Operational Expenditure_ OPEX.*). **Importa assim avaliar se os ganhos para os consumidores decorrentes da aplicação das metas de eficiência nos custos de exploração não são absorvidos pelos investimentos integrados no vetor da eficiência operacional.** Para este efeito, deverão ser comparados os ganhos de eficiência nos custos de exploração obtidos por aplicação das metas exigidas pelo regulador na metodologia de *price cap*, com o custo com capital associado aos investimentos realizados com o objetivo de tornar a rede mais eficiente em termos operacionais.

10. Apesar do PDIRD-E se referir somente às redes de distribuição AT e MT, tal como estabelecido legalmente, as redes de distribuição em BT são uma componente muito importante das redes de distribuição, seja em termos do investimento anual necessário como dos impactos na operação, na qualidade de serviço ou nas perdas elétricas na rede. O facto de, no horizonte temporal do PDIRD-E 2014 (2015-2019), ocorrer o fim do prazo de algumas das concessões municipais das redes de distribuição de eletricidade em BT, implicará a renegociação das mesmas e poderá originar a revisão das necessidades de investimento nestas redes por parte das entidades a quem venham a ser atribuídas as novas concessões. Os devidos impactos nos investimentos e necessidades nas redes a montante, nomeadamente na RND, deverá ser acompanhada pelo operador da RND e, se necessário, justificar a introdução de alterações em versões futuras da proposta de PDIRD-E

A necessidade de maior transparência na discussão pública dos investimentos nas redes de distribuição em BT e a referência à interação natural que já hoje existe entre a RND e as redes de BT, foi identificada por alguns dos participantes na Consulta Pública apesar de a ERSE não se rever nas posições dos que defendem que, com o enquadramento legislativo, o PDIRD-E se deve também debruçar sobre algumas questões do planeamento das redes de distribuição em BT.

Ainda na Consulta Pública, é de referir que alguns comentários suscitam a necessidade de reflexão sobre o modelo de abertura à concorrência das concessões municipais em BT.

2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DA ENTREGA

Na proposta de PDIRD-E 2014, o operador da RND identifica alguns indicadores económicos que considera determinantes para a evolução do consumo de eletricidade em Portugal e estabelece uma correlação entre estes indicadores e o consumo de eletricidade por setores (indústria, serviços e residencial)¹.

A comparação dos cenários macroeconómicos presentes na proposta de PDIRD-E 2014 e no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030 (RMSA-E 2013) com cenários macroeconómicos suportados por dados mais recentes é um exercício útil, tendo em vista justificar possíveis desvios da procura de energia elétrica constante na proposta de PDIRD-E 2014 e face à evolução expectável para a procura baseada em dados mais recentes.

Para este efeito, começa-se por apresentar no Quadro 2-1 as taxas de crescimento anual do PIB e do consumo privado consideradas no cenário macroeconómico da proposta de PDIRD-E 2014.

Quadro 2-1 - Cenário Macroeconómico – proposta de PDIRD-E 2014

	2014 P	2015 P	2016 P	2017 P	2018 P	2019 P
Var % PIB	0,8	1,3	1,8	1,8	2,0	2,3
Var % Consumo Privado	0,3	0,7	1,0	1,2	1,3	1,4

Fonte: proposta de PDIRD-E 2014

Em 2013, a atividade económica portuguesa, ainda condicionada pelo Programa de Assistência Económica e Financeira, contraiu-se de forma menos expressiva do que no ano anterior, com uma quebra do PIB de -1,4% (-3,3% em 2012). Para esta contração da economia em 2013 contribuiu, de forma muito significativa, a diminuição da procura interna, em particular a queda do investimento de 6,6%. A contrariar este andamento, contribuindo para anular esta quebra na procura interna, as exportações portuguesas registaram um crescimento de 6,4% em 2013. O consumo privado, embora ainda em queda em 2013, observou uma desaceleração na queda, para -1,4% (-5,2% em 2012).

Em 2014, a economia portuguesa ficou marcada pelo fim do Programa de Assistência Económica e Financeira em maio de 2014, com a recuperação do acesso aos mercados de financiamento. Face à publicações do primeiro trimestre do ano, o Banco de Portugal (BdP) e o FMI reviram em baixo as previsões para o crescimento de Portugal para o conjunto do ano de 2014 para 0,9% e 1,0%, respetivamente. Na previsão do Banco de Portugal está implícita uma ligeira recuperação da atividade

¹ No estudo “Previsão da procura de eletricidade 2014-2019”, realizado pela EDP SU, que se apresenta no Anexo 8 da proposta de PDIRD-E 2014

no segundo semestre de 2014 sustentada na procura interna, com revisões em alta do crescimento do consumo privado, com um crescimento previsto para o conjunto do ano de 2,2% e do investimento, com uma revisão da previsão dos anteriores 0,8% para uma previsão atual de 2,2%.

A evolução da economia portuguesa para 2015 irá estar condicionada, de forma acentuada, por alguns riscos mais específicos do mercado europeu. Neste aspeto é importante destacar que a evolução da economia europeia irá estar condicionada, entre outros fatores, pelos riscos geopolíticos e incerteza gerada pela crise na Ucrânia e pelas pressões deflacionistas na Zona Euro. Convém salientar, relativamente a este último indicador, que a previsão da inflação para Portugal, segundo o Banco de Portugal, irá ser de 0,7% em 2015, depois de um decréscimo marginal dos preços prevista para o corrente ano de 2014, confirmando as pressões deflacionistas existentes também para a economia portuguesa.

No Quadro 2-2 abaixo podemos comparar as previsões de diversos organismos para a economia portuguesa.

Quadro 2-2 - Previsões para a economia portuguesa 2014 - 2019

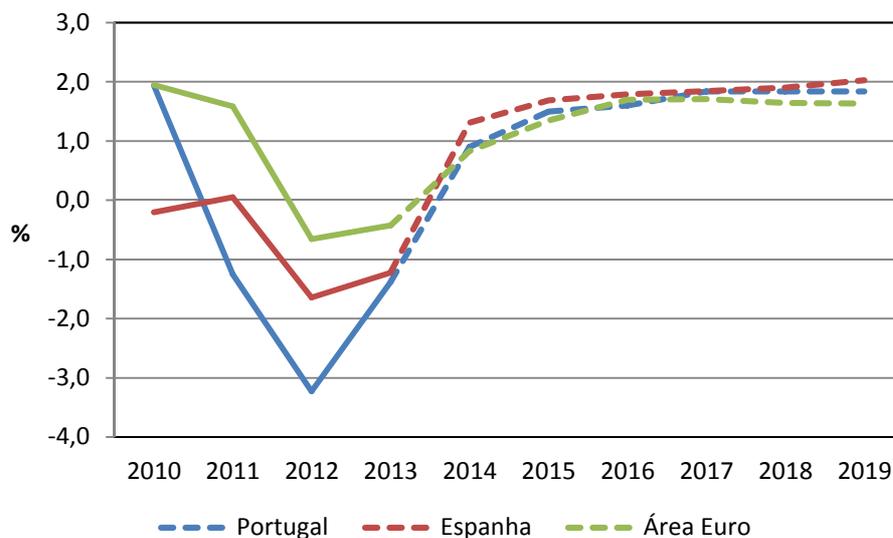
Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2013	2014P		2015P		2016P		2017P	2018P	2019P
	INE e Banco de Portugal	Banco de Portugal	CE	Banco de Portugal	CE	Banco de Portugal	CE	FMI (abr.)	FMI (abr.)	FMI (abr.)
PIB	-1,4	0,9	0,9	1,5	1,3	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8
Consumo privado	-1,4	2,2	1,6	2,1	1,5	1,3	1,5	0,8	0,8	0,8
Consumo público	-2,0	-0,5	-0,4	-0,5	-0,3	0,5	0,2	1,1	0,8	0,4
Investimento	-6,6	2,2	1,9	4,2	2,4	3,5	2,8	4,3	3,8	3,8
Exportações	6,4	2,6	3,6	4,2	4,6	5,0	5,6	5,0	5,0	5,0
Importações	3,6	6,3	4,5	3,1	4,7	4,7	5,0	4,2	4,2	3,9
Inflação*	0,4	-0,1	0,0	0,7	0,6	1,0	0,9	1,5	1,5	1,5
Desemprego (% população ativa)	16,2	n.d.	14,5	n.d.	13,6	n.d.	12,8	14,0	13,4	12,9

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC); P - Previsões; Fontes: ERSE, INE, Banco de Portugal - Boletim Económico Dezembro de 2014; FMI - Portugal: *11th Review, Under the Extended Arrangement, and Request for Extension of the Arrangement and Waivers of Applicability of End-March Performance Criteria, April 2014*; Comissão Europeia (CE)- Previsões económicas Outono 2014, novembro/2014

Neste contexto, a economia portuguesa irá ver o seu crescimento nos próximos anos condicionado pelo fraco crescimento da área do Euro, com base num crescimento bastante heterogéneo entre os Estados-Membros, pelos riscos geopolíticos, continuando condicionada, à semelhança dos anos anteriores, pela evolução da atividade do seu principal parceiro comercial, a Espanha. Na Figura 2-1 podemos observar as previsões de crescimento para Portugal, para Espanha e para a Área do Euro, até 2019.

Figura 2-1 - Evolução da atividade económica em Portugal, Espanha e Área do Euro

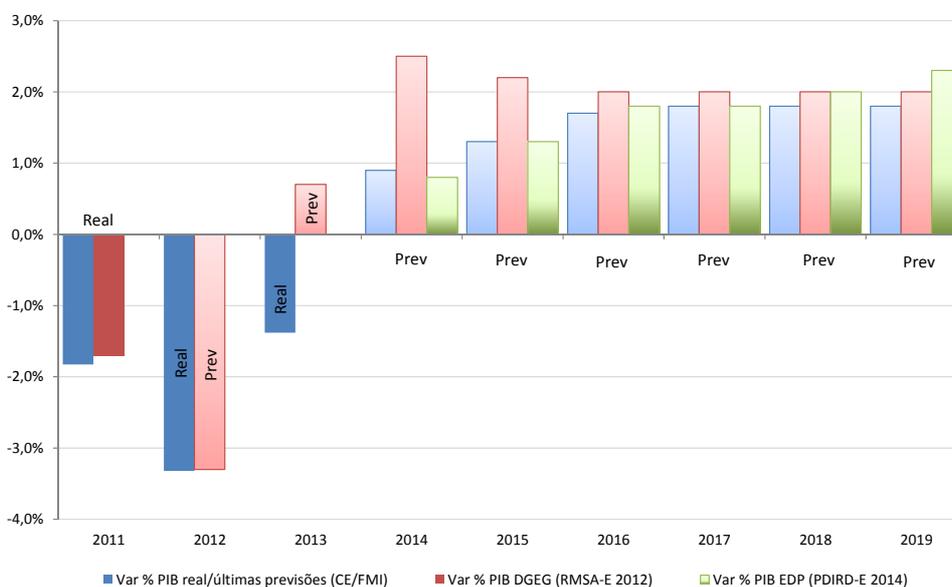


Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

Comparando os dados relativos às previsões para Portugal dos diversos organismos, tendo como base a média dessas previsões, com os da proposta de PDIRD-E 2014, é possível concluir que este documento assenta em pressupostos macroeconómicos, face às últimas previsões, ligeiramente pessimistas para 2014, estando, no entanto, em linha com as previsões para os anos 2015 a 2017 e ligeiramente otimista para os anos de 2018 e 2019, face aos dados disponibilizados recentemente pelo FMI.

É de notar que, face ao cenário do RMSA-E 2013, existe de facto um desajustamento do cenário macroeconómico, pois as previsões deste cenário tiveram por base valores reais apenas até 2011. A Figura 2-2 ilustra estas comparações.

Figura 2-2 - Evolução do PIB prevista no RMSA-E 2013, na proposta de PDIRD-E 2014 e dados mais recentes



Fonte: ERSE, DGEG (RMSA-E 2013), EDP SU (proposta de PDIRD-E 2014), INE, Comissão Europeia, FMI

Atendendo às previsões macroeconómicas para Portugal para o horizonte considerado que já foram disponibilizadas por instituições de referência, a comparação acima efetuada poderá ser feita entre o cenário da proposta de PDIRD-E 2014 e as previsões mais recentes para o consumo privado, uma variável considerada como significativa pelo operador da RND para a previsão do consumo de eletricidade para o setor residencial.

Na figura *infra* podemos observar a evolução das previsões mais recentes e a evolução prevista no cenário da proposta de PDIRD-E 2014 para o consumo privado. Ao contrário do cenário de evolução do PIB, em linha com as previsões mais recentes, o cenário da proposta de PDIRD-E 2014 para o consumo privado está bastante desajustado face às mais recentes previsões, nomeadamente com evoluções em sentido oposto. Para o ano corrente e para o próximo ano, as previsões dos diversos organismos são mais otimistas do que as previsões plasmadas no cenário da proposta de PDIRD-E 2014. Para os anos, entre 2016 e 2019, verifica-se o oposto, com previsões otimistas no cenário da proposta de PDIRD-E 2014 (1,4% em 2019), ao contrário das previsões macroeconómicas dos diversos organismos, com uma previsão de 0,8% de crescimento para os anos de 2017 a 2019.

Figura 2-3 - Evolução do consumo privado subjacente à proposta de PDIRD-E 2014 e dados mais recentes



Fonte: ERSE, proposta de PDIRD-E 2014, INE, Comissão Europeia, FMI

2.1.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Os pressupostos de evolução da procura de eletricidade são basilares para permitir o planeamento e a tomada de decisão sobre os investimentos a realizar nas redes de distribuição, pelas seguintes razões:

1. Técnicas, tendo em conta que o investimento deve 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;
2. Económicas, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade.

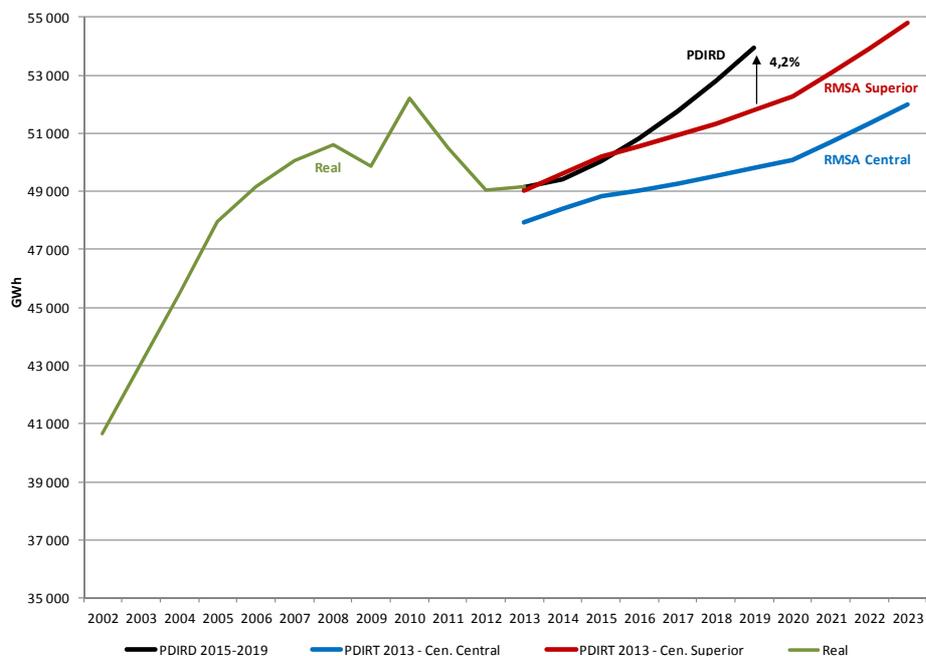
Deste modo, a análise às previsões da procura da proposta de PDIRD-E 2014 efetuada neste capítulo é uma ferramenta importante da avaliação da racionalidade técnica e económica dos investimentos apresentados nesse documento.

A proposta de PDIRD-E 2014 refere que as previsões para a evolução do consumo anual de eletricidade têm em conta, por um lado, os cenários central e superior do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2013-2030, de abril de 2012 (RMSA-E 2013), e, por outro lado, o estudo “Previsão da procura de eletricidade 2014-2019”, realizado pela EDP SU².

² Apresentado no Anexo 8 da proposta de PDIRD-E 2014.

A Figura 2-4 permite comparar as previsões de evolução do consumo referido à emissão na perspetiva da proposta de PDIRD-E em apreço e na perspetiva do RMSA-E 2013.

Figura 2-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto no RMSA-E 2013 e na proposta de PDIRD-E 2014



Fonte: ERSE, proposta de PDIRD-E 2014, DGEG

Nesta figura verifica-se que o consumo referido à emissão subjacente à proposta de PDIRD-E 2014 está alinhado com o Cenário Superior do RMSA-E 2013 até 2015, sendo mais otimista nos anos subsequentes (+4,2% em 2019). O operador da RND justifica esta diferença através da utilização de dados mais recentes nos seus estudos de previsão da procura (dados reais até 2013) face ao que aconteceu nas previsões do RMSA-E 2013 (dados reais apenas até 2011). Embora seja justificável pelo desfasamento temporal dos dois planos, este aspeto constitui um ponto de fragilidade na coordenação entre a proposta de PDIRD-E 2014 e a proposta de PDIRT-E 2013, dado que este último perspetivou uma evolução do consumo igual ao cenário superior do RMSA-E 2013. A este propósito e em linha com o comentário do Operador da Rede de Transporte, as análises de impactos tarifários efetuadas pela ERSE consideraram, entre outros, o cenário Superior de consumo previsto no RMSA-E 2013 de modo a aproximar os critérios de avaliação das propostas de PDIRT-E 2013 e de PDIRD-E 2014.

No entanto, o maior crescimento do consumo previsto na proposta de PDIRD-E 2014 face ao RMSA-E 2013 não se reflete na análise comparativa às previsões da evolução da economia nacional apresentadas nestes dois documentos, acima referida.

No estudo da EDP SU para a previsão da procura de eletricidade para 2014-2019, usado como referência na proposta de PDIRD-E 2014, foram consideradas diversas variáveis explicativas para a evolução do consumo de eletricidade, designadamente o PIB, o consumo privado, o número de consumidores domésticos, o valor acrescentado bruto e o preço da eletricidade, com incidências diferentes em função do sector de atividade analisado.

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 2-5 e à Figura 2-6, onde são notórios diferentes impactes das previsões macroeconómicas nos níveis de consumo considerados na proposta de PDIRD-E 2014 e no RMSA-E 2013, designadamente através das seguintes observações:

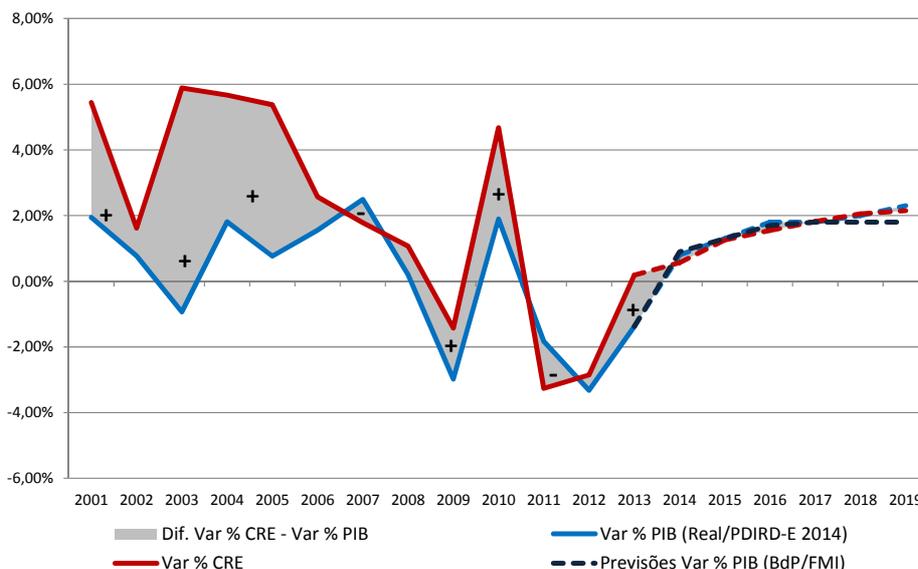
- O crescimento económico previsto na proposta de PDIRD-E 2014 até 2015 é inferior ao previsto no RMSA-E 2013, no entanto o consumo referido à emissão é idêntico;
- A partir de 2015, as previsões de crescimento económico são semelhantes em ambos os documentos (+2%), mas o consumo referido à emissão previsto na proposta de PDIRD-E 2014 é superior ao apresentado no RMSA-E 2013.

Dito de outro modo, a proposta de PDIRD-E 2014 tem implícito um aumento da intensidade elétrica do PIB³ face ao previsto no RMSA-E 2013, que se identifica pelas variações do consumo de energia elétrica superiores às variações do PIB. Observando a Figura 2-5, verifica-se que entre 2001 e 2013 este comportamento repetiu-se regularmente, com exceção do período compreendido entre 2007 e 2011⁴. No entanto, desde 2007, os ajustamentos no consumo de eletricidade são aderentes aos ajustamentos económicos traduzidos pela variação do PIB. Para os valores previsionais do consumo e da variação do PIB implícitos na anterior proposta de PDIRD-E 2012, este comportamento observado após 2007 não é substancialmente alterado.

³ Rácio entre o consumo de energia elétrica no referencial de saída dos centros electroprodutores e o PIB.

⁴ A transferência de autoconsumos para consumos da rede resultante da Portaria n.º 399/2002, 18 de abril, explica maioritariamente o comportamento observado em 2003.

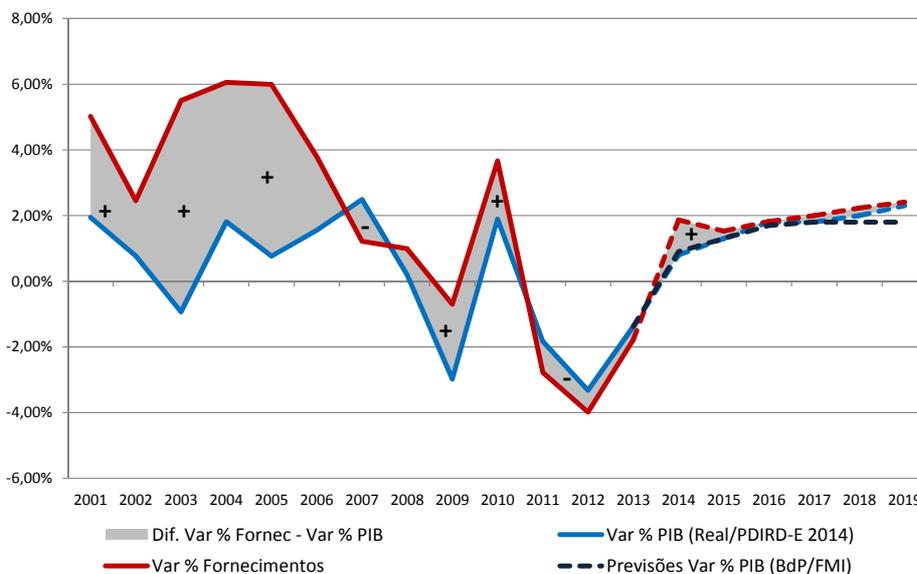
Figura 2-5 - Variação do consumo referido à emissão e do PIB



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

Na Figura 2-6 apresenta-se a mesma análise da figura anterior, mas considerando as variações das entregas de energia elétrica a clientes em substituição do consumo referido à emissão. As conclusões são similares exceto para os anos de 2012 a 2014. Com efeito em 2012 e 2013, observou-se um crescimento atípico das perdas nas redes de distribuição que explica diferentes tendências de evolução dos fornecimentos face ao consumo referido à emissão. No ano de 2014, além da evolução considerada pelo operador da RND para o consumo referido à emissão na proposta de PDIRD-E 2012 (+0,6%), constata-se que as percentagens de perdas na rede de transporte e na rede de distribuição assumidas são inferiores às ocorridas em 2013, facto que se reflete num crescimento mais acentuado dos fornecimentos.

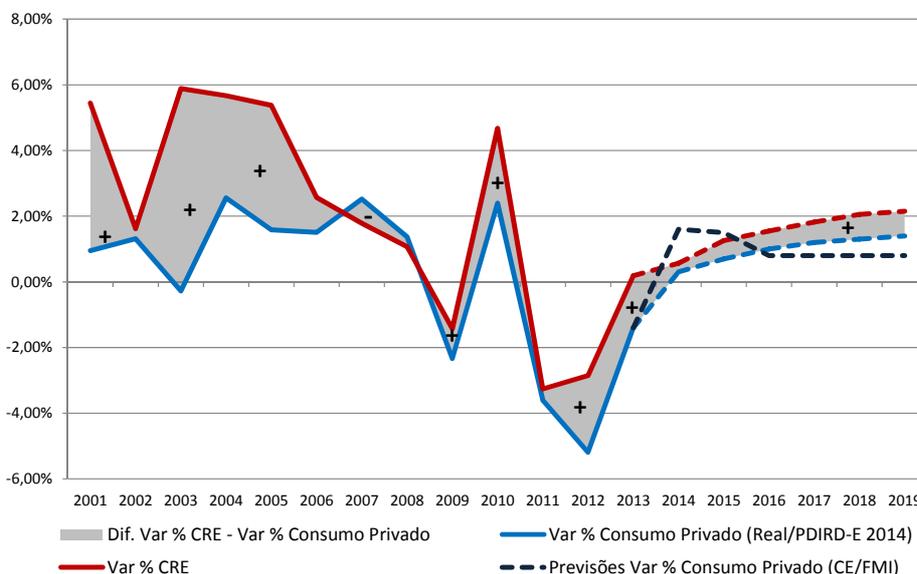
Figura 2-6 - Variação dos fornecimentos a clientes e do PIB



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

A Figura 2-7 e a Figura 2-8 apresentam uma análise similar, através da comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do consumo privado.

Figura 2-7 - Variação do consumo referido à emissão e do consumo privado

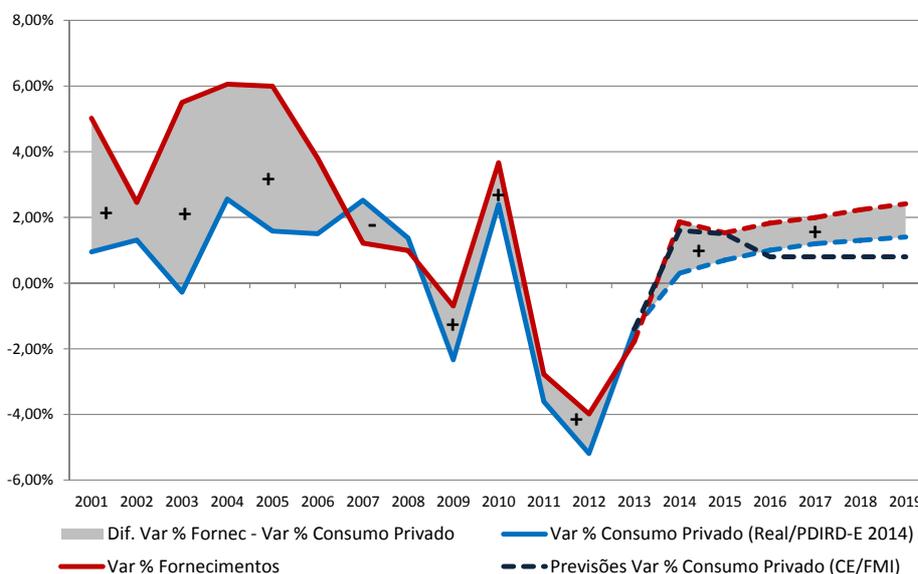


Fonte: Dados reais ERSE e INE, dados previsionais da proposta de PDIRD-E 2014, Comissão Europeia (CE) e FMI

Neste caso podemos observar que, a partir de 2007-2008, a correlação entre o consumo de eletricidade e o consumo privado parece ter-se reforçado face ao que acontece na análise com o PIB, havendo uma aproximação entre as taxas de variação das variáveis, nomeadamente quando se compara a variação

dos fornecimentos a clientes e com a variação do consumo privado (Figura 2-8). Entre 2008 e 2014 a variação dos fornecimentos a clientes observou taxas de variação ligeiramente acima das taxas de crescimento do consumo privado, exceto no último ano com dados reais, 2013, com taxas de crescimento muito próximas, de -1,4% para o consumo privado e de -1,78% para os fornecimentos a clientes. Para os valores previsionais do consumo privado e dos fornecimentos a clientes, implícitos na proposta de PDIRD-E 2012, este comportamento observado após 2007 é substancialmente diferente, com taxas de crescimento dos fornecimentos de eletricidade aos clientes sistematicamente superiores às taxas de crescimento do consumo privado. Este afastamento na evolução das taxas de crescimento das variáveis parece não ter aderência com o observado até 2013.

Figura 2-8 - Variação dos fornecimentos a clientes 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 maior aderência entre a evolução do consumo de eletricidade e a evolução do consumo privado, face ao sugerido pela análise da taxa de crescimento do consumo de eletricidade face ao crescimento do PIB. No entanto, tal não se reflete nas previsões de procura de energia elétrica da proposta de PDIRD-E 2014, que aparentam mais expansionistas do que a evolução prevista para o consumo privado.

2.1.2 EVOLUÇÃO DA PONTA

No que diz respeito às pontas de carga, o documento de proposta de PDIRD-E 2014 caracteriza a evolução histórica da ponta síncrona, que apresenta uma tendência decrescente ao longo dos últimos anos, em linha com o verificado no consumo nacional. No entanto, refere a proposta que “a previsão de evolução da ponta máxima para a rede de distribuição constante do mesmo estudo não é relevante para

o planeamento da rede. De facto, tendo em consideração que os projetos de investimento a definir para a RND têm influência local, no seu dimensionamento é utilizado o valor da ponta nas zonas em estudo, o qual é função da evolução da procura de energia e da utilização da ponta verificada nesse local”.

Segundo o operador da RND, foram sinalizadas zonas de potencial crescimento acentuado de cargas, na sequência de contacto com diversas entidades relativo a eventuais intenções de ligação à rede, tendo o operador concluído que “... para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar estrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores”.

2.1.3 OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NO PDIRD-E 2014

Em resumo, a ERSE tece as seguintes considerações sobre a procura de eletricidade adotadas na proposta de PDIRD-E 2014 para o período compreendido entre 2015 e 2019:

- As previsões do consumo de eletricidade adotadas estão associadas a variáveis explicativas, em particular indicadores macroeconómicos, que se perspetivam para o período em análise. Atendendo aos pressupostos macroeconómicos do estudo de previsão da procura de eletricidade da EDP SU em que a proposta de PDIRD-E 2014 se sustenta, constata-se que o cenário de consumo de eletricidade adotado se traduz num aumento da intensidade elétrica do PIB face ao RMSA-E 2013. O cenário de procura da proposta de PDIRD-E 2014 não deixa, contudo, de ser aderente à evolução da atividade económica prevista nesse mesmo documento. No entanto, a ERSE regista que este desfasamento entre as previsões do consumo das propostas de PDIRD-E 2014 e de PDIRT-E 2013, em particular de 2016 em diante, constitui um ponto a ser analisado na coordenação entre estes dois planos, o qual poderá ser melhorado em ocasiões futuras;
- A apresentação de diferentes cenários de evolução da procura (por exemplo central, superior e inferior), associados às respetivas consequências no plano de investimento, permitiria avaliar a sensibilidade da proposta de PDIRD-E em relação à procura e ter uma perceção mais rigorosa dos custos de investimento para cada contexto específico. Considera-se que este é um ponto de melhoria para propostas futuras de PDIRD-E, aspeto que também foi referido por outros intervenientes na Consulta Pública.
- Ao contrário da rede de transporte, as pontas síncronas de carga na rede de distribuição não são um *driver* essencial para o planeamento dos investimentos na rede de distribuição. Para estas redes a análise das pontas de carga tem de ser efetuada a nível local, por subestação ou ponto de entrega, em consonância com as análises realizadas pelo operador da RND, admitindo-se estas análises de âmbito local deverão ser coerentes com as demais previsões de âmbito nacional;

- A evolução moderada que se perspectiva para a procura é um dos fatores justificativos para o decréscimo do nível de investimento na rede de distribuição face ao passado, posição partilhada por alguns intervenientes na Consulta Pública. No entanto, de 2016 em diante o cenário de consumo da proposta de PDIRD-E 2014 mais otimista que o do RMSA-E reflete uma maior contenção dos proveitos unitários do operador da RND;
- No médio e longo prazo há no entanto que considerar novos fatores que terão impactos no consumo de eletricidade e nas pontas de carga a que as redes de distribuição serão sujeitas, os quais poderão ter sentidos opostos, designadamente:
 - i. A alteração gradual da estrutura de consumo de energia primária dos países europeus, decorrente de políticas energéticas e ambientais da União, com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade, passando as redes de distribuição a incorporar uma parcela significativa desta capacidade de produção;
 - ii. A eletrificação gradual do setor dos transportes poderá originar novos consumos de eletricidade dirigidos à rede de distribuição;
 - iii. A implementação de medidas de promoção da eficiência energética;
 - iv. A implementação de *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.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no ponto 7.2 deste Parecer são apresentadas análises com os investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014 em apreço, considerando o cenário de consumo nele perspectivado, mas também com outros cenários de consumo 7.1.

3 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRD-E 2014 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 e atender em particular:

- A evolução prevista dos consumos e potências das instalações.
- Os níveis de perdas na rede de distribuição.
- O desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica.
- A redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- A redução dos custos operacionais.

3.1 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO

Para efeitos do planeamento das redes de distribuição em AT e MT, que resultou na proposta de PDIRD-E 2014, o operador da RND refere ter adotado três vertentes como princípios básicos:

- Exigências regulamentares: garantia de capacidade na rede para receção e entrega de eletricidade; cumprimento das disposições do RQS; facilitar a gestão da procura e da produção distribuída; coordenação entre planeamento da RND, da RNT e redes de distribuição em BT; observar as orientações de política energética.
- Restrições técnicas: respeitar os padrões de segurança e evitar que os equipamentos sejam explorados acima da sua capacidade técnica; verificação de limites admissíveis de sobrecarga de equipamentos; a garantia de potência de ligação a clientes sem sobrecargas e variações de tensão; garantia de reserva N-1 (mais exigente nas Zonas A definidas no RQS) e a reposição dos valores regulamentares de tensão.
- Avaliação técnico-económica: conjunto de estudos que identificam as necessidades de rede e comparam os custos e os benefícios associados a projetos alternativos, permitindo ao operador da RND selecionar a opção mais eficiente e adequada.

A proposta do 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).

Assim, o operador da RND refere que os projetos de investimento que são apresentados na proposta de PDIRD-E 2014 correspondem àqueles que, para cada necessidade de rede identificada, apresentavam a melhor relação benefício/custo positiva.

O operador da RND 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 7-B à proposta de PDIRD-E 2014.

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 (1,5 €/kWh).

CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRD-E 2014 apresenta no Anexo 7 um conjunto de estudos (sumários-executivos) a que a ERSE teve acesso, 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 referidas atrás na 3ª vertente, são adotados na seleção dos projetos 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.
- Melhoria da qualidade de serviço global e redução de assimetrias.
- Aumento de eficiência da rede, tendo presente as 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.

3.1.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E AO PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

A atual proposta de PDIRD-E 2014 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 a evolução da atual proposta face a exercícios passados, com a identificação das variáveis económicas de valorização quer em termos de redução de energia não distribuída, quer de redução de perdas técnicas.

A ERSE saúda igualmente a inclusão na atual proposta de PDIRD-E 2014 do impacto esperado de cada projeto de investimento, através das fichas de caracterização, nomeadamente em termos de grandezas físicas. A descrição que é feita dos projetos e as respetivas fichas de caracterização representam um valor acrescentado e constitui um exemplo de uma boa prática.

A ERSE recomenda ainda que, em termos de utilização dos equipamentos acima dos valores regulamentares, o operador da RND fundamente a necessidade de novo investimento indicando qual a relação entre a duração da utilização acima desses limites e a opção pela decisão de investimento.

Adicionalmente, a ERSE sublinha a não disponibilização de informação sobre a redução de perdas por nível de tensão e respetiva valorização, situação que espera ver resolvida na próxima proposta de PDIRD-E que vier a ser preparada. Considera-se que esta informação estará disponível nomeadamente após a conclusão do programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD).

Em termos de coordenação, a proposta de PDIRD-E 2014 refere a importância em garantir a articulação com o planeamento da RNT na seleção dos projetos, ainda que os pressupostos entre os 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 os efeitos de ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND. Assim, em cenários de forte produção distribuída e baixo consumo, é previsível um maior número de inversões do sentido de trânsito da energia e 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.

Finalmente, com o objetivo de introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E, a ERSE propõe-se analisar em conjunto com o operador da RND a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análise benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados, o que permitirá conhecer um *ranking* e avaliar os projetos por ordem de prioridade. Sendo claros os princípios pelos quais se regem o planeamento e a seleção de investimentos, não é possível, apesar dos grandes melhoramentos introduzidos na proposta atual, analisar a sua aplicação.

3.2 ANÁLISES DE RISCO E DE SENSIBILIDADE

Para além de procurar dar resposta às necessidades de rede, através dos projetos de investimento propostos, este exercício de planeamento do operador da RND também inclui uma avaliação de riscos. Neste âmbito, a proposta de PDIRD-E 2014 avalia o risco associado ao não cumprimento dos objetivos globais da proposta de PDIRD-E 2014, mas também o risco equivalente associado a cada um dos vetores de investimento, inerente às incertezas sobre os cenários que servem de pressuposto aos investimentos propostos. Nesse particular, a empresa disponibiliza no Anexo 7.H da proposta de PDIRD-E 2014, o estudo “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”.

Segundo a empresa, o estudo permitiu concluir que, tendo em conta a interdependência entre a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios resultantes, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é insignificante.

O operador da RND refere que o facto de o PDIRD-E ser revisto a cada 2 anos permite mitigar o impacto de alterações dos pressupostos decorrentes do ciclo económico. Por outro lado, a maior duração da vida útil dos projetos face aos ciclos económicos implica, igualmente, uma mitigação o risco de um menor benefício face ao estimado em determinados momentos da vida útil dos projetos.

3.2.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE

Apesar de, no geral, a ERSE concordar com os princípios subjacentes à análise de risco apresentada pelo operador da RND, muito vocacionada para o cumprimento dos objetivos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014, seria útil que a proposta incluísse adicionalmente uma análise de sensibilidade a outros fatores que influenciam as necessidades de investimento, tais como a evolução do consumo e da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.

Assim, a ERSE perspetiva que sejam realizadas análises de sensibilidade, por exemplo, a mais cenários de procura, ou de oferta de capacidade, grau de utilização dos equipamentos, e que em função dos mesmos, seja associada a cada cenário simulado uma proposta de projetos de investimentos, de modo a que seja possível identificar as necessidades de investimento mais urgentes e aquelas que serão necessárias somente se determinados cenários se concretizarem.

Provavelmente, esse exercício é já hoje realizado pelo operador da RND quando analisa as diferentes alternativas possíveis para dar resposta a cada uma das necessidades da rede e seleciona um determinado projeto de investimento. O que se sugere é que, para propostas futuras de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar esse trabalho do operador da RND, se conheçam de algum modo as diferentes alternativas consideradas e se consiga demonstrar que os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

Do mesmo modo, será útil que, em termos de decisões de renovação de ativos de rede e dos projetos de investimento relacionados, sejam identificados 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. A ERSE reconhece que esta análise já é realizada pelo operador da RND, mas não é perceptível na proposta quais os indicadores e os seus limites, que justificaram as decisões tomadas neste domínio. Mais uma vez, justifica-se encontrar uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da RND que permita demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas.

Tendo em conta a incerteza associada a um exercício de planeamento, intervenientes na Consulta Pública aconselharam a apresentação de um balanço intercalar da execução e dos resultados obtidos a meio do período de vigência do PDIRD-E.

3.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE À CARATERIZAÇÃO DE CUSTOS APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

A proposta de PDIRD-E 2014 apresenta, para o período 2015-2019, informação económica relativa ao custo do investimento a realizar, desagregada por programas de investimento e por cada um dos projetos individualmente.

A informação é apresentada no referencial de custos primários (custos sem consideração dos custos de gestão e estrutura e dos encargos financeiros). No entanto, dada a representatividade significativa dos custos de gestão e estrutura e dos encargos financeiros no total dos investimentos, sugere-se de futuro a apresentação destes valores.

Além disso, não são indicados outros elementos essenciais à análise do nível de investimento e respetivo impacte em proveitos: (i) valores de investimento específico e não específico que permitam o cruzamento com o investimento total previsto pela empresa para outros efeitos, nomeadamente, para o cálculo de tarifas e (ii) dados sobre a entrada em exploração dos investimentos. A necessidade de uma melhor caracterização e harmonização da informação financeira relativa aos custos de investimentos foi realçada na consulta pública por muitos dos agentes que responderam à Consulta Pública.

No que se refere à imputação de custos de cada projeto aos diferentes vetores estratégicos de investimento, o operador da RND segue uma linha de orientação que atribui à generalidade dos projetos de um programa de investimento, uma distribuição percentual de custos fixa.

À exceção dos programas de investimento associados a um único vetor, verifica-se que, em geral, os programas de investimento são transversais aos vários vetores e, por isso, existe uma componente de custo associada a cada um dos vetores. A ERSE recomenda que o operador da RND fundamente essa distribuição descrevendo o racional adotado.

3.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE À CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

O operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2014, 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 quatro vetores referidos”.

Face à proposta de PDIRD-E 2012 e à informação aí disponibilizada sobre os benefícios globais do plano, a ERSE saúda a inclusão na proposta de PDIRD-E 2014 de informação adicional acerca dos benefícios estimados (em termos de grandezas físicas) associados a cada projeto de investimento, nomeadamente em termos de melhoria dos indicadores de continuidade (energia não distribuída) de serviço e redução de perdas.

No que diz respeito ao indicador “Energia Não Distribuída”, o seu valor resulta da soma do valor de “Energia não distribuída”, resultante de interrupções de fornecimento, com o valor da “energia distribuída” que se prevê que venha a ocorrer em regime de sobrecarga das instalações ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar.

Por outro lado, o operador da RND separa os benefícios associados à não degradação da qualidade de serviço que resulta dos projetos de investimento propostos que pretendem compensar a degradação natural da rede. Os restantes projetos para melhoria da qualidade de serviço incluem os que visam o reforço à garantia da reserva de N-1 em sedes de concelho, o aumento da resiliência das redes sujeitas

a fenómenos climatéricos extremos, a redução de assimetrias da qualidade de serviço das linhas MT e a instalação de equipamento de telecomando nas redes MT e em especial nas zonas pior servidas.

A outra componente de benefícios referida na proposta de PDIRD-E 2014 diz respeito à redução de perdas elétricas nas redes de distribuição em AT e MT.

Apesar de já ser muito positiva a evolução apresentada nesta proposta de PDIRD-E 2014, considera-se ser ainda possível melhorar a apresentação da monetização dos benefícios de cada projeto, não se ficando somente pela referência genérica da valorização que já foi referida associada aos princípios de planeamento referidos anteriormente.

Assim e de igual modo como são divulgados os custos (em unidades monetárias), em futuras propostas de PDIRD-E, a ERSE sublinha que deveriam ser divulgados os benefícios monetizados dos projetos de investimento não os apresentando somente em termos de grandezas físicas. Esta opção de informação permitirá validar a relação benefício - custo positiva associada a cada projeto que justificou a sua seleção. Estes benefícios poderão naturalmente ser apresentados sob a forma de intervalo de valores, tendo em conta a sensibilidade dos resultados face a diferentes cenários possíveis.

Finalmente a ERSE sublinha a ausência de qualquer referência aos benefícios esperados relativos ao vetor “eficiência operacional”, onde está previsto um aumento significativo do investimento. Assim, a ERSE recomenda que sejam identificados e quantificados os benefícios decorrentes dos programas propostos para este vetor estratégico de investimento, os quais devem ser devidamente fundamentados, uma vez que incluem investimentos de maior risco, com impacto direto nos custos operacionais e nas tarifas (CAPEX e OPEX).

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 ORD.

3.5 MONTANTE DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de PDIRD-E 2014, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da proposta de PDIRD-E 2014, 2015-2019, quer em termos globais, quer individualizada 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 ou a uma zona geográfica. A análise breve dos investimentos destes diversos pontos

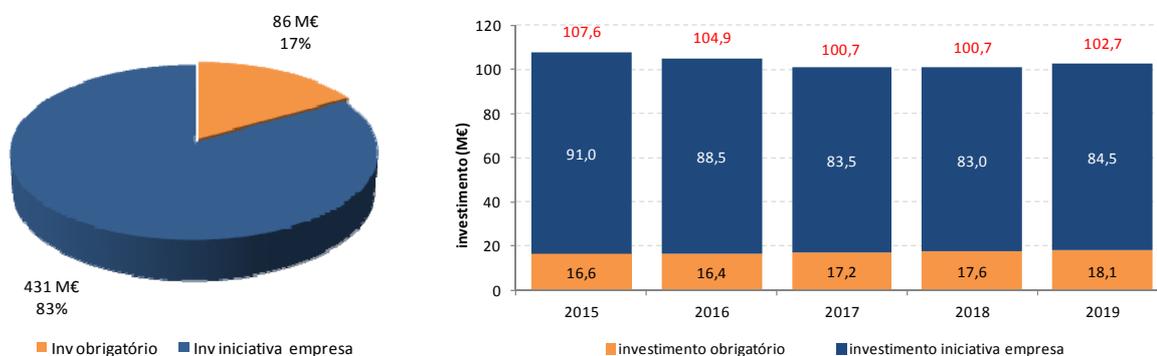
de vista é apresentada nos próximos pontos deste capítulo. Por sua vez, nos capítulos 4 a 6 é vista em detalhe a análise da perspectiva dos vetores de investimento.

A proposta de PDIRD-E 2014 apresenta igualmente informação detalhada de cada projeto, contendo a descrição física das obras, o custo total do projeto, os programas de investimento associado, a fundamentação do projeto, bem como os benefícios esperados e a desagregação temporal dos custos associados, desde o início até à conclusão do mesmo, ou seja num horizonte mais largo que o período de 2015 a 2019 abrangido pela proposta de PDIRD-E 2014.

3.6 INVESTIMENTO GLOBAL PROPOSTO AO LONGO DO PERÍODO 2015-2019

O investimento proposto pelo operador da RND (a custos primários) totaliza cerca de 517 M€, desagregados na proposta de PDIRD-E 2014 em Investimento Obrigatório (86 M€) e Investimento de Iniciativa da Empresa (431 M€), este último representando mais de 80% do investimento total e compreendendo a quase totalidade dos programas de investimento.

Figura 3-1 - Investimento global apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 para o período 2015-2019



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2014

3.6.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A proposta de PDIRD-E 2014 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 2014, o operador da RND considera ainda 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 2014. Já no que diz respeito à restante parcela de investimento obrigatório, é proposto um investimento de cerca de 58 M€.

No total, o operador RND prevê um investimento de cerca de 86 M€. No entanto, de acordo com a informação contida na proposta de PDIRD-E 2014, as participações financeiras totalizam quase 59 M€, o que significa um acréscimo de CAPEX de 27,1 M€ entre 2015 e 2019. A acrescentar a este investimento, está previsto ainda uma participação em espécie superior a 34 M€, o que significa um volume de investimento em ativos de rede para a totalidade do período de abrangência do plano de cerca de 120 M€.

De acordo com a empresa, face ao passado recente, verifica-se uma redução do investimento proposto na proposta de PDIRD-E 2014 que é determinada quer pelo período de austeridade que o país atravessa, quer pelas 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 3-1 - Investimento Obrigatório previsto no período 2015-2019

Investimento Obrigatório (milhões de euros)	Média 3 últimos anos	PDIRD 2015-2019					
		2015	2016	2017	2018	2019	Total 2015 - 2019
Redes AT	2,5	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	10,4
SE's + Redes MT	13,9	10,9	10,8	11,5	11,9	12,4	57,6
Eq. Contagem AT + MT	4,2	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	17,9
Contadores	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	8,8
Eq. Acessór	2,3	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	9,1
Total Realização EDP Distribuição (1)	20,5	16,6	16,4	17,2	17,6	18,1	85,9
Comp. Financeiras AT + MT	10,3	9,9	11,0	12,1	12,6	13,1	58,8
AT	5,1	4,9	5,4	6,0	6,2	6,5	29,0
MT	5,2	5,0	5,6	6,1	6,4	6,6	29,7
Comp. Espécie AT + MT	7,4	5,9	6,2	7,0	7,4	7,7	34,2
AT	0,9	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	4,2
MT	6,5	5,1	5,5	6,1	6,5	6,8	30,0
CAPEX EDP Distribuição (Obrigatório)	10,3	6,7	5,3	5,0	5,0	5,0	27,1
Ativos Acrescentados à Rede	27,9	22,5	22,6	24,2	25,0	25,9	120,1

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

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.

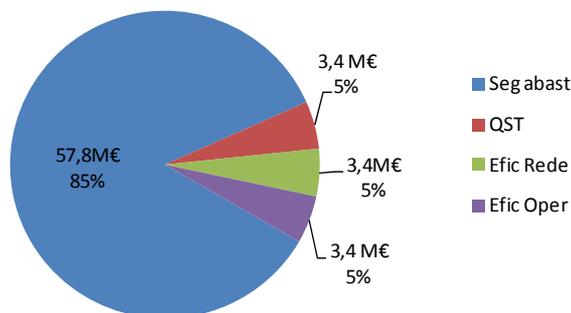
Na atual proposta de PDIRD-E 2014, o operador da RND refere a necessidade de melhorar a estimativa dos montantes de investimento obrigatório e das comparticipações, tendo contratado uma instituição académica (INESC Porto) para o desenvolvimento de um novo modelo de estimação, o que, com base em dados de 2012, resultou na indicação de uma previsão dos valores de investimento obrigatório e de comparticipações para o período 2015-2019.

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.

Segundo o operador da RND, os resultados obtidos pelo modelo, para o investimento obrigatório, sugerem a existência de uma atividade económica decrescente nos próximos anos, seguida de uma recuperação nos anos seguintes (a partir do ano de 2017).

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 3-2. Uma vez que os projetos associados não são passíveis de ser identificados *ex-ante*, o operador apenas estima o montante para a totalidade do programa de investimento (68M€).

Figura 3-2 - Distribuição dos custos em investimento obrigatório por vetor de investimento



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2014

3.6.2 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 2014 inclui cerca de 110 projetos individualizados por instalação e local, e mais 20 projetos que não podendo ser individualizados, são apresentados de forma agregada. Estes projetos são depois classificados por vetores estratégicos de investimento (4), programas de investimento (15), finalidades de rede (4) e zona geográfica (3).

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

3.7 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR VETORES DE INVESTIMENTO

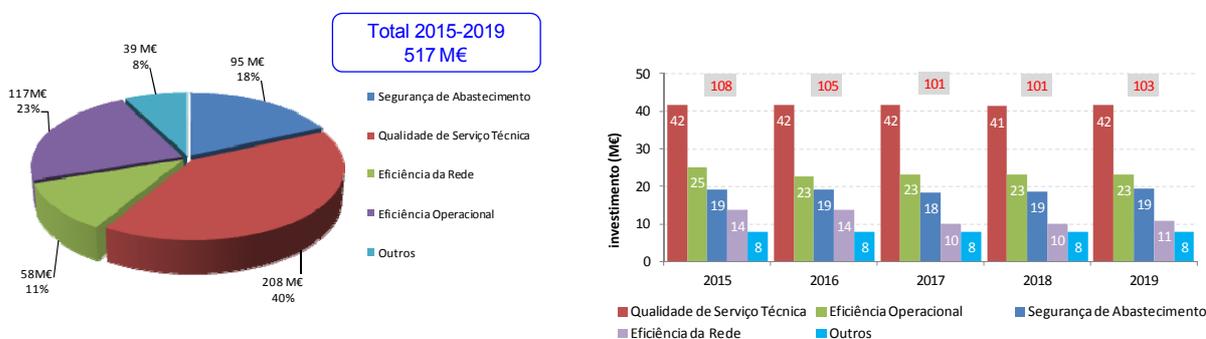
Em termos de organização, a proposta de PDIRD-E 2014 identifica quatro vetores estratégicos de investimento que agregam necessidades específicas e que agregam, cada um, vários programas de investimento, de iniciativa da empresa ou obrigatório. Cada programa de investimento contém os projetos específicos, que podem ou não ser desagregados individualmente e que dão resposta a uma finalidade de rede específica.

O investimento total de iniciativa da empresa totaliza cerca de 430 M€, distribuídos pelos seguintes vetores estratégicos de investimento, Figura 3-3:

- 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.

Existe um quinto vetor (outros) que engloba os investimentos que não possam ser classificados nos quatro vetores anteriores.

Figura 3-3 - Investimento de iniciativa da empresa proposto para o período 2015-2019



Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2014

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

No Quadro 3-2 identifica-se a contribuição de cada programa de investimento para os vários vetores de investimento, de acordo com a proposta de PDIRD-E 2014.

Quadro 3-2 - Desagregação dos programas de investimento por vetor estratégico

Programas de Investimento	nº de projetos		Vetores de investimento					
	individuais (108)	agregados (35)	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Outros	
obrigatório	Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	0	1	85%	5%	5%	5%	
	Inv. Obrigatório (só contadores)	0	1					100%
investimento de iniciativa da empresa	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	16	2	10%	60%	10%	20%	
	Desenvolvimento de Rede	34	2	20%	30%	45%	5%	
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	21	4	7%	80%	6%	7%	
	Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	0	3		70%		30%	
	Investimento Inovador	0	10				100%	
	Automação e Telecomando da Rede MT	29	1		90%		10%	
	Programa de Investimento Corrente Urgente	0	1	10%	20%	10%	40%	20%
	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	0	3		70%		30%	
	Beneficiações Extraordinárias	0	1	10%	20%	10%	40%	20%
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	8	1	20%	20%	55%	5%	
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	0	1		30%			70%
	Ligação de PT	0	1	60%	10%	20%	10%	
	Aquisição de Terrenos para Subestações	0	1	20%	30%	45%	5%	
	Promoção Ambiental	0	1					100%
	Instalação de Telecontagem em PTD	0	1				100%	

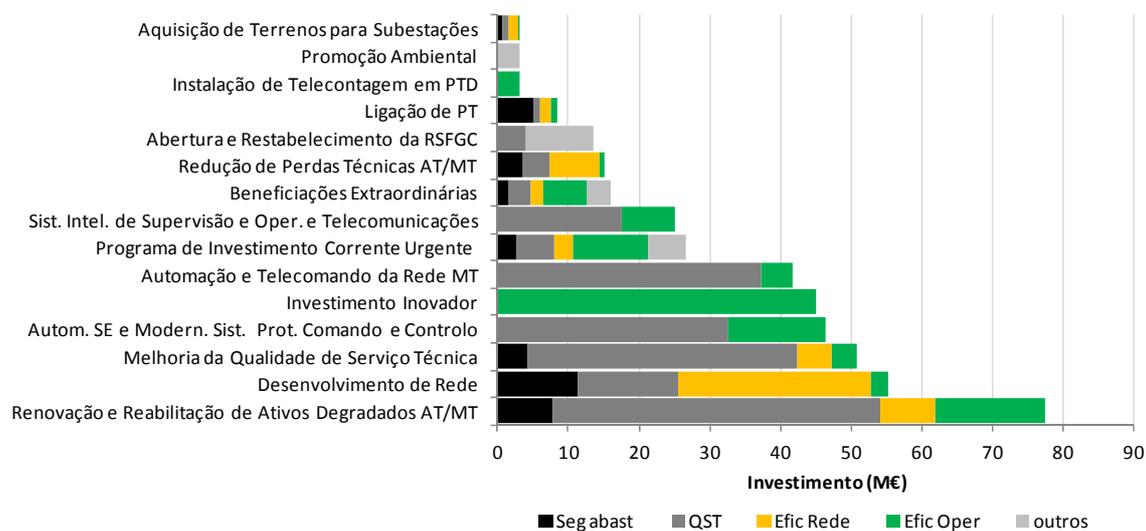
Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

3.8 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

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

Os programas de investimento distribuem-se pelos diferentes vetores de investimento, de acordo com o apresentado na Figura 3-4. Por outro lado, estes programas abrangem não apenas os projetos individuais mas, igualmente, os projetos de âmbito nacional que não podem ser desagregados.

Figura 3-4 - Desagregação do investimento de iniciativa da empresa por programa de investimento



Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2014

3.9 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR FINALIDADE E ÁREA GEOGRÁFICA

A descrição de cada projeto, apresentada pelo operador da RND no capítulo 6 da proposta de PDIRD-E 2014, efetua-se em função da 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

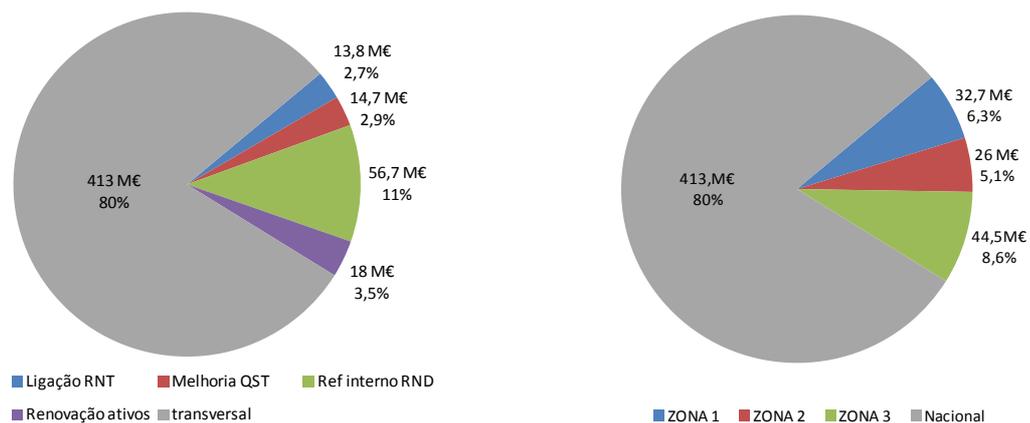
À exceção da ligação a instalações de consumo e centros electroprodutores, para a qual a proposta não apresenta informação económica, a cada projeto corresponde apenas uma finalidade.

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.

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 3-5 apresenta a distribuição do Investimento de Iniciativa da Empresa por finalidade de rede e por zona geográfica.

Figura 3-5 - Desagregação do investimento de iniciativa da empresa por finalidade e zona geográfica



Fonte: Dados a partir da proposta de PDIRD-E 2014

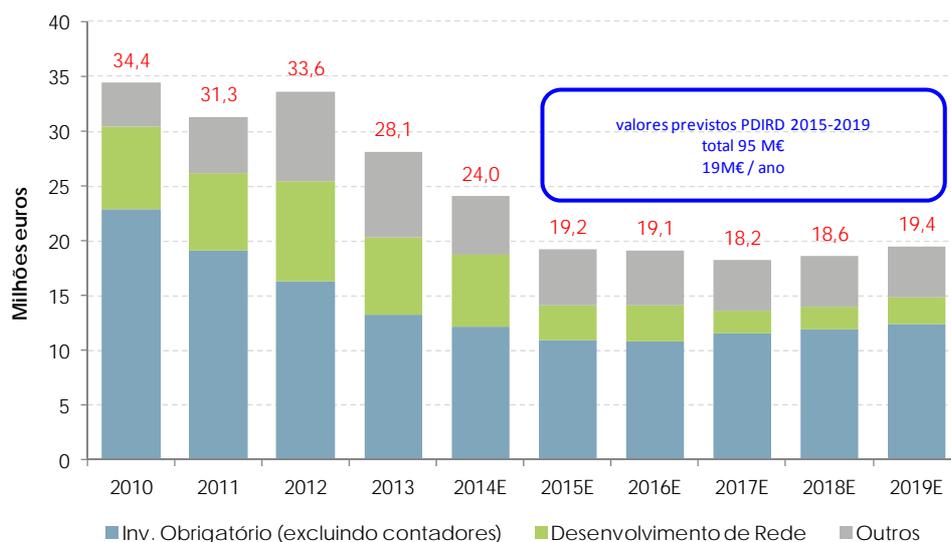
4 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento” assegura a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões regulamentares e de segurança, tendo em conta as solicitações formuladas por produtores e consumidores da RND, nomeadamente a alimentação de consumidores ligados diretamente às redes de distribuição em AT e MT, bem como a alimentação das 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 2015-2019 a proposta de PDIRD-E 2014 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 (2015-2019), o operador da RND propõe um investimento de 95 M€ (18% do investimento total do plano), o que corresponde a uma média anual de 19 M€ e a uma redução de 35% face ao investimento médio verificado no período 2012-2014 (29 M€/ano). 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”.

Figura 4-1 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

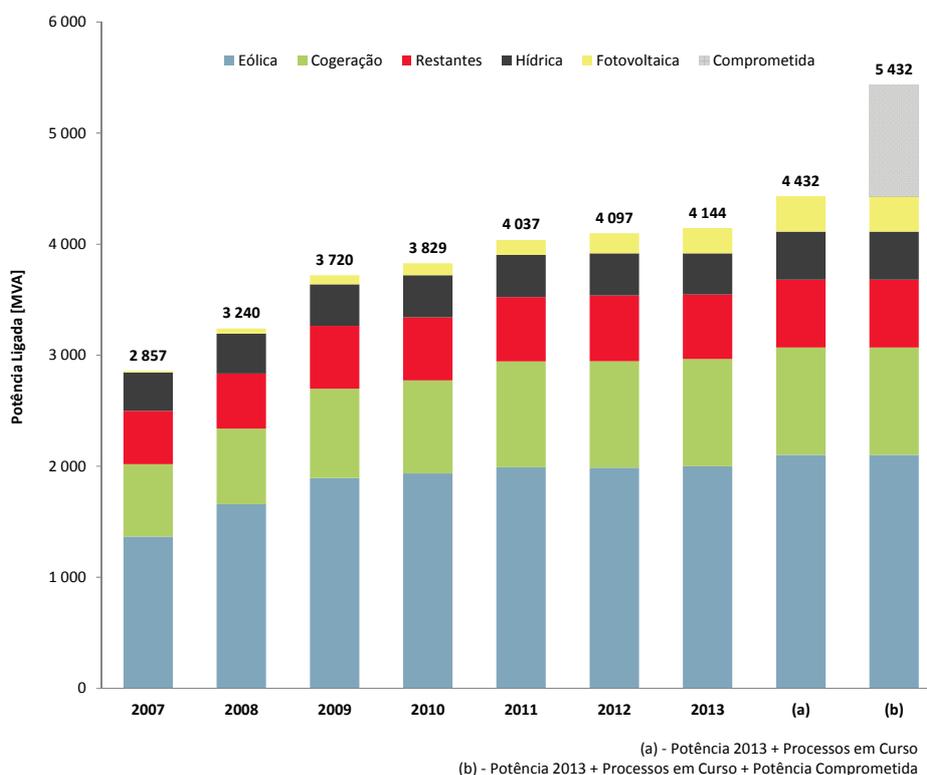
4.1 LIGAÇÕES A CENTROS PRODUTORES

4.1.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

A proposta de PDIRD-E 2014 refere que o investimento obrigatório previsto para a rede AT diz respeito a projetos de investimento que permitam 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 2014, no final de 2013 estariam ligados à RND 4,6 GW, dos quais 4,1 GW em PRE⁵. Este valor traduz, segundo o operador da RND, um nítido abrandamento do crescimento da nova capacidade ligada às redes de distribuição, que se observa desde 2009, Figura 4-2.

Figura 4-2 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

⁵ Segundo a proposta de PDIRD-E 2014, nos dados apresentados estão também incluídos os produtores ligados na rede BT, pelo que mesmo indiretamente a potência aí gerada naturalmente impacta na RND.

4.1.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2014 que, para além da capacidade já instalada até final de 2013, está prevista ainda a ligação de 300 MW adicionais, já em construção. Refere ainda que existe cerca de 1GW de capacidade de produção com pontos de receção já atribuídos mas cuja construção ainda não se iniciou. Assim, no total, o operador da RND estima que o total de produção distribuída comprometida (ligada ou já atribuída) totalize valores da ordem dos 6 GW.

Para além de ter capacidade para satisfazer estes compromissos já assumidos, o operador da RND refere como expectável que a RND possa, no final de 2016, oferecer uma capacidade de receção da ordem dos 6900 MW para novas ligações, ou seja, permitindo aumentar para mais do dobro a atual capacidade já comprometida. Assim, o operador da RND justifica não ser necessário considerar na proposta de PDIRD-E 2014 nenhum investimento adicional relativo à ligação futura de produtores.

Na proposta de PDIRD-E 2014, é ainda referida a necessidade futura de ligação de 80 MW relativos à zona piloto para energias oceânicas. 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.

4.1.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE A LIGAÇÃO DE CENTROS PRODUTORES APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

A ERSE faz notar a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução de nível local, já que são expectáveis ritmos de penetração diferenciados geograficamente de produção distribuída.

Nesse mesmo sentido, a ERSE salienta que a importância de acompanhar o impacto da evolução da capacidade instalada de produção distribuída ligada às redes de BT em situações de inversão de trânsito e em que sentido essa inversão de fluxos pode afetar os investimentos nas redes MT. Para além da informação já hoje disponibilizada, futuras propostas de PDIRD-E poderão identificar, para cada subestação, informação adicional relativa à capacidade de produção distribuída a partir da qual seria necessário efetuar novos investimentos.

4.2 LIGAÇÕES A INSTALAÇÕES DE CONSUMO

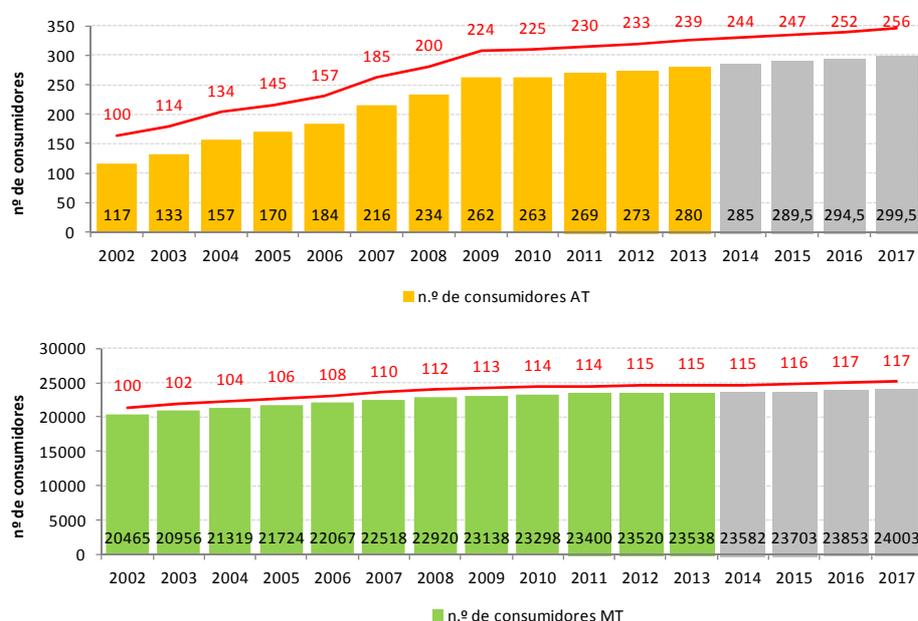
4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

O operador da RND refere que devido à necessidade de melhorar a estimativa dos montantes de investimento obrigatório em ligações a instalações de consumo, contratou uma instituição académica de Investigação e Desenvolvimento (INESC Porto) para o desenvolvimento de um novo 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.

Na Figura 4-3 é apresentada a evolução histórica e a evolução 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 2013 correspondem a valores efetivamente ocorridos e os valores correspondentes aos anos de 2014 a 2017 são previsões incluídas na proposta de PDIRD-E 2014.

Figura 4-3 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

4.2.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND não apresenta a desagregação de qualquer projeto de investimento relativo à ligação de novos clientes. No entanto, o operador da RND refere a redução das necessidades de investimento face ao passado recente, como resultado do novo modelo de estimação do investimento, o qual face à austeridade que o país atravessa, não sugere um aumento das necessidades de rede em termos de aumento do consumo ou carga.

4.3 OUTROS PROJETOS PREVISTOS NO INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

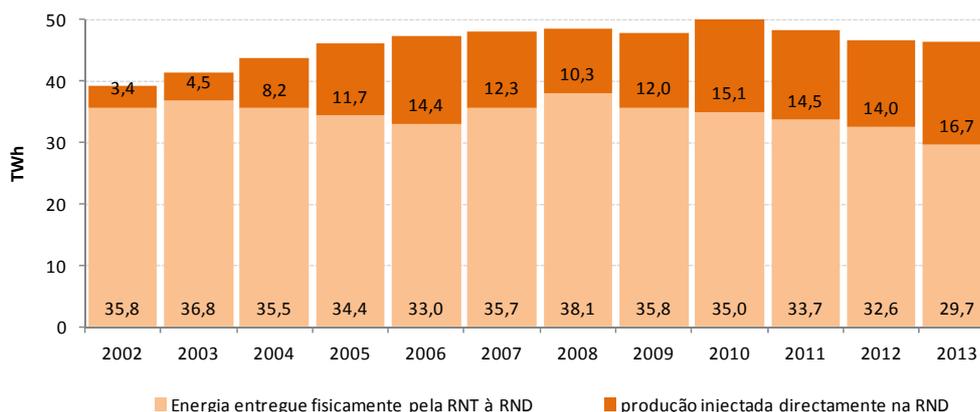
Como referido no capítulo anterior, o operador da RND individualiza o investimento obrigatório relativo à instalação de contadores nas redes de AT e MT de todo o restante investimento, num total de cerca de 18 M€. Contudo, a atual proposta de PDIRD-E 2014 não inclui qualquer outra informação adicional sobre este programa de investimento, situação que deveria ser revista, nomeadamente através das fichas em anexo.

4.4 LIGAÇÕES À RNT

4.4.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

Segundo a proposta de PDIRD-E 2014, até final de 2014 deverão existir 64 ligações (ou pontos de entrega - PdE) entre a RND e a RNT, incluindo uma linha MAT transfronteiriça. Segundo o operador da RND, as novas ligações à RNT permitem 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 4-4 - Evolução da energia entrada nas redes de distribuição na RND a partir da RNT e da produção distribuída



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE, Operador da RNT

4.4.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

De acordo com o operador da RND, os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014, os quais resultam de compromissos assumidos com o operador da RNT, de 6 novas ligações a pontos injetores da rede de transporte, 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. Paralelamente a estes investimentos, o operador da RND refere a intenção de encerramento de 2 pontos injetores monoalimentados, na sequência da reformulação da alimentação às subestações da RND com projetos de duplicação de alimentação.

Em termos de projetos individuais, no triénio 2015-2017 destaca-se o novo injetor do Alto de São João (2015) que irá abastecer 4 subestações na região de Lisboa com 11% da potência de transformação da cidade de Lisboa, que fica em risco na sequência de um incidente noutra ponto injetor. Igualmente por razões de reserva N-1, é proposto o novo injetor de Alcochete (2016) para fazer face à perda estrutural de reserva N-1 pela atual rede AT, na sequência do aumento dos consumos da zona. Pelas mesmas razões, é proposto um novo ponto injetor em Ourique (2016), associado à perda de fiabilidade da reserva N-1 na rede AT existente (com mais de 100km de comprimento e estabelecida há mais de 50 anos).

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, sem prejuízo do adiamento de alguns painéis, na sequência da redução das estimativas dos consumos servidos pela rede de distribuição AT.

4.4.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE ÀS LIGAÇÕES À RNT APRESENTADAS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

Na linha dos comentários da ERSE aquando do Parecer à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE entende que se devem realizar todos aqueles projetos que, a realizar-se até 2017, 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. Saliencia-se, no entanto, que os investimentos só deverão ser concretizados após serem justificados por estudos de diferentes cenários possíveis de evolução local de consumo, e aonde, para cada nível de evolução, sejam identificadas as necessidades de investimento, não devendo ser consideradas análises de agregados alargados de projetos em que os cenários que os justificam apresentem probabilidade de ocorrência muito baixa nos próximos anos.

Deste modo, saúda-se a decisão assumida na proposta de PDIRD-E 2014 pelo operador da RND que refere que, no caso dos novos pontos injetores Divor e Pegões, os mesmos podem vir a ser adiados, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base à necessidade identificada no passado da sua instalação ou, no caso do injetor de Vila do Conde, na sequência da diminuição dos consumos na região.

Finalmente é de referir que a atribuição de potência a novos projetos de produção que se venham a ligar na RND terá que ser compatível com as capacidades desta rede, disponíveis na proposta de PDIRD-E 2014 mas também com as capacidades a montante disponíveis na RNT. Assim, o valor total de potência a ter em conta para a ligação de novos centros electroprodutores a um determinado conjunto de instalações da RND, pertencentes à área de influência de uma mesma subestação da RNT não deverá ultrapassar a capacidade de receção máxima desta instalação (da RNT e publicadas por este operador).

4.5 SEGURANÇA DE OPERAÇÃO DA RND

Segundo o operador da RND, para o dimensionamento da RND e capacidade dos diversos componentes da rede, é determinante a 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.

Para o correto dimensionamento da RND é necessário antecipar os valores da potência de ponta em cada zona ou área de abrangência de uma determinada subestação, seja decorrente da evolução dos consumos ou seja resultado da identificação de zonas localizadas de crescimento mais acelerado.

Em termos de padrões de segurança, a proposta de PDIR-E 2014 refere como fatores motivadores de 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 definida como estratégia a instalação de novas subestações para garantia de reserva N-1 às capitais de distrito (zonas A), em caso de falha de uma subestação.

4.5.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

A proposta de PDIRD-E 2014 apresenta informação física que permite uma caracterização da rede de distribuição em AT e MT no final de 2014, 2016 e 2019. Em anexo à proposta de PDIRD-E 2014 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 4-5 ilustra-se a evolução da extensão das redes de distribuição em AT e MT efetivamente ocorrida entre 2002 e 2013 e, com cor diferenciada, os cenários previstos relativos ao final de 2014, 2016 e 2019, de acordo com as previsões incluídas na proposta de PDIRD-E 2014. Os valores históricos de 2002 a 2013 constam de informação anteriormente recebida pela ERSE.

Figura 4-5 - Evolução do comprimento das redes de distribuição em AT e MT

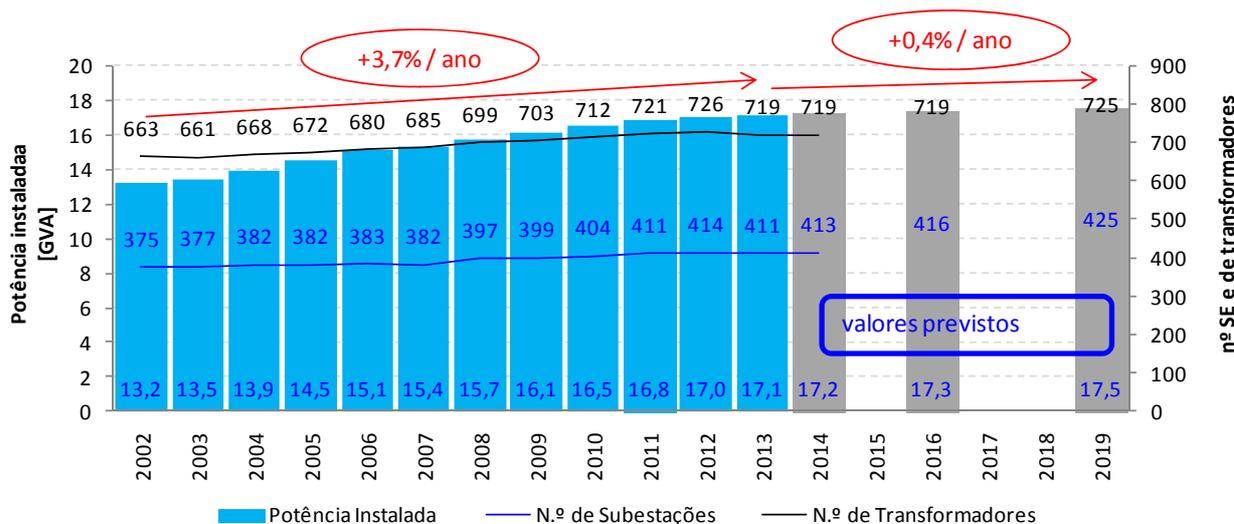


Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Analisando a Figura 4-5 verifica-se que entre 2002 e 2013 se registou um aumento anual médio de 1,8% na extensão da rede, com alguma atenuação nos últimos anos, prevendo-se que entre 2014 e 2019 o crescimento seja de apenas 0,3% ao ano.

A Figura 4-6 ilustra a evolução idêntica relativa ao número de subestações e transformadores AT/MT e MT/MT e à capacidade de transformação instalada.

Figura 4-6 - Evolução do número de subestações e transformadores, e potência de transformação instalada



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Analisando a Figura 4-6 verifica-se que entre 2002 e 2013 se registou um aumento anual médio de 3,7% na potência instalada em subestações, prevendo-se que entre 2014 e 2019 o crescimento seja de 0,4% ao ano, em linha com o que se verifica com a extensão de rede.

No essencial, a proposta de PDIRD-E 2014 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

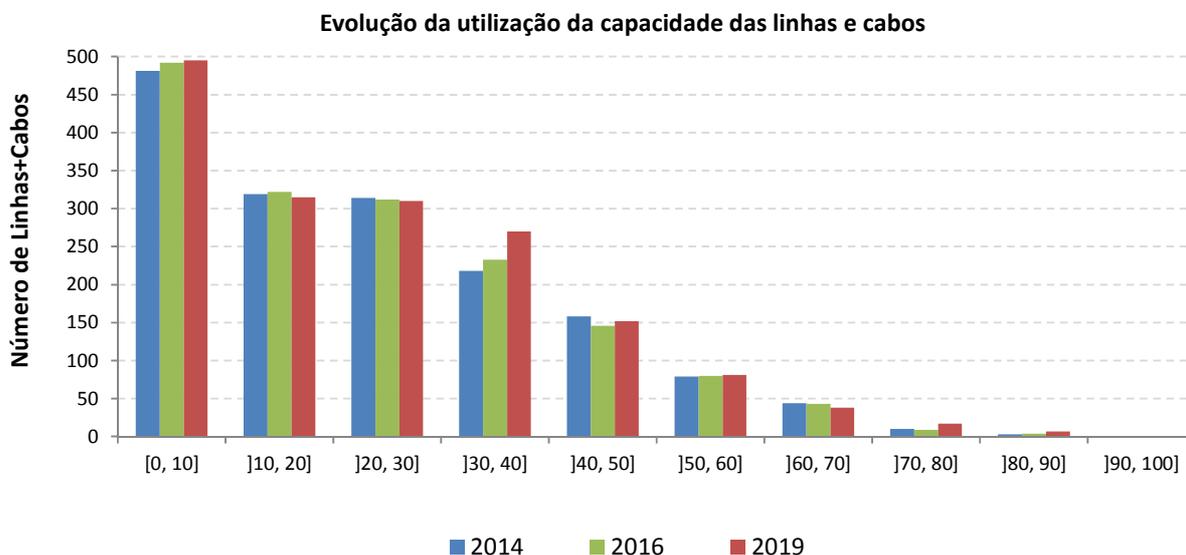
De um modo geral, na proposta de PDIRD-E 2014, o nível de utilização das redes em AT é caracterizado com base na taxa de utilização de linhas e cabos subterrâneos e na taxa de utilização da potência instalada nas subestações AT/MT. As redes em MT são, por sua vez, caracterizadas analisando a taxa de utilização das respetivas saídas em MT das subestações AT/MT.

A proposta de PDIRD-E 2014 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 2014 também apresenta quadros exaustivos referentes às características e previsões da utilização efetiva em final de 2014, 2016 e 2019 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 2014, referentes às previsões da utilização das redes para cada um dos anos caracterizados, na Figura 4-7 apresenta-se uma análise estatística, realizada pela ERSE, relativa à rede de distribuição em AT em função do nível de utilização das 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 2014, 2016 e 2019, respetivamente) a distribuição da percentagem de circuitos (linhas e cabos) por intervalos de percentagem de utilização.

Figura 4-7 - Análise estatística à utilização das linhas e cabos em AT antes e após a implementação dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014

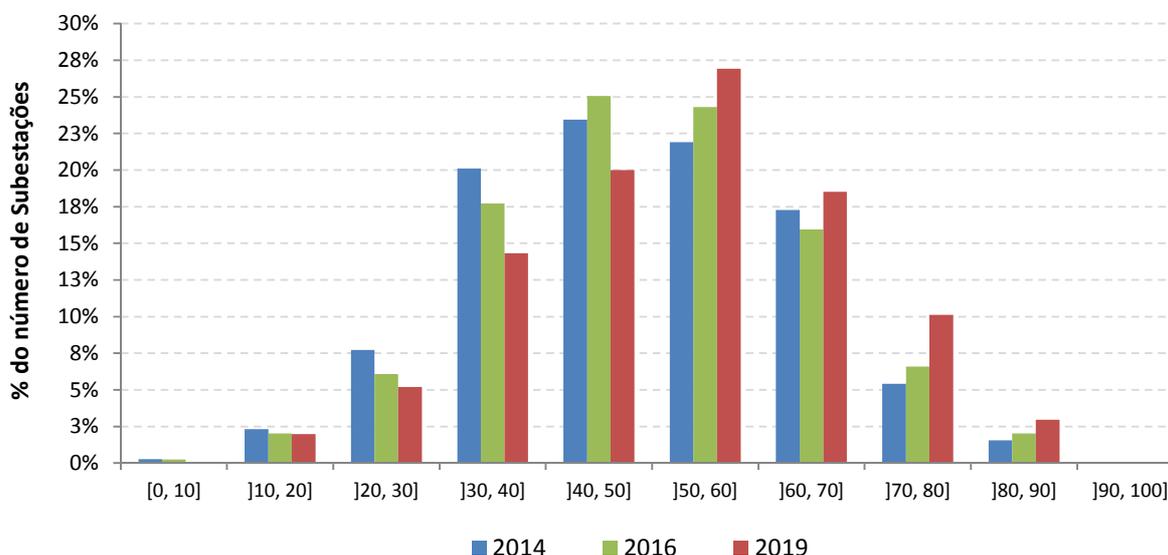


Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Analisando a figura, verifica-se que os investimentos preconizados na proposta de PDIRD-E 2014, que se traduzem por um acréscimo líquido de apenas 60 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 2014, ou seja, 1% de linhas e cabos em AT com utilização superior a 70%, abaixo do previsto na anterior proposta de PDIRD-E (2012/2016) com 2%, explicado pela ausência de crescimento do consumo a nível nacional ainda que possa crescer localmente, em especial no final do período em análise.

Uma análise equivalente para a percentagem de utilização das subestações AT/MT permitiu elaborar a Figura 4-8, 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 2014, ou seja nos finais de 2014, 2016 e 2019.

Figura 4-8 - Análise estatística à utilização das subestações AT/MT antes e após a implementação dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Com os investimentos preconizados na proposta de PDIRD-E 2014, com um aumento líquido previsto da capacidade de transformação de cerca de 400 MVA, o operador da RND pretende assegurar, no final do ano 2019, a ausência⁶ de subestações com uma percentagem de utilização acima de 90%.

Face à proposta anterior de PDIRD-E, o operador da RND introduziu um novo parâmetro, tal como sugerido pela ERSE no seu parecer anterior, designadamente a informação relativa ao tempo de utilização dos equipamentos acima dos 70%. Verifica-se que ao longo de 2014 apenas duas subestações se situam acima dos 70% durante mais de 5%, enquanto apenas se regista uma em 2016 e três em 2019, fruto da recuperação prevista do consumo para o final do período de abrangência do PDIRD-E 2014.

Por outro lado e com base na mesma informação prestada pelos quadros que constam dos anexos da proposta de PDIRD-E 2014 referentes às previsões da utilização das subestações AT/MT, a ERSE desenvolveu a Figura 4-9 que ilustra a distribuição geográfica da utilização das subestações AT/MT ao longo de todo o país, desagregando a utilização por concelho. Para a determinação da utilização de cada subestação foi considerado o rácio entre a carga natural da subestação⁷ e a potência instalada.

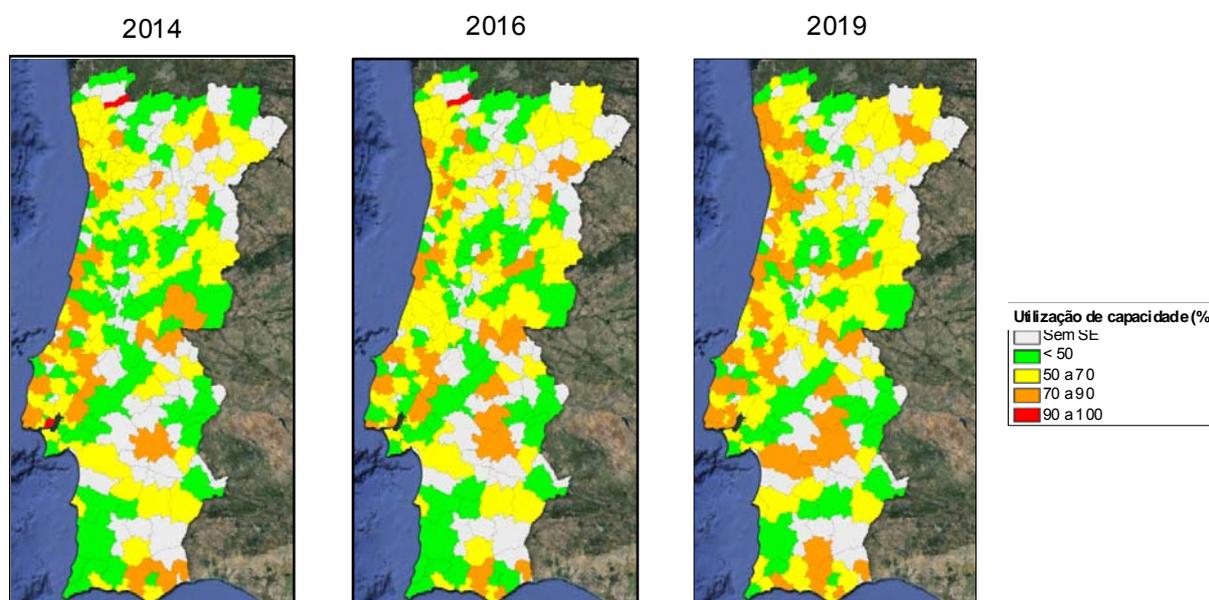
⁶ Apesar de não ser visível na figura, a proposta de PDIRD-E 2014 prevê a existência de 2 subestações, em 2014, 1 subestação em 2016 e 0 subestações, em 2019, acima de 90% de utilização.

⁷ Por carga natural entende-se a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA.

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. Verifica-se que existe, à parte de alguns casos pontuais, alguma correlação entre o nível de utilização das subestações AT/MT e a densidade de consumos de energia elétrica.

Por sua vez, a proposta de PDIRD-E 2014 assume não haver alterações significativas nas características da rede MT afeta às subestações, existindo, no entanto, a preocupação em reduzir as saídas de maior comprimento bem como das de maior carga, permitindo assegurar uma melhoria de desempenho da rede MT.

Figura 4-9 - Distribuição geográfica por concelho da utilização prevista de subestações AT/MT



Fonte: Proposta de PDID-E 2014, ERSE

4.5.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO NO REFORÇO DA RND

Para além de um conjunto de projetos de investimento na rede AT e rede MT, a proposta de PDIRD-E 2014 refere a intenção de instalar 18 novas subestações, das quais 5 dizem respeito à garantia de reserva N-1 às Zonas A do RQS, sendo as restantes resultado da utilização elevada do equipamento em subestações AT/MT. Está previsto ainda a desativação de 2 subestações, do tipo móvel, que alimentam empreendimentos temporários, devido às intervenções de reforço da rede MT.

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. Assim, é

estimado que 0,8% da rede tenha uma utilização acima dos 70% em 2019, valor que é acima do previsto para final de 2014 e 2016 (Figura 4-7).

Já em termos de utilização das subestações, é estimado que no final de 2014 existam 2 subestações com utilização acima dos 90%, situação que será eliminada até 2019 (1 subestação apenas em 2016). Destaca-se o investimento na subestação da Pena em Lisboa para fazer face à utilização acima de 90% na subestação da Praça da Figueira, bem como da nova subestação de Arcos de Valdevez, que reduzirá a utilização da subestação de Touvedo, igualmente acima dos 90%. 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 (2019) é estimado um aumento da utilização média das subestações (54%), em contraponto a 50% em 2014 e a 51% em 2016, na sequência da recuperação prevista dos consumos.

4.5.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE OS ASPETOS DE SEGURANÇA DE OPERAÇÃO APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

A ERSE realça como positiva a inclusão, face à proposta de PDIRD-E apresentada anteriormente para o período de 2012 a 2016, de informação adicional que permite identificar não apenas as instalações com uma utilização acima do limiar estabelecido como critério de planeamento, mas igualmente disponibilizando o tempo em que essa utilização se verificou. Em algumas situações, essa ocorrência aconteceu em mais de 10% das horas do ano e justificou a análise do operador da RND e a sua decisão de intervenção na rede apresentada na proposta de PDIRD-E 2014.

Tal como referido anteriormente, a ERSE sugere que sejam simulados mais cenários de consumo e de utilização local das instalações, em particular para as subestações que estão com uma utilização acima dos 70% e que representam 9% do total.

Adicionalmente, a ERSE recomenda que sejam utilizados sistematicamente 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, ou o número de subestações com utilização acima do limite máximo (considerando igualmente a duração). Dessa forma deverão ser apresentados os benefícios resultantes dos projetos associados a este vetor de investimento.

5 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

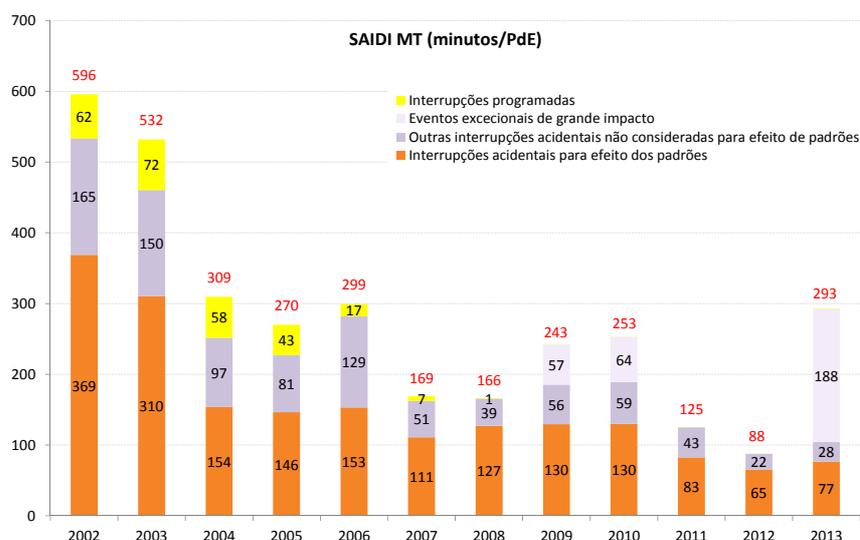
No âmbito do vetor estratégico de investimento “Qualidade de Serviço Técnica” (QST), é referido na proposta de PDIRD-E 2014 que se pretende assegurar a melhoria contínua da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias, procurando garantir o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição (RND), 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:

- Manutenção dos níveis atuais de qualidade de serviço técnica;
- Aumento da resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos, reduzindo as assimetrias sem deixar degradar as restantes zonas;
- 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 5-1 apresenta a evolução anual da duração média das interrupções de fornecimento ocorridas entre 2002 e 2013, contabilizada pelo indicador SAIDI MT. Para cada um dos anos são apresentados os contributos associados às interrupções programadas (que têm vindo a ser cada vez mais próximo de zero), às interrupções ocorridas como consequência de eventos excecionais de grande impacto identificados nos últimos cinco anos, às interrupções acidentais consideradas para efeito de comparação com os padrões estabelecidos e às restantes interrupções acidentais.

Figura 5-1 - Evolução do indicador SAIDI MT

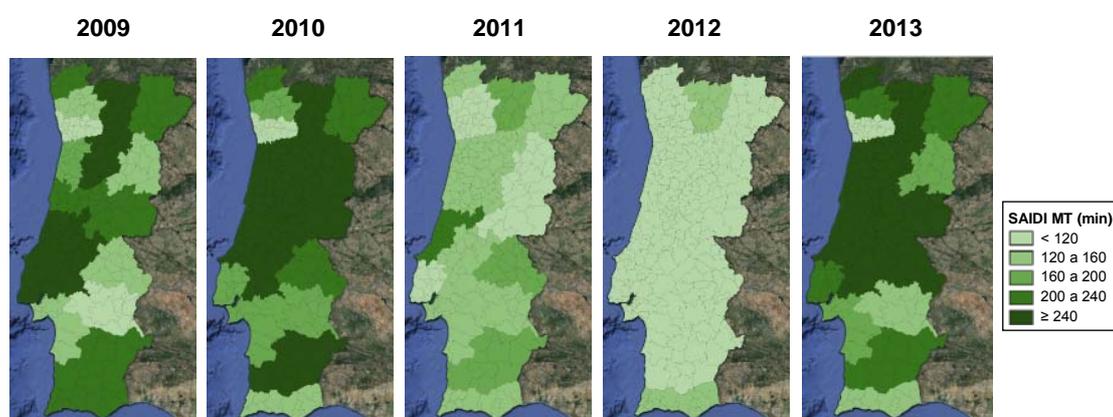


Fonte: Dados EDP Distribuição e ERSE

A tendência de melhoria que se constata em todos os restantes tipos de interrupções é contrariada pelo peso que tomaram, nos anos mais recentes, as interrupções devidas a eventos excepcionais de grande impacto. Especial relevo ao ano de 2013, em que bastaram os incidentes ocorridos nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro para inverter a tendência de melhoria gradual que ocorria anteriormente.

A Figura 5-2 apresenta a evolução dos valores por distrito de Portugal continental do indicador SAIDI MT entre 2009 a 2013, realçando as variações geográficas ocorridas.

Figura 5-2 - Evolução anual por distrito do indicador SAIDI MT para interrupções acidentais, excluindo eventos excepcionais de grande impacto

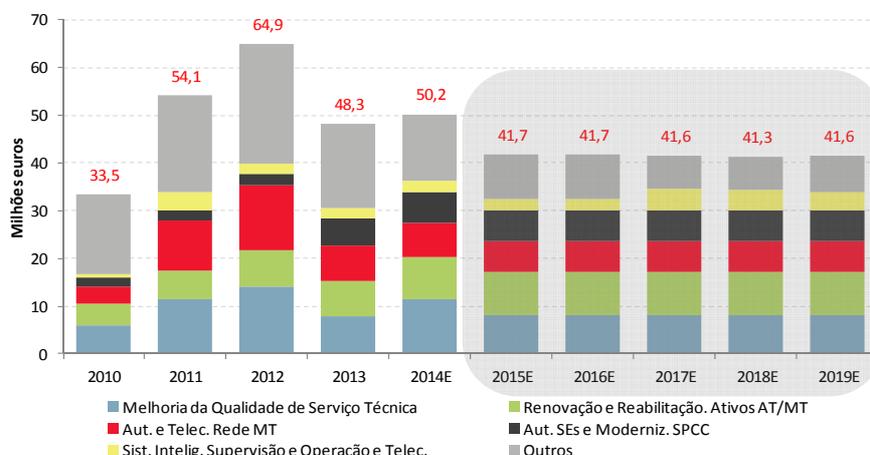


Fonte: Dados do operador da RND e ERSE

A proposta de PDIRD-E 2014 prevê, no âmbito do vetor QST, um investimento de 208 M€ (40% do investimento total do plano), correspondendo a uma redução de 17% face ao investimento médio realizado dos últimos cinco anos.

Como se apresenta na Figura 5-3, os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014 com impacto no vetor QST destacados pelo operador da RND correspondem aos programas: Melhoria da QST, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

Figura 5-3 - Evolução do investimento no vetor QST e respetivas previsões para o período vigente do PDIRD-E 2014



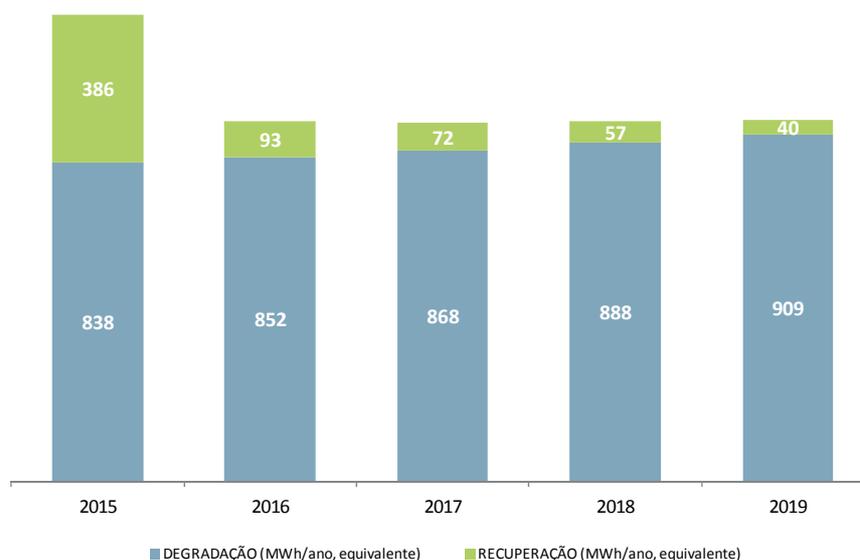
Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

Relativamente à quantificação dos benefícios considerados na qualidade de serviço, o operador utiliza como parâmetro a Energia Não Distribuída, 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 2014, o benefício estimado na redução da energia não distribuída da totalidade dos projetos em que este parâmetro foi avaliado é de cerca de 9,58 GWh, dos quais 2,9 GWh são resultantes da redução de interrupções, e os restantes resultantes da redução da exploração em regime 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 2015-2019, ganhos de 5 GWh de energia não distribuída repartidos pela não degradação da qualidade de serviço já conseguida (cerca de 4400 MWh no final do período) e pela melhoria das zonas pior servidas (cerca de 650 MWh no final do período), como se observa na Figura 5-4.

A proposta de PDIRD-E 2014 refere que seja de 1,4 GWh, no fim do período 2015-2019, os benefícios estimados para o conjunto dos restantes projetos cujo principal objetivo não é a qualidade de serviço (mas que têm igualmente impacto na qualidade de serviço).

Figura 5-4 - Evolução dos Benefícios Anuais da Qualidade de Serviço

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

O operador da RND refere ainda que os impactos globais dos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço correspondem a reduções dos indicadores TIEPI e SAIDI MT, respetivamente, em 3,97 e 7,81 minutos. Adicionalmente a estas reduções relativas aos indicadores que contabilizam interrupções longas (com durações superiores a 3 minutos), a proposta de PDIRD-E 2014 quantifica pela primeira vez o impacto dos projetos propostos no valor do indicador MAIFI MT numa redução de 4,22 incidentes anuais. Recorde-se que este indicador está associado ao número de interrupções breves (com durações entre 1 segundo e 3 minutos) e que a obrigação de divulgação dos seus valores anuais pelos operadores das redes foi estabelecida na última revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Apesar deste esforço de quantificação em termos de valores físicos e de evolução esperada nos indicadores, foi opção do operador da RND não monetizar de forma explícita os benefícios associados a cada um dos projetos do vetor de investimento QST apresentados na proposta de PDIRD-E 2014.

Apesar da apresentação genérica da metodologia de valorização da END e do valor unitário utilizado que é realizada na proposta de PDIRD-E 2014, esta opção de não apresentação da monetização dos benefícios por projeto, que é assumida pelo operador da RND, deverá ser alterada, já que dificulta uma análise comparativa entre os benefícios e os custos (que se encontram monetizados) que são esperados dos projetos apresentados.

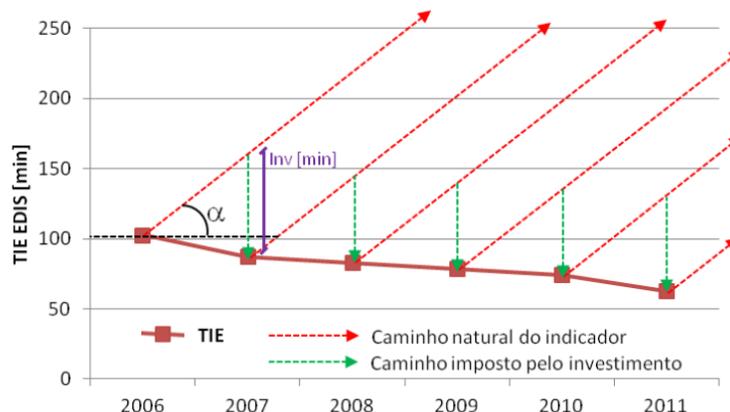
5.1 OBJETIVO DE MANUTENÇÃO DOS ATUAIS NÍVEIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Apesar da importância dada ao tema da qualidade de serviço em toda a proposta de PDIRD-E 2014, sendo este o vetor relativamente ao qual está previsto maior nível de investimento, o investimento no vetor QST sofre uma redução da ordem dos 17%, face ao verificado nos últimos anos.

O operador da RND disponibilizou à ERSE o estudo “Iniciativas DPL 2012”⁸, que é referido na proposta de PDIRD-E 2014, onde é apresentado o racional que justifica o montante anual de investimento proposto.

Esse estudo parte do pressuposto de que, não havendo qualquer investimento neste vetor, a tendência natural de degradação do desempenho das redes implicaria um aumento do TIEPI em cerca de 65 minutos anuais e que, para contrariar essa tendência de degradação, todos os anos terá de existir investimento dedicado. Tal como apresentado na Figura 5-5, a análise combinada ao montante executado entre 2006 e 2011 (da ordem dos 47 M€ anuais) e à evolução do TIEPI, permitiu concluir que esse investimento, para além de contrariar a tendência natural de degradação do desempenho das redes, permitiu ainda uma melhoria acumulada do indicador TIEPI em cerca de 40 minutos.

Figura 5-5 - Tendência natural de degradação do desempenho das redes e respetiva correção resultante de investimento



Fonte: Adaptado do relatório “Iniciativas DPL 2012”

Outro aspeto que é realçado é que o montante de investimento necessário para manter o nível atingido em cada momento será tanto maior quanto melhor for o desempenho que vai sendo atingido pela rede.

Finalmente, o estudo conclui que um montante de investimento anual da ordem dos 42 M€ é consistente com o objetivo proposto de reduzir o valor de TIEPI e SAIDI MT, respetivamente, em 3,97 e 7,81 minutos

⁸ Relatório “Iniciativas DPL 2012” – Capítulo 4: Modelo de Avaliação de Necessidades na Qualidade de Serviço, EDP Distribuição, Dezembro 2012

no período de vigência do plano. Uma análise da ERSE situa os valores de tendência atuais desses dois indicadores na ordem dos 70 e 102 minutos, respetivamente.

Alguns dos intervenientes na Consulta Pública referiram que, considerando a tendência de evolução do indicador SAIDI MT no período 2006-2013 e os pressupostos considerados no PDIRD-E 2014, seria expectável que esse indicador apresentasse melhorias mais significativas para o período 2015-2019.

5.1.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AO OBJETIVO DE MANUTENÇÃO DOS ATUAIS NÍVEIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

No âmbito do vetor QST, o operador da RND propõe, para o próximo quinquénio, valores de investimento mais reduzidos que aqueles que foram realizados recentemente, optando por estabelecer como objetivo assegurar unicamente que os níveis de continuidade de serviço não se degradam.

Caso consigam cumprir o objetivo estabelecido, esta opção de redução do investimento enquadra-se com a atual conjuntura macroeconómica. Se, entretanto, esta conjuntura se vier a alterar, a próxima proposta de PDIRD-E poderá optar por retornar a estabelecer objetivos mais ambiciosos ao nível global para a QST. Entretanto, uma cuidadosa monitorização do desempenho das redes deverá assegurar que não ocorre uma degradação da QST que é atualmente disponibilizada.

5.2 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 climatéricas adversas.

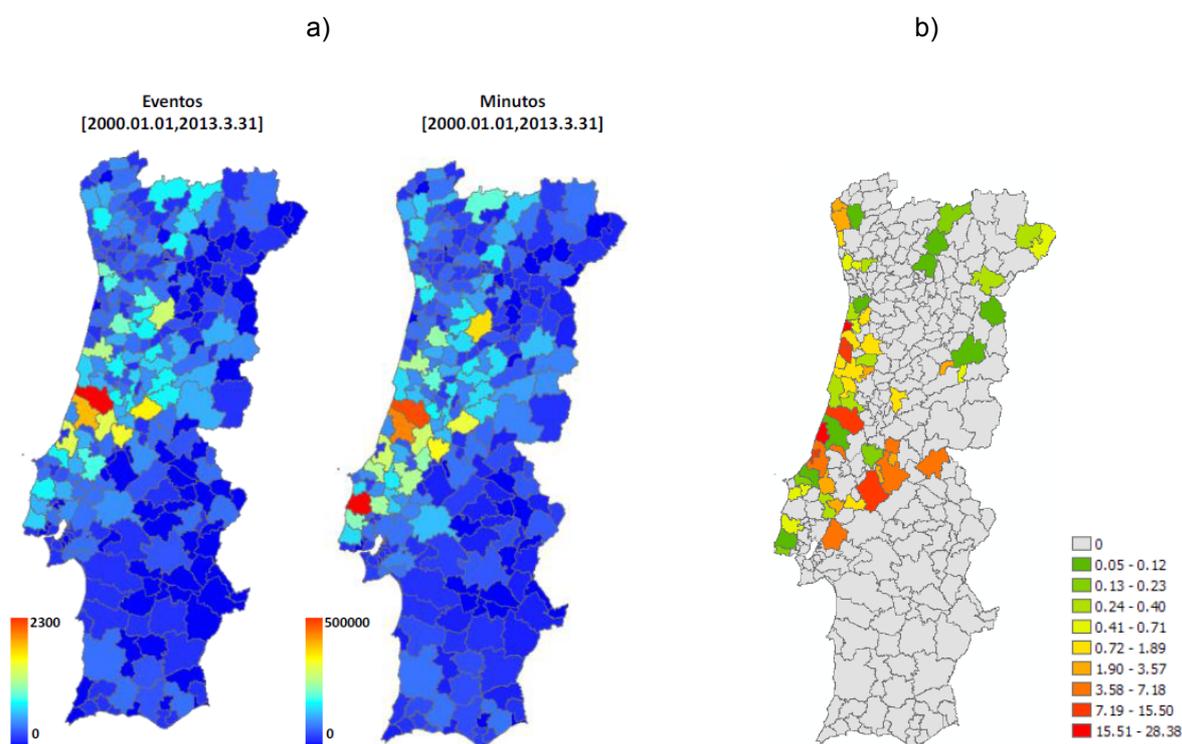
De acordo com os dados históricos, verifica-se que esta elevada exposição das redes aéreas influencia de forma negativa, em anos com condições climatéricas mais adversas, a qualidade de serviço percecionada pelos utilizadores das redes, assim como os respetivos indicadores de continuidade de serviço. Nessas situações, 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 climatéricas adversas no desempenho das redes e identificar projetos de investimento que permitam minimizar a vulnerabilidade das redes a essas condições. Nesse sentido, a proposta de PDIRD-E 2014 identifica que foram desenvolvidos 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”, referidos em anexos à proposta de PIRD-E 2014 e aos quais a ERSE teve acesso.

O estudo desenvolvido pelo IPMA, através da análise estatística conjunta dos dados meteorológicos e dos eventos atmosféricos na rede elétrica, concluiu que o vento, por vezes acompanhado pela precipitação intensa, é a variável que mais contribui para as consequências dos eventos. Por outro lado, não se verificou que as descargas elétricas tenham tido um grande impacto na produção de impactos extremos sobre a rede. Este estudo, como se apresenta na Figura 5-6, permitiu ainda identificar as regiões do país mais vulneráveis à ocorrência destes eventos e estabelecer uma forte correlação espacial entre a vulnerabilidade das redes a eventos meteorológicos extremos e as zonas em que a rede elétrica se encontra implantada em floresta plantada em solos arenosos.

Figura 5-6 - Distribuição por concelho do (a) número de eventos ocorridos e durações de interrupção para o período 2000-2013 e da (b) percentagem do terreno na faixa envolvente das linhas com floresta e solos arenosos



Fonte: “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal continental”, 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

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.

O operador da RND refere no PDIRD-E 2014 que, com o objetivo de validar as medidas de aumento da resiliência das redes aéreas identificadas nos referidos estudos, em 2014, deu início a um projeto-piloto na zona do Louriçal com conclusão prevista para 2017. Neste âmbito, o operador da RND prevê ainda no plano, investimentos nas redes abastecidas pelas saídas: “Caramulo” da subestação de Tondela (conclusão em 2019), “Vila Pouca da Beira” da subestação da Candosa (conclusão em 2018) e “Penacova” da subestação da Lousã (conclusão em 2019).

Relativamente ao projeto-piloto do Louriçal, em algumas das respostas à Consulta Pública foi referido que a apresentação do projeto beneficiaria se a metodologia proposta fosse objeto de enquadramento mais pormenorizado e se os custos com estudos, tipo e montante das compensações aos proprietários e trabalhos a desenvolver com o abate e reflorestação fossem discriminados.

A análise da proposta de PDIRD-E 2014 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. O valor total do investimento associado a este objetivo corresponderá a aproximadamente 2,39 M€, prevendo o operador da RND que, no período de vigência do plano em análise, os benefícios que daí irão resultar se traduzirão numa redução do indicador SAIDI MT em 4,26 minutos. Considera-se que o investimento é adequado e que os resultados previstos estão em linha com os objetivos propostos.

5.2.1 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AO OBJETIVO DE AUMENTO DA RESILIÊNCIA DAS REDES APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

No âmbito do vetor de investimento QST, o aumento de resiliência das redes é considerado 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 relevante o investimento devidamente fundamentado em projetos neste domínio e em estudos utilizados para analisar o risco de não cumprimento dos objetivos da proposta de PDIRD-E 2014, baseados na ocorrência de fenómenos meteorológicos extremos.

5.3 MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO AOS CLIENTES PIOR SERVIDOS

Apesar da proposta de PDIRD-E 2014 ter como objetivo a manutenção do atual nível global de continuidade de serviço, durante o período regulatório 2015-2017 é expectável que o desafio de melhorar a continuidade de serviço aos clientes piores servidos ganhe protagonismo com a concretização da componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço recentemente aprovado pela ERSE. A proposta de PDIRD-E 2014 enquadra-se nesse desafio e quantifica em 650 MWh o valor de END que espera concretizar em projetos dedicados a este objetivo, que correspondem a 13% dos benefícios totais que se encontram identificados como associados a este vetor de investimento.

A ERSE concorda com a prioridade que a proposta de PDIRD-E 2014 atribuí a este objetivo, que sendo pioneiro deverá ver os seus resultados serem alvo de uma monitorização bastante aprofundada. Refira-se ainda que a generalidade dos intervenientes na Consulta Pública identificaram o objetivo de melhorar a continuidade de serviço aos clientes piores servidos como muito positiva.

5.4 REDUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES BREVES

A obrigação de reporte de informação relativa às interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos) registadas e ao indicador MAIFI (“*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. Neste sentido, para além dos dados relativos à evolução do indicador MAIFI MT dos três últimos anos, apresentados no Quadro 5-1, não existe ainda um volume de dados históricos que permita, com a profundidade que seria desejável, uma análise da evolução de desempenho e a respetiva definição de tendências.

Quadro 5-1 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT)

Ano	MAIFI MT (inc./ano)
2011	17,61
2012	12,46
2013	12,96

Fonte: Dados disponibilizados pelo operador da RND

De acordo com a proposta de PDIRD-E 2014, no período 2015-2019, o operador da RND tem o objetivo de reduzir o indicador do número de interrupções breves MAIFI MT em 4,22 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 2014 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 Águeda e Felgueiras (conclusão em 2018), o estabelecimento de uma nova linha entre a subestação de Almourol e as zonas industriais do Relvão e de Ulme (conclusão em 2015), a conversão parcial da linha MT da saída Nicho da subestação da Serrada Grande (conclusão em 2018) e ainda a conversão da linha MT Évora – Valverde de 15 kV para 30 kV (conclusão em 2019). O valor dos investimentos relativamente aos quais existe referência explícita a este objetivo corresponde a aproximadamente 10,48 milhões de euros.

5.5 GARANTIA DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O operador da RND refere que o investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 relativo ao vetor QST inclui o objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão. No entanto, da análise aos objetivos dos investimentos propostos, apenas é possível identificar um investimento que explicitamente refere a intenção de contribuir para a melhoria da qualidade de energia elétrica, no caso concreto correspondendo ao projeto de armazenamento de energia elétrica (inserido no lote de investimento inovador), através de suporte a cavas de tensão e de contributos para o controlo do valor da tensão.

Refira-se ainda que relacionado com este objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão surge ainda, na proposta de PDIRD-E 2014, 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.

5.6 OUTROS

O operador da RND refere que o investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2014, 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:

- (1) Fenómenos meteorológicos extremos – a ocorrência de fenômenos atmosféricos tem uma influência determinante na QST visto que cerca de 80% da rede elétrica é aérea;
- (2) Fenómenos ambientais – a ocorrência de fenômenos 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;
- (3) Fenómenos devidos a ação humana – a ocorrência de fenômenos 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 detectar precocemente qualquer falha de monitorização ou atos de vandalismo, furto e sabotagem.

Apesar da incerteza inerente ao vetor de QST, a análise de risco efetuada na proposta de PDIRD-E 2014 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 fenômenos identificados, não previnem completamente os seus efeitos em relação ao desempenho geral da rede.

6 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA RND

A proposta de PDIRD-E 2014 apresenta mais dois vetores estratégicos de investimento (“Eficiência de rede” e “Eficiência operacional”), que 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. 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.

Retomando os dados facultados pelo operador da RND, este conceito pretende enquadrar os projetos de investimento que visam:

- Reduzir as perdas elétricas na rede;
- Reduzir os custos operacionais;
- A gestão de ativos;
- Potenciar a inovação.

É um conceito bastante mais lato do que aquilo que é designado na proposta de PDIRD-E 2014 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. De salientar assim que são analisados neste capítulo os vetores eficiência operacional e eficiência de rede.

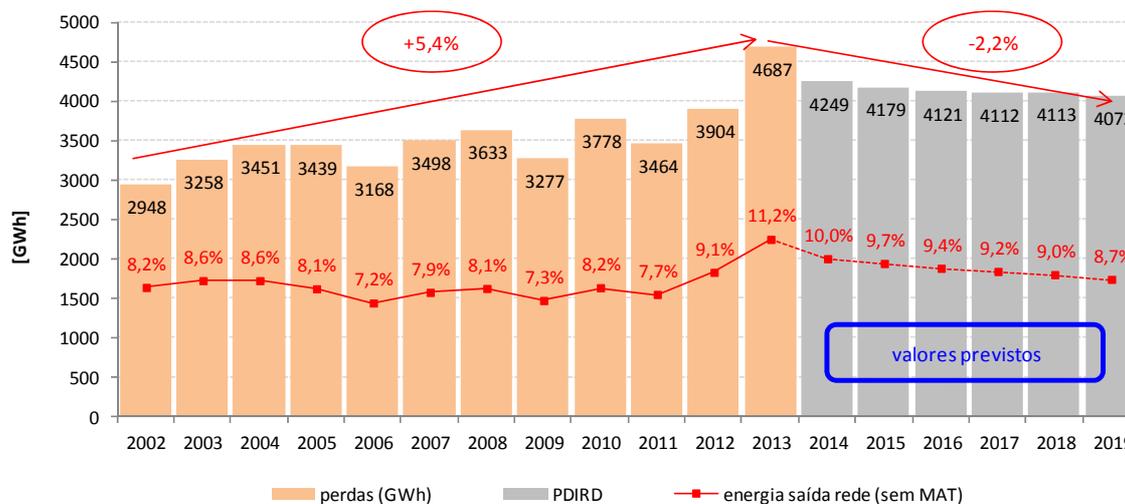
Assim, no ponto 6.1 analisam-se os projetos de investimento cujo objetivo primeiro é a redução das perdas nas redes de distribuição. No ponto 6.2 analisam-se os projetos de investimento que, na proposta de PDIRD-E 2014, surgem agregados debaixo do vetor estratégico de investimento “Eficiência Operacional”, para a seguir, nos pontos 6.3 e 6.4, analisa-se, com mais detalhe, a questão da “Gestão e renovação de ativos” e da “Inovação”, e respetivos projetos associados.

6.1 REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

6.1.1 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES

A Figura 6-1 ilustra a evolução ocorrida nas perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT, bem como a previsão até 2019 apresentada pelo operador da RND na proposta de PDIRD-E 2014. Os valores percentuais estão calculados no referencial de saída.

Figura 6-1 - Evolução das perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Constata-se que, desde o início do período em análise, as perdas nas redes de distribuição, incluindo a BT, têm apresentado valores em torno dos 8,0%, tendo durante 2012 e 2013 abandonado essa tendência e atingido o valor de 11,2% em 2013. O operador da RND assume na proposta de PDIRD-E 2014 que nos próximos cinco anos irá haver uma redução de 2,2% das perdas.

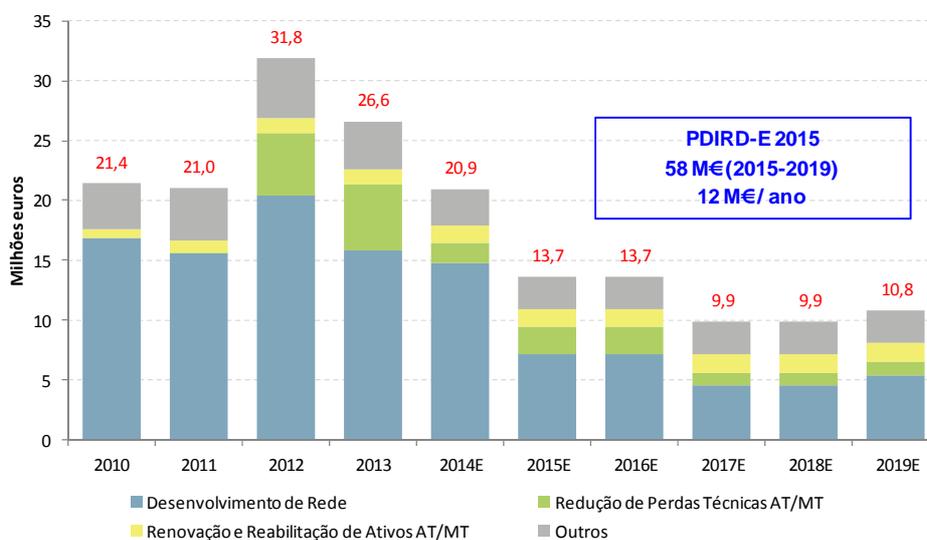
O facto de ainda não estar concluído o programa de instalação de telemedida em toda a fronteira MT/BT não permite separar o balanço energético da rede BT do balanço energético da MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas em cada um desses níveis de tensão.

O estudo elaborado pelo Cie3, IST, de junho de 2013, que acompanha a proposta de PDIRD-E 2014, estima, com base em dados reais do balanço energético e configuração das redes de distribuição em 2011, que os valores adequados para as perdas técnicas nas redes de distribuição em AT e MT serão, respetivamente, de 1,11 % e 1,32 % da energia saída nas redes. Tendo em atenção que o valor percentual das perdas varia linearmente com o valor do consumo, e que este tem vindo a diminuir desde 2011, pode concluir-se que o valor atual das perdas técnicas globais para a RND (redes de distribuição em AT e MT), referidos à saída, é inferior a 2,5 %. 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 2014 apresenta projetos de investimento, no sentido de os reduzir.

6.1.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

Para a concretização dos seus objetivos, a proposta de PDIRD-E 2014 prevê uma desagregação do investimento total por diferentes vetores de investimento, reservando uma quota de 58 M€, 11 % do investimento total, para o vetor Eficiência de Rede cuja evolução recente e prevista na proposta de PDIRD-E 2014 é apresentada na Figura 6-2.

Figura 6-2 - Evolução do investimento no passado recente e apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 no vetor “Eficiência de rede”



Fonte: Proposta de PDIIRD-E 2014

Da análise dos 110 Projetos de investimento propostos no PDIRD-E 2014 (que constituem os diferentes Programas de investimento), verifica-se que cerca de metade contribuem de forma direta e quantificada para a redução de perdas na RND, integrados em praticamente todos os Programas de investimento, com especial destaque para os Programas “Redução de Perdas Técnicas AT/MT”, “Desenvolvimento de Rede” e “Aquisição de Terrenos para Subestações”, como ilustrado na Figura 6-2.

Os benefícios identificados na proposta de PDIRD-E 2014 com projetos de investimento associados à redução de perdas técnicas apresentam ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 134,5 GWh/ano, repartidos por 76,6 GWh/ano de redução de perdas na rede AT, 46,5 GWh/ano de redução de perdas na rede MT e, ainda, 11,4 GWh/ano de ganhos adicionais devidos a outros projetos previstos na proposta.

Para conseguir esses objetivos, para o período de abrangência do plano (2015 a 2019) é proposto um investimento de 58 M€ (11% do investimento total do plano), correspondendo a uma média de 11,6 M€/ano e a uma redução de 56% face ao investimento médio verificado no período 2012 a 2014 (26,4 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. O programa de “Redução de Perdas Técnicas AT/MT” destina-se especificamente à redução da energia de perdas técnicas na RND e incide, principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização,

estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

Como as perdas técnicas na rede diminuem naturalmente com a redução dos consumos, as necessidades de investimento neste programa podem ser reduzidas, embora ainda se continuem a justificar alguns investimentos específicos. Assim, o operador da RND assume na proposta de PDIRD-E 2014 que o investimento proposto para a eficiência da rede tem em conta, quer o abrandamento recente ocorrido na procura, conduzindo a menores necessidades imediatas de investimento, quer a necessidade em dar continuidade aos projetos identificados no âmbito do programa específico criado para a redução da energia de perdas técnicas na RND com um benefício em redução de energia de perdas superior ao custo.

6.1.3 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS PROPOSTOS

A avaliação de risco de não cumprimento dos objetivos da proposta de PDIRD-E 2014, 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.

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 2014 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 expetável que, sendo atingidos determinados níveis de penetração da produção distribuída, poderá ocorrer um aumento das perdas técnicas.

No entanto, o facto de se poder rever o PDIRD-E de dois em dois anos permite que o operador da RND conclua que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é baixo.

6.1.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE O OBJETIVO DE REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

Em termos de redução das perdas técnicas nas redes, apesar do esforço de quantificação em termos de valores físicos prevista nos projetos de investimento inseridos no vetor estratégico de investimento “Eficiência da Rede”, foi opção do operador da RND não monetizar explicitamente os benefícios

associados a cada um dos projetos de investimento, identificados na proposta de PDIRD-E 2014 com o objetivo de redução de perdas.

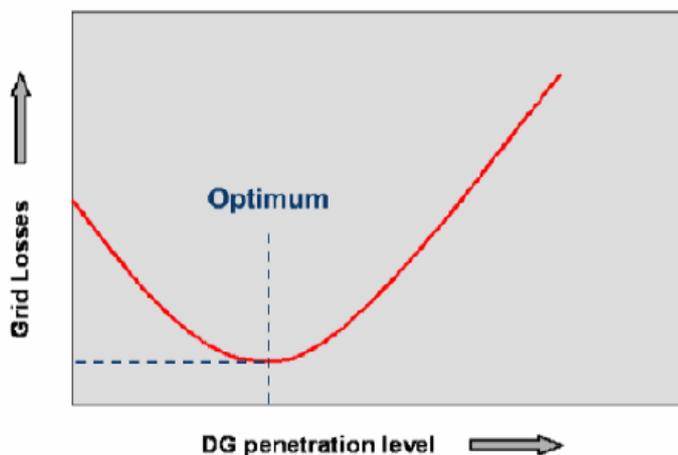
Apesar da apresentação genérica da metodologia de valorização das perdas e de cálculo do valor unitário por nível de tensão, em €/MWh, que é utilizado na proposta de PDIRD-E 2014, a ERSE realça que deverá ser alterada esta opção, do operador da RND, de não apresentação da monetização dos benefícios por projeto, já que dificulta uma análise comparativa entre os benefícios e os custos (que se encontram monetizados) que são esperados dos projetos apresentados.

A ERSE considera que, para além do indicador de perdas apresentado na proposta, deveriam ser adotados outros indicadores para avaliar a eficiência de rede, nomeadamente em termos de benefícios esperados.

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.

Aproveita-se para recordar 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 6-3.

Figura 6-3 - 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

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.

Entretanto, considera-se 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 nos PTD. Só depois, em conjunto com a informação da produção distribuída, será possível separar o balanço energético das redes BT do balanço das redes de MT, e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas em cada um dos diferentes níveis de tensão e poder agir em conformidade.

6.2 REDUÇÃO DE CUSTOS OPERACIONAIS

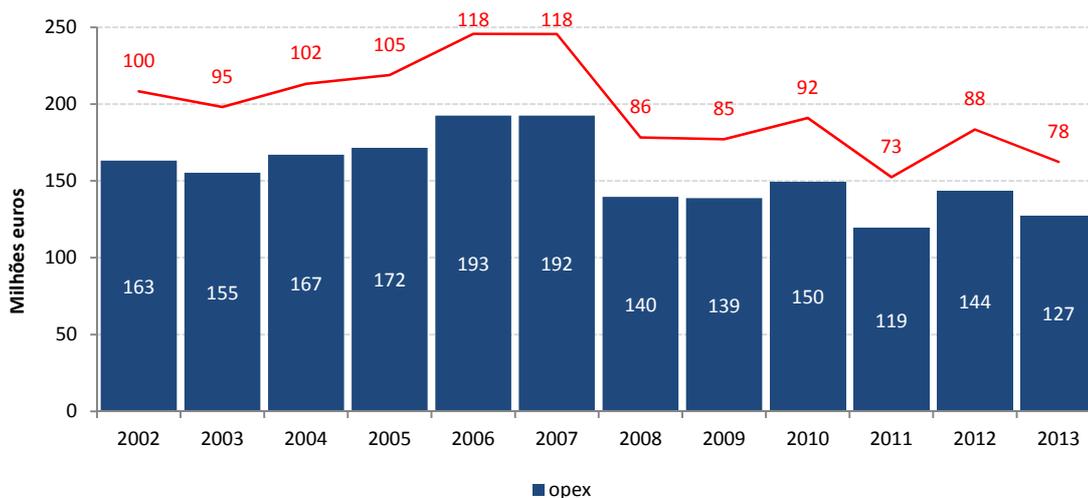
6.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

A redução dos custos operacionais, no que diz respeito aos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014 como potenciada no âmbito do vetor estratégico de investimento “Eficiência Operacional”, envolve investimentos para modernização e automação da rede com o objetivo de redução dos custos operacionais.

A Figura 6-4 mostra a evolução do custo total operacional (OPEX) associado ao uso das redes de distribuição de energia elétrica em AT e MT. Apesar de exibir variações pontuais, o custo operacional tem-se mantido um valor em torno dos 170 milhões de euros anuais, até 2007, sofrendo uma redução nos últimos anos para valores da ordem dos 130 milhões de euros por ano.

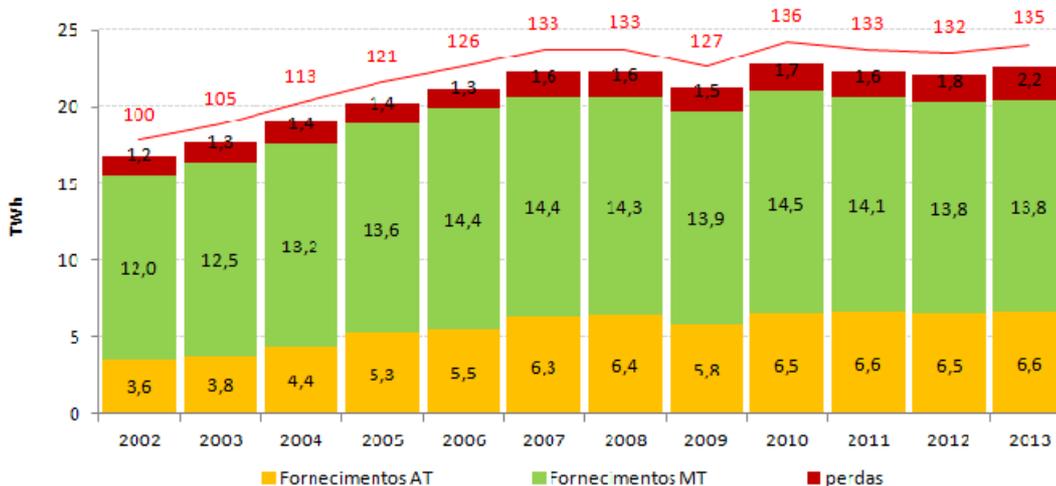
Figura 6-4 - Evolução do custo operacional das redes de distribuição



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Por sua vez, a Figura 6-5 mostra a energia afeta ao uso das redes de distribuição, desagregada pelos níveis de tensão, AT e MT, e por perdas no conjunto das redes de distribuição. Apesar de um crescimento agregado superior a 33% desde 2002 até 2010, a tendência de crescimento dos fornecimentos desde 2010 manteve-se estável nos últimos 3 anos.

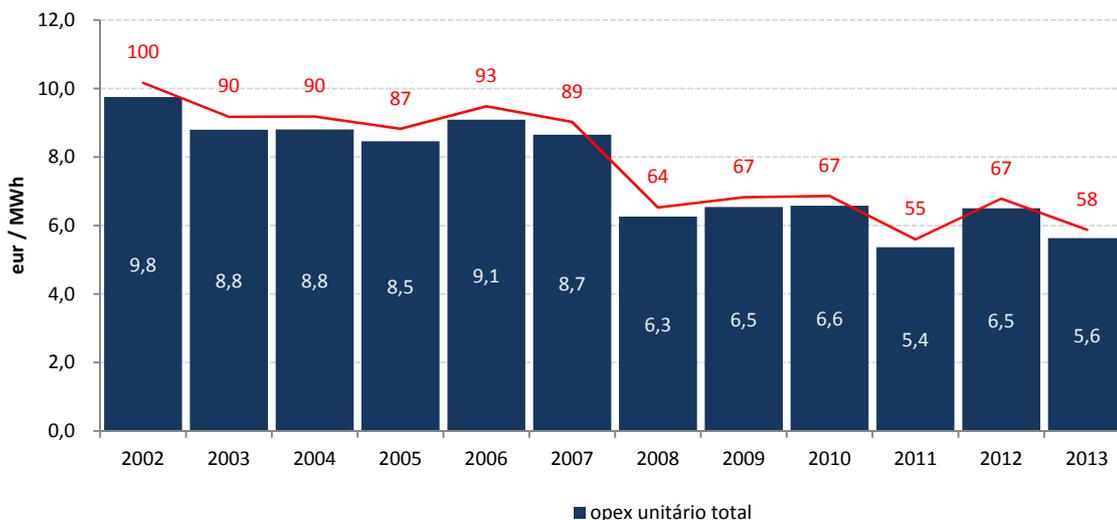
Figura 6-5 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Associando os custos anuais do OPEX à energia afeta ao uso das redes de distribuição no seu conjunto, resulta no custo unitário operacional, cuja evolução pode ser observada na Figura 6-6.

Figura 6-6 - Evolução do custo unitário operacional afeto ao uso das redes de distribuição



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014, ERSE

Entre 2002 e 2008, assistiu-se a uma redução de 35% do custo unitário operacional afeto ao uso das redes de distribuição, resultante da diminuição do OPEX e do aumento da energia afeta ao uso das redes. Após 2008, mantém-se uma tendência num patamar inferior pois quer a energia que circula nas redes AT e MT, quer os custos operacionais mantiveram-se praticamente constantes no mesmo período.

6.2.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

Na proposta de PDIRD-E 2014, o operador da RND assume que pretende melhorar a eficiência operacional e reduzir custos, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes. A grande maioria dos programas apresentados contribui positivamente para aquela redução. Destacam-se os seguintes programas de investimento, que se encontram especialmente direcionados para o vetor estratégico de investimento “Eficiência operacional”, apresentado na proposta de PDIRD-E 2014.

- Programa Investimento Inovador

Este programa visa introduzir sensores e inteligência nas redes AT e MT para uma gestão mais eficiente destas e das equipas no terreno (redução dos custos operacionais). Os projetos deste programa apresentam um risco tecnológico ou aplicacional elevado. A contribuição dos custos deste programa para o vetor em análise é de 100%

- Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Este programa consiste na substituição de ativos degradados por ativos novos reduzindo as necessidades de manutenção (melhoria da eficiência operacional). A contribuição dos custos deste programa para o vetor em análise é de 20%.

- 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 (redução dos custos operacionais). A contribuição dos custos deste programa para o vetor em análise é de 30%.

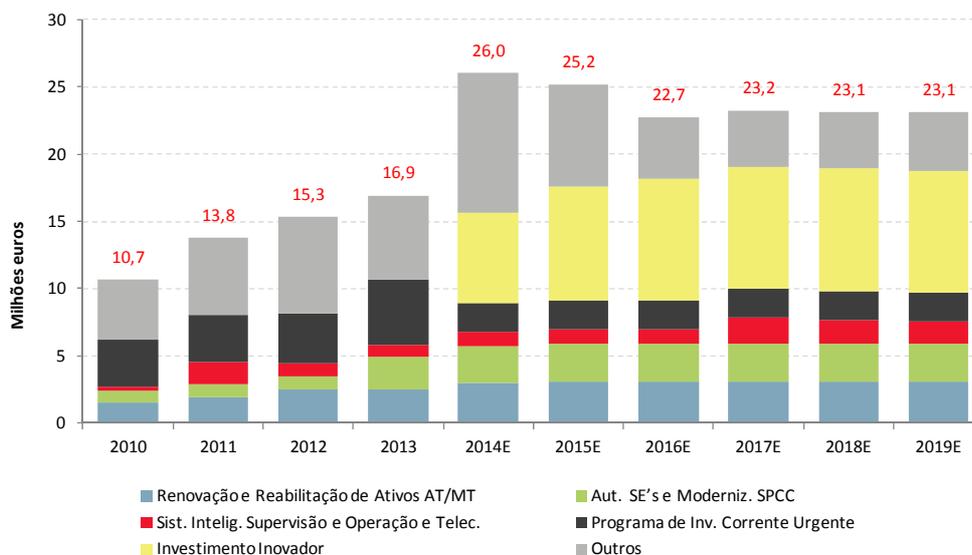
- Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

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. A contribuição dos custos deste programa para o vetor em análise é de 30%. Este programa refere-se a inclusão de um projeto extremamente relevante, que importa acompanhar, pelo seu valor estratégico e que diz respeito à escolha da nova solução de rede telecomunicações, ainda em estudo e para a qual se prevê um orçamento de 20 M€.

- 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. A contribuição dos custos deste programa para o vetor em análise é de 40%.

Figura 6-7 - Evolução do investimento no vetor eficiência operacional



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

De acordo com o operador da RND, no âmbito deste vetor pretende-se:

- Priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais;
- Adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência tendo em conta a nova informação que a evolução tecnológica e as comunicações permitem;
- Reforçar o esforço na melhoria da eficiência operacional implementando novas soluções e melhorando as existentes.

Embora a proposta de PDIRD-E 2014 apresente uma redução do investimento global quando comparado com o exercício anterior, no que diz respeito ao vetor “Eficiência Operacional”, verifica-se um crescimento dos valores médios anuais da ordem dos 21%. O valor total previsto na proposta para este vetor é então de 117 M€, correspondente a 23,5 M€/ano, face ao investimento médio anual verificado no período 2012-2014 de 19,4 M€/ano.

No Quadro 6-1 apresentam-se, o detalhe de cada programa de investimento, os custos anuais (em M€) estimados para o vetor eficiência operacional e os respetivos custos totais. Os montantes em jogo ao longo do horizonte temporal 2015-2019 são relativamente constantes, variando entre os 22,7 M€ e os 25,1 M€.

Quadro 6-1 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional

Programas de Investimento	2015 -2019 (M€)	Eficiência Operacional					
		TOTAL	2015	2016	2017	2018	2019
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	67996	3400	644	640	681	704	730
Inv. Obrigatório (só contadores)	17900						
Desenvolvimento de Rede	64000	3200	800	800	500	500	600
Aquisição de Terrenos para Subestações	3000	150	30	30	30	30	30
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	50000	3500	700	700	700	700	700
Automação e Telecomando da Rede MT	35000	3500	700	700	700	700	700
Promoção Ambiental	3021						
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	46500	13950	2790	2790	2790	2790	2790
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	25000	7500	1050	1050	1950	1800	1650
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	14000	700	200	200	100	100	100
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	77500	15500	3100	3100	3100	3100	3100
Beneficiações Extraordinárias	15900	6360	1272	1272	1272	1272	1272
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	13500						
Ligação de PT	8500	850	170	170	170	170	170
Programa de Investimento Corrente Urgente	26697	10679	2136	2136	2136	2136	2136
Instalação de Telecontagem em PTD	3026	3026	3026	0	0	0	0
Investimento Inovador	45008	45008	8549	9125	9111	9111	9111
	516548	117323	25167	22713	23241	23113	23089

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2014

6.2.3 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS PROPOSTOS

A avaliação do risco de não cumprimento dos objetivos da proposta de PDIRD-E 2014, no âmbito do vetor Eficiência Operacional, analisa até que ponto os investimentos realizados podem não contribuir para a melhoria da eficiência operacional.

Na proposta de PDIRD-E 2014, os investimentos dividem-se em duas categorias, a renovação e reabilitação de ativos em fim de vida útil, por um lado, e a melhoria do nível de automação da rede, por outro.

De acordo com o operador da RND, as necessidades de investimento associadas a renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo (resumo no anexo 7.E.), 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.

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.

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.

6.2.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE O OBJETIVO DE REDUÇÃO DE CUSTOS OPERACIONAIS APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014.

A ERSE aplica uma regulação por incentivos aos custos operacionais do operador da RND, condicionando as receitas obtidas ao desempenho da empresa em termos de diminuição dos custos de exploração.

O operador da RND reflete este enquadramento regulatório num vetor estratégico da proposta de PDIRD-E 2014, sem, contudo, apresentar os ganhos expetáveis em termos de diminuição de custos operacionais que permitem validar estas opções de investimento.

Assim, embora se verifique um acréscimo na componente de investimento associada à eficiência operacional, não é clara a forma como a redução dos custos de OPEX é utilizada como critério explícito de planeamento. À semelhança do que foi identificado para o vetor segurança de abastecimento, será relevante que os projetos associados a este vetor identifiquem os benefícios correspondentes em futuras propostas de PDIRD-E.

A eficiência operacional, no âmbito da proposta de PDIRD-E 2014, está relacionada com a realização de investimentos que potenciem a redução de custos operacionais. São vários os programas de investimento direcionados para este vetor de investimento: investimento inovador (integralmente afeto a este vetor), investimento na renovação e reabilitação de ativos, entre outros.

No entanto, não é apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 a quantificação dos benefícios, em termos de redução dos custos de exploração esperados com a realização destes investimentos, tendo sido este aspeto referido por muitos dos agentes que participaram na Consulta Pública.

Uma vez que existem muitos programas de investimento, repartidos pelos vários vetores de investimento, importa considerar o impacto que esses programas têm ao nível da eficiência operacional da rede.

Esta abordagem assume especial importância quando na atividade de distribuição de energia elétrica é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* com metas de eficiência implícitas ao nível dos custos de exploração (*Operational Expenditure_ OPEX*).

Importa assim avaliar se os ganhos para os consumidores decorrentes da aplicação das metas de eficiência nos custos de exploração não são absorvidos pelos investimentos integrados no vetor da eficiência operacional. Para este efeito, deverão ser comparados os ganhos de eficiência nos custos de exploração obtidos por aplicação das metas exigidas pelo regulador na metodologia de *price cap*, com o custo com capital associado aos investimentos realizados com o objetivo de tornar a rede mais eficiente em termos operacionais.

Uma vez que, como já referido, na proposta de PDIRD-E 2014 não são demonstrados quaisquer ganhos de eficiência em termos de custos operacionais da rede resultantes dos novos investimentos, a ERSE tomou a iniciativa de realizar um exercício simples de apuramento dos ganhos líquidos.

Assim, tendo em conta a base de custos de exploração de AT/MT definida para tarifas de 2015 e a meta de eficiência implícita para o OPEX, calculou-se o ganho esperado em termos de diminuição dos custos de exploração. Paralelamente, calculou-se o acréscimo no CAPEX resultante da proposta de PDIRD-E

2014⁹. A simulação foi efetuada em termos acumulados para o período de 20 anos, tendo em conta os pressupostos subjacentes às tarifas de 2015.

Quadro 6-2 - Eficiência operacional vs CAPEX dos novos investimentos (preços de 2015)

Unid: 10³ EUR

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	...	2035
Investimentos anuais / entrada em exploração	25.167	22.714	23.241	23.113	23.089	0		0
Ativo acumulado	-	47.881	71.122	94.235	117.323	117.323		117.323
Amortização anual - 5%	1.258	2.394	3.556	4.712	5.866	5.866		5.866
Remuneração - 6,75%	1.614	2.985	4.314	5.556	6.719	6.323		383
CAPEX anual	2.872	5.379	7.870	10.268	12.585	12.189		6.249
Total acumulado CAPEX	186.482							
VAL total	98.486							
VAL médio 20 anos	4.924							
Base de custos AT/MT T2015	121.685	119.951	117.543	115.204	112.948	110.124		75.327
Eficiência anual	3.042	2.999	2.939	2.880	2.824	2.753		1.883
Diminuição médio do OPEX	2.446							

Supondo não existir investimentos neste vetor para além do ano de 2019, os resultados obtidos demonstram que o custo médio associado a estes investimentos é, marcadamente, superior à diminuição dos custos operacionais impondo a meta atual de 2,5% ao longo dos próximos 20 anos. Seria necessário uma meta de eficiência de cerca de 6% ao ano, durante 20 anos, para cobrir estes custos de investimento. Esta situação é pouco realista ao subentender uma diminuição acima de 70% dos custos operacionais em 20 anos, resultante de investimentos no vetor eficiência operacional num período de apenas 5 anos.

Esta análise ilustra que a identificação dos investimentos neste vetor apenas com ganhos operacionais é, provavelmente, redutora, designadamente porque os resultados estimados destes investimentos não se refletem numa diminuição dos custos de exploração com a mesma dimensão.

6.3 GESTÃO E RENOVAÇÃO 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 mais baixos e ajustar a prioridade de investimentos, através da substituição ou reabilitação, numa atuação proactiva com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais.

Como os ativos de rede, apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, ao longo do seu tempo de exploração aumenta a probabilidade de falha dos equipamentos, o que leva à necessidade de ponderar a renovação dos mesmos. No entanto, sabe-se

⁹ Num pressuposto de que o período de vida útil do investimento é de 20 anos.

que, ao longo da sua exploração, o ativo pode apresentar índices de fiabilidade muito diferentes quando comparado com outros ativos de idade semelhante, justificado 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. Esta análise é realizada no âmbito do programa de investimento “Desenvolvimento de rede”.

Para os casos em que os ativos com muitos anos de serviço apresentem condições de funcionamento deficitárias com elevada probabilidade de falha, resultado de uma análise criteriosa dos riscos associados, o operador da RND propõe a sua substituição através do programa “Renovação e reabilitação de ativos AT/MT”.

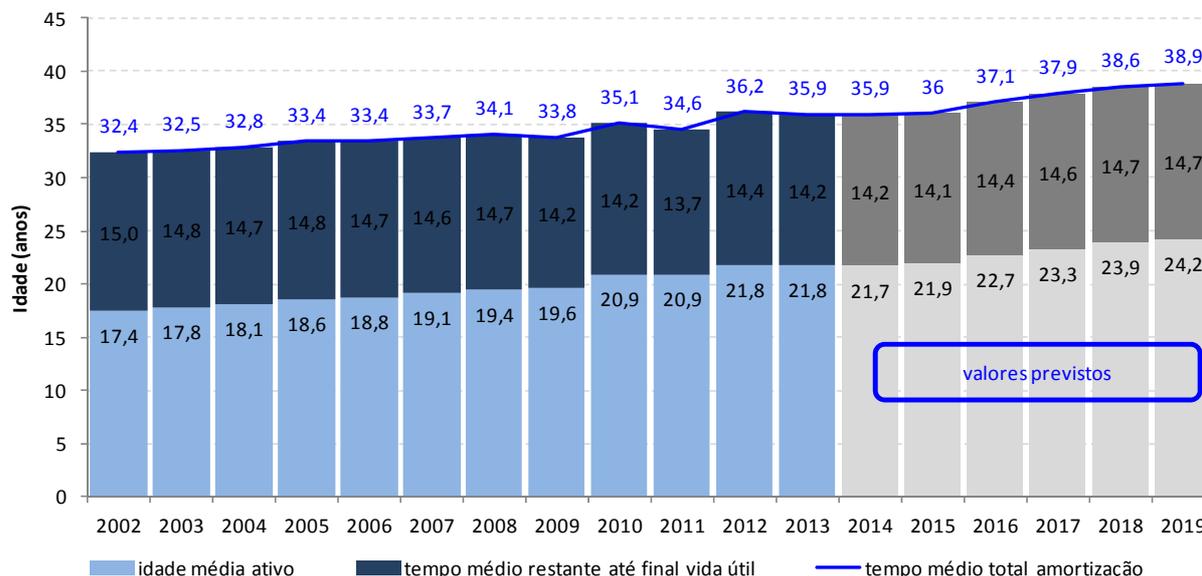
6.3.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

Com base nos valores contabilísticos dos ativos, cuja informação foi enviada à ERSE ao abrigo das Normas complementares de Investimento, a Figura 6-8 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 rácios¹⁰:

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.

¹⁰ No pressuposto de que os investimentos mantenham as suas características, designadamente em termos de período de vida útil e de custo.

Figura 6-8 - 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.



Da análise da série, entre 2002 a 2013 (valores reais) e entre 2014 a 2019 (valores previsionais), verifica-se que existe uma tendência de crescimento, o que representa um envelhecimento progressivo do ativo em exploração¹¹.

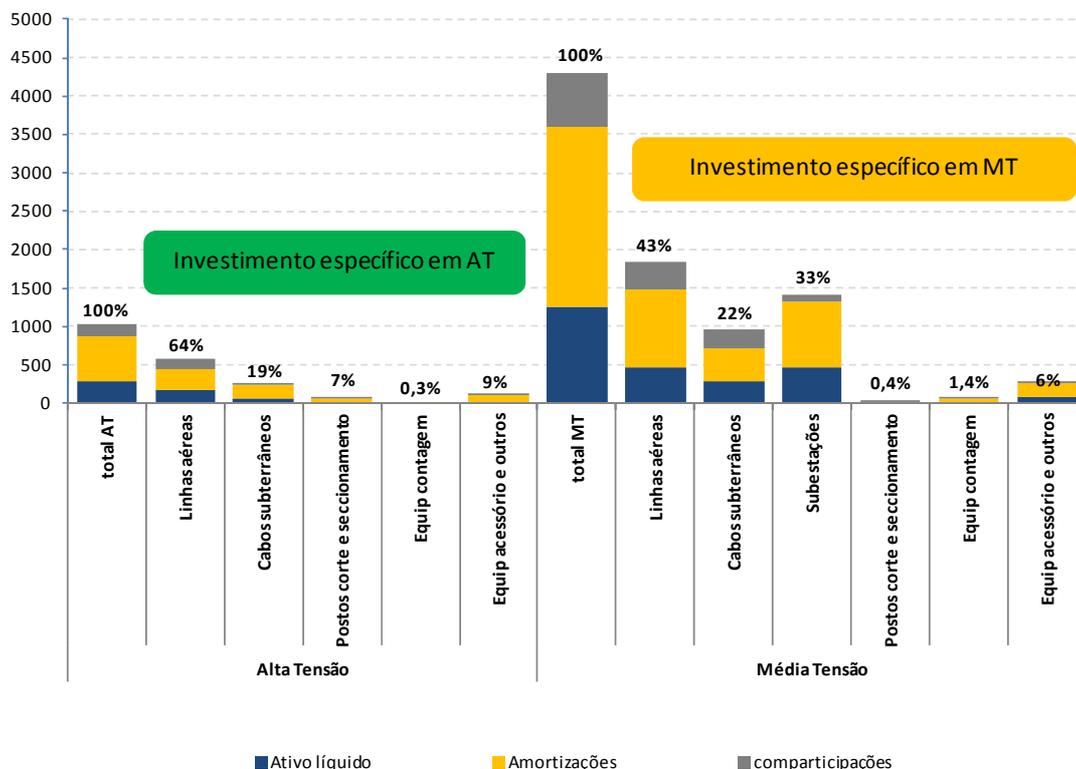
Deve porém notar-se que, apesar deste envelhecimento ilustrado na figura, caso a evolução tecnológica permita a reposição dos ativos com vida útil mais curta, com um custo de investimento tendencialmente inferior do que aquele associado à reposição do restante ativo, tal origina que o tempo médio de amortização do ativo (ativo bruto/amortização do exercício) terá também uma evolução no sentido crescente, embora tal não represente um envelhecimento do ativo em exploração.

Este indicador de tempo de vida útil varia entre 32 anos e 39 anos, superior aos 30 anos definidos para efeitos de regulação. Contudo, atendendo ao segundo indicador, nota-se que o investimento realizado tem sido suficiente para equilibrar o tempo médio restante até que o ativo fique totalmente amortizado (ativo líquido/amortização do exercício), o qual se tem mantido em cerca de 15 anos desde 2002.

A Figura 6-9 apresenta a desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND, quer sejam ativos da rede de AT ou ativos da rede de MT.

¹¹ 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 6-9 - Desagregação das parcelas contabilística dos ativos da RND



6.3.2 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

O operador da RND sustenta as decisões tomadas com base num estudo interno e 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 2014.

O estudo, segundo o operador da RND, permitiu revelar o seguinte:

- Face a uma monitorização mais cuidada e, por isso, a um menor risco associados, os ativos, transformadores AT/MT e linhas AT, podem atingir uma idade média superior sem comprometer a qualidade de serviço.
- Na rede MT é necessário a continuidade de substituição de ativos de secções reduzidas, que, cumulativamente, não estejam dimensionados para a corrente de curto-circuito expectável nas redes em que estão integrados ou que apresentem envelhecimento elevado.
- É necessário um esforço de renovação de disjuntores, incidindo particularmente sobre os disjuntores a óleo, bem como a reabilitação de componentes associados a subestações AT/MT e postos de corte, nomeadamente sistemas de alimentação, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço.

Segundo o operador do RND, a determinação do índice de saúde dos ativos técnicos é feita através da identificação de fatores (idade, tecnologia, condições técnicas, ambientais e de exploração) que impactam na sua saúde, com determinado peso e ponderação. Esses fatores, bem como os correspondentes pesos/ponderações são aferidos com base em dados históricos dos eventos, na informação de qualidade de serviço e na avaliação da sua condição técnica. A criticidade dos ativos é então avaliada com base no índice de risco, determinado em função do índice de saúde (associado à probabilidade de falha) e da consequência da falha.

Identificados os ativos com maior índice de risco, o operador da RND afirma que é efetuada uma análise de mérito que permite determinar qual a melhor solução a adotar: beneficiar, reabilitar ou substituir. Segundo o operador da RND, esta metodologia efetua uma melhor alocação dos recursos, permitindo renovar os ativos ou prolongar a sua vida, assegurando bons desempenhos com custos justificados e risco controlado.

Com base nesta metodologia, a proposta de PDIRD-E 2014 apresenta um conjunto de projetos de investimento incluídos no programa Renovação e Reabilitação de Ativos, resultantes de uma seleção que teve em consideração o índice de risco associado a cada equipamento e os objetivos definidos para a qualidade de serviço, otimizando as ações de reabilitação dos ativos.

6.3.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE SOBRE A GESTÃO E RENOVAÇÃO DE ATIVOS APRESENTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

De uma forma global, tendo em consideração que o operador da RND estima que, ao longo dos 5 anos de abrangência do PDIRD-E 2014, o crescimento estimado do consumo e da ponta represente cerca de 10%, a ERSE regista com agrado que os investimentos propostos correspondem a aumentos da extensão da rede e da capacidade de transformação instalada, inferiores a 2%, sem que, com isso, seja colocado em causa os objetivos propostos na proposta de PDIRD-E 2014, demonstrando a importância do investimento em reforço e reabilitação das redes existentes, e adiando o investimento em novos equipamentos.

Apesar da seleção criteriosa dos investimentos que são alvo de atuação no âmbito do programa de investimento de renovação e reabilitação, tendo por base a análise de risco, a ERSE recomenda que sejam adotadas as práticas mais recentes de gestão de ativos, que preveem concretizar estratégias de seleção com base na condição física do equipamento, em detrimento da idade contabilística do mesmo, tal como previsto nas normas internacionais, nomeadamente, na Norma ISO 55001:2014, que concretiza os requisitos para a implementação de um sistema de gestão de ativos.

6.4 INOVAÇÃO

No atual modelo de separação de propriedade entre os ativos de rede e as atividades em concorrência no setor elétrico (“*unbundling*”) do mercado europeu, estão relativamente bem definidas quais as atividades que representam o *core business* da atividade dos operadores das redes de distribuição e quais as atividades que lhes estão vedadas. Dentro destas últimas, incluem-se as atividades reservadas aos agentes de mercado, e as de compra e venda de energia. Apesar destas restrições, os operadores de rede têm um papel de relevo numa fase de implementação destas atividades ou de estudo dos problemas técnicos associados. Como tal, considera-se que nesta fase, quer pela sua dimensão quer pelo conhecimento acumulado, os operadores devem assumir um papel de catalisadores, facilitando a implementação daquelas realidades.

Adicionalmente considera-se como natural a atribuição de um incentivo adicional para incentivar este papel, que no atual modelo não lhes é reconhecido. Para a promoção destes incentivos à inovação, é muito relevante identificar e quantificar, com o maior detalhe possível, não só os benefícios esperados, mas igualmente aqueles que efetivamente são alcançados. Alguns dos benefícios associados poderão não se verificar no imediato, logo após a concretização do investimento, pelo que o horizonte de análise dos benefícios associados deverá ser superior ao horizonte de um período regulatório

6.4.1 PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

Na proposta de PDIRD-E 2014 são os seguintes os projetos identificados pela empresa como sendo de investimento inovador:

- Armazenagem de energia elétrica;
- Proteção térmica de reactâncias de neutro;
- Monitorização em tempo real de Transformadores de Potência de subestações;
- Instalação de DTC e DTC Cell em Postos de Transformação de cabine (30 000);
- Sensorização de Postos de Transformação;
- Localização de defeitos;
- Cibersegurança - certificação ISO 27001.

6.4.2 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PROJETOS DE INVESTIMENTO INOVADOR APRESENTADOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

No que diz respeito ao chamado investimento inovador, a proposta de PDIRD-E 2014 refere que, tendo em conta a necessidade de evolução sustentada da rede, são privilegiadas três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

- Componentes avançados;
- Monitorização e sensorização da rede;
- Inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

A injeção de energia da produção distribuída na rede de distribuição tem vindo a crescer de forma acentuada e, face aos objetivos traçados no PNAER 2020, espera-se que continue a crescer apresentando à rede novos desafios, nomeadamente em termos operacionais.

A proposta de PDIRD-E 2014 dá relevo, com que se concorda, a aspetos como a automatização da rede de distribuição e a sua monitorização. Embora estes aspetos sejam muito importantes nos projetos apresentados, não parecem estar contemplados sistemas inteligentes que tratem de forma explícita os impactes que por exemplo, uma presença acentuada de produção distribuída possa introduzir. É de referir que um estudo denominado "*Study on the Impact of Distributed Generation on the National Electricity System*" promovido pela ERSE em 2011 e realizado pela KEMA, concluiu que o crescimento previsto da produção distribuída, teria como consequência relevante a inversão de fluxos de energia na rede de distribuição, obrigando à alteração da atual filosofia de proteções, concebida para fluxos exclusivamente no sentido das cargas. Importa estudar e refletir sobre estes sistemas, que poderão assumir a breve prazo um papel de relevo em AT e MT, mas também na BT, cujo planeamento não está contemplado no PDIRD-E (de acordo com a definição da legislação de enquadramento do setor), mas que apresenta um peso muito relevante dada a sua extensão.

Ainda no que diz respeito aos projetos envolvendo investimento inovador na RND, pelo risco acrescido que lhe está associado, devem ser objeto de uma análise custo-benefício mais detalhada. Não é de mais salientar a importância, apesar da dificuldade, da avaliação dos benefícios deste tipo de investimentos e uma ferramenta indispensável para a justificação deste tipo de investimentos junto dos consumidores.

Finalmente, realçando a presença de equipamentos do operador da rede de distribuição nas cidades, intervenientes na Consulta Pública sugerem a participação do ORD na demonstração do conceito de *Smart City* (na capital), com foco na mobilidade de turistas e munícipes.

6.5 INTERAÇÃO ENTRE A RND E A REDE DE BT

Vários participantes na Consulta Pública referiram a importância de incluir na proposta de PDIRD-E 2014 uma visão dos investimentos na BT, com critérios de desagregação a definir e projeções do investimento associado, pelo menos nos 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.

7 ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS

7.1 IMPACTE ESTIMADOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAREM PELA TARIFA

Neste capítulo, são apresentadas estimativas dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da Rede Nacional de Distribuição previstos no PDIRD-E 2014 nos proveitos unitários da atividade de distribuição de energia elétrica a recuperar pela aplicação da tarifa de uso das redes de distribuição aos consumidores. 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.

Os custos de investimento são apresentados por natureza e por nível de tensão para cada ano do período de 2015 a 2019.

A análise do impacte dos investimentos propostos nos proveitos permitidos não se traduziu numa tarefa isenta de pressupostos, pois a informação contida na proposta do PDIRD-E 2014 revelou-se insuficiente:

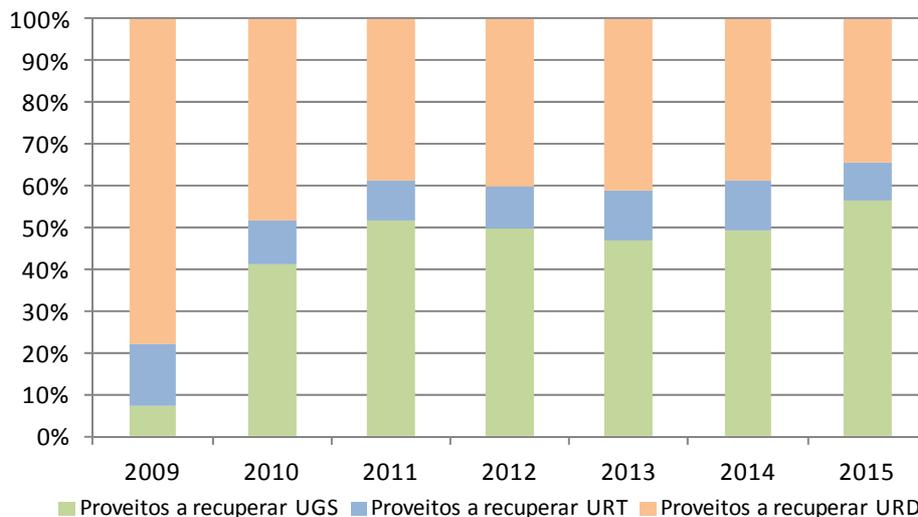
- Apenas foram apresentados os valores de investimento a custos primários;
- Não é indicado se os valores de investimento previstos para cada ano, entraram todos em exploração ou não.

ENQUADRAMENTO

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso 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 acessos¹². Observa-se, no entanto, que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso têm vindo a diminuir, por força do aumento dos Custos de Interesse Económico Geral, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema.

¹² Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

Figura 7-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas



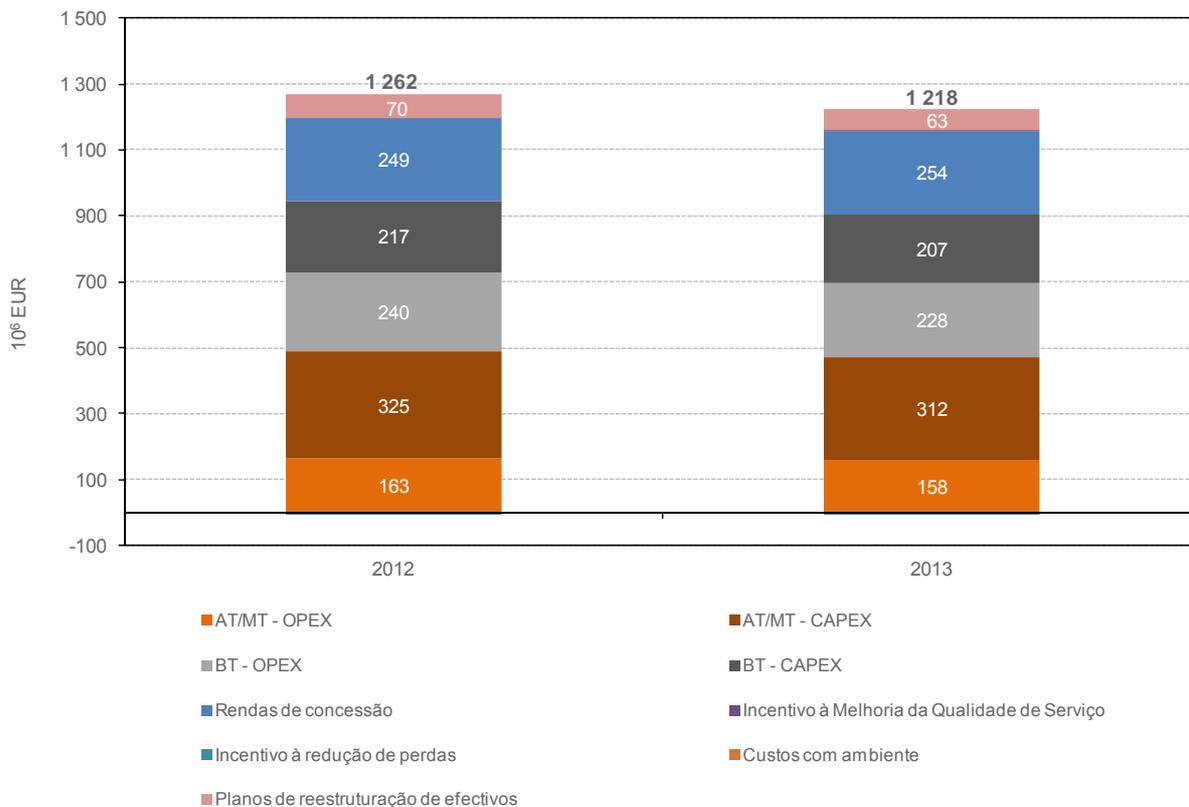
Fonte: ERSE

A atividade de distribuição de energia elétrica é uma atividade 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 forem superiores ao inicialmente previsto para o período regulatório¹³.

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.

¹³ Esta metodologia foi aplicada a todo o investimento da EDP Distribuição até 2014.

Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais¹⁴



Fonte: ERSE

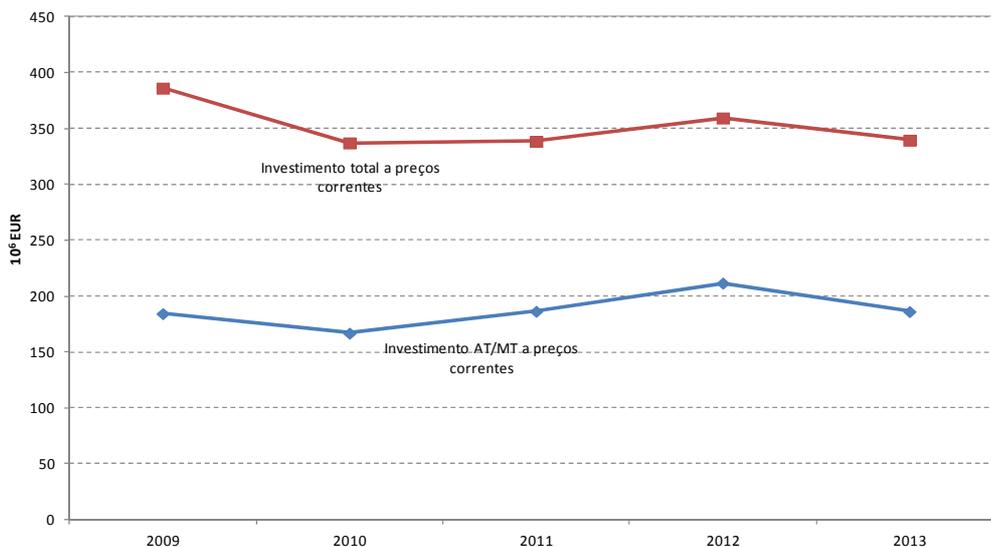
Observa-se que cerca de 25% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica dizem respeito aos custos de investimento em NT.

Tendo em conta o impacte 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 7-3 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 M € por ano.

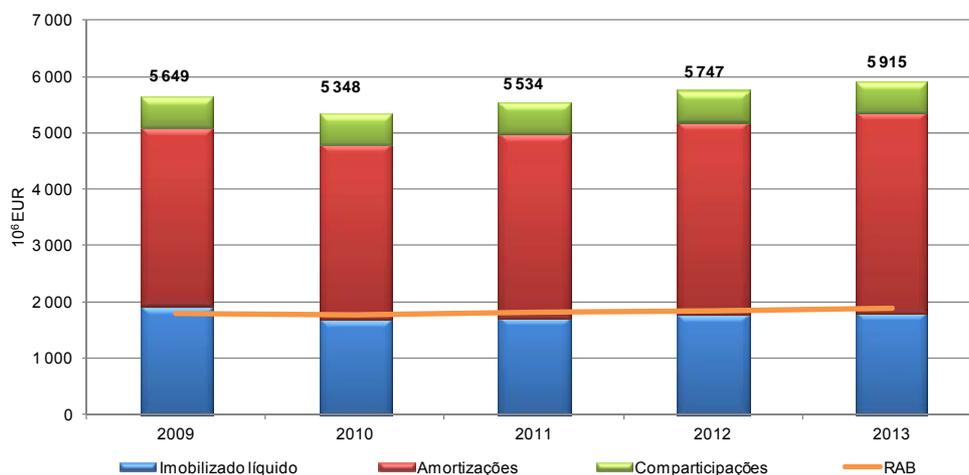
¹⁴ Não incluem o efeito de ajustamentos

Figura 7-3 - 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. No entanto, o valor do imobilizado bruto continua a crescer, apontando para o envelhecimento do ativo em exploração.

Figura 7-4 - Evolução do ativo em AT/MT



A revisão em baixo do nível de investimento implícito na proposta de PDIRD-E 2014 face ao passado implica também um envelhecimento do ativo em exploração. Em contrapartida, a diminuição do nível de investimento poderá implicar uma revisão em baixo do impacte tarifário da atividade de distribuição de energia elétrica, como se poderá observar nos pontos seguintes.

IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

Com base nos dados fornecidos na proposta de PDIRD-E 2014 foram criados diferentes cenários de evolução dos proveitos, bem como de quantidades, resultando na evolução dos proveitos unitários desagregados em custos operacionais (OPEX) e custos de investimento (CAPEX).

Os cenários de proveitos considerados na análise foram os seguintes¹⁵:

1. **Cenário 2014+investimento da proposta de PDIRD-E 2014:** este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em tarifas de 2015 (T2015), evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD-E 2014 e (ii) valores do OPEX estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: energia distribuída com base nos cenários de procura, energia injetada constante e número de clientes com base nos dados de tarifas 2015 até 2017, sendo depois constantes;
2. **Cenário 2014+investimento 2014 constantes:** este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2014 estimado em T2015, evoluindo até 2019, mantendo constantes os investimentos de 2014 e (ii) valores do OPEX estimado para 2014, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: energia distribuída com base nos cenários de procura, energia injetada constante e número de clientes com base nos dados de tarifas 2015 até 2017 e depois constantes;
3. **Cenário T2015+investimentos da proposta de PDIRD-E 2014:** este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX previsto para 2015 em T2015, evoluindo até 2019 de acordo com os investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD-E 2014 e (ii) valores do OPEX previsto para 2015 em T2015, evoluindo até 2019 com o IPIB-X, sendo que os indutores evoluem da seguinte forma: energia distribuída com base nos cenários de procura e quilómetro de rede com base na linha de tendência calculada com os dados de extensão de rede considerados na proposta de PDIRD-E 2014.

No entanto, e conforme já mencionado, a informação incluída na proposta de PDIRD-E 2014 foi insuficiente para criar os cenários de proveitos, pelo que houve a necessidade de assumir determinados pressupostos, designadamente: i) peso dos custos de gestão, estrutura e financeiros igual ao considerado no valor estimado de 2014 e em tarifas 2015, respetivamente para cada cenário; ii) entradas em exploração equivalentes ao investimento do ano.

No cálculo do proveito unitário foram considerados vários cenários de procura:

- **Cenário 1** - cenário apresentado na proposta de PDIRD-E 2014;
- **Cenário 2** - cenário resultante do CRE da proposta de PDIRT-E 2014 (RMSA Superior);

¹⁵ Os custos de exploração aceites fora do *price cap* e os ajustamentos foram mantidos constantes.

- **Cenário 3** - cenário fornecimentos 2015 previsto nas T2015 e variação nula;

Estes cenários apresentam-se como se segue.

Figura 7-5 - Evolução da procura (fornecimentos totais)

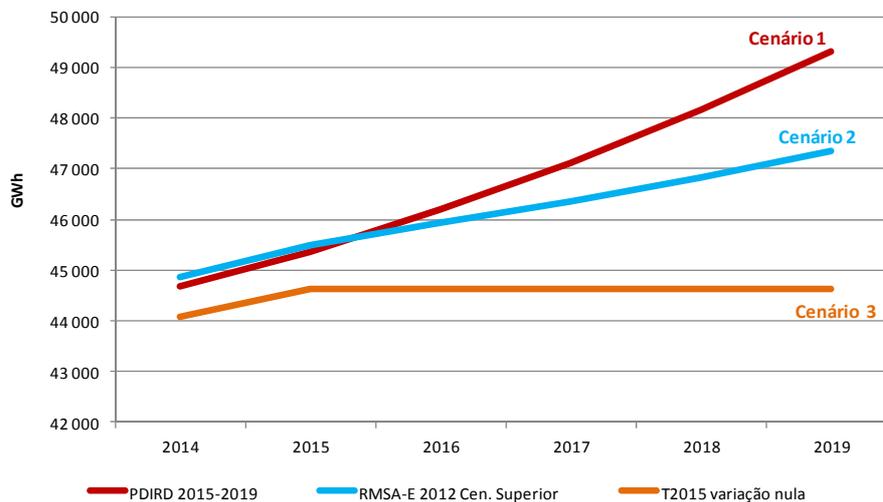
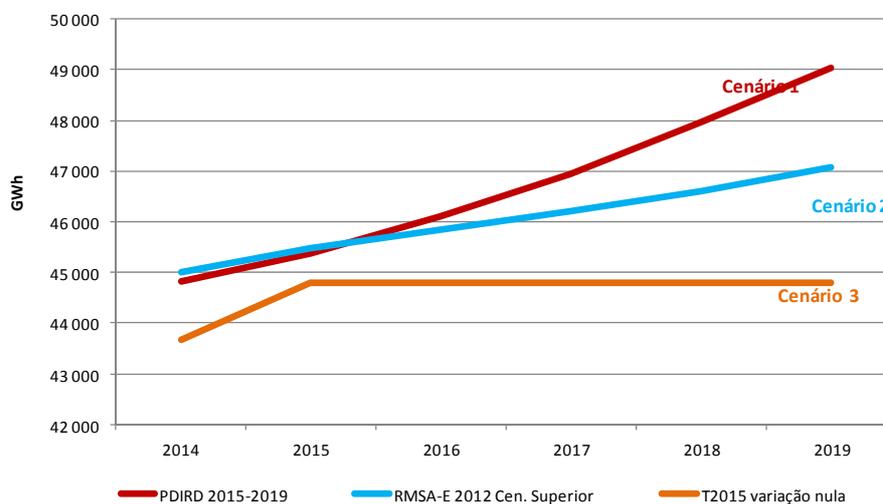


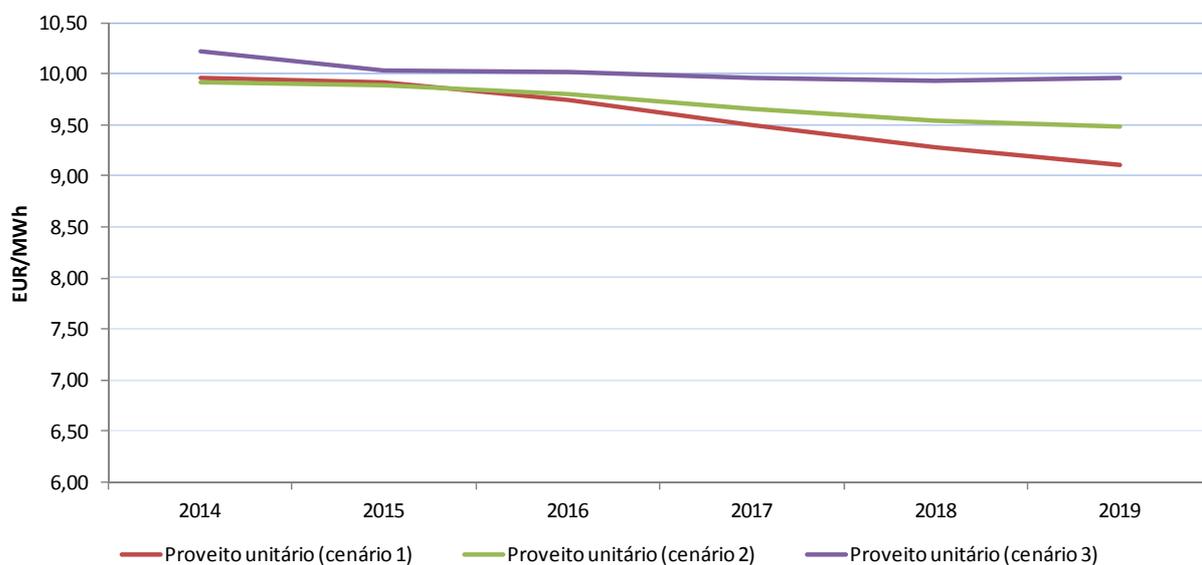
Figura 7-6 - Evolução da procura (energia veiculada pela rede de AT/MT¹⁶)



¹⁶ Corresponde à energia saída da rede de AT/MT, ou seja à soma das entregas a clientes em AT e em MT com as entregas à rede de BT, as quais se assumiu serem iguais às entregas a clientes em BT acrescidas das perdas na rede de BT. As perdas na rede de BT foram determinadas através da extrapolação do nível de perdas em BT do ano 2013, tendo em conta a evolução prevista para a evolução das perdas totais da rede de distribuição.

Numa primeira fase considera-se o impacte dos investimentos da proposta de PDIRD-E 2014 no contexto das tarifas em vigor em 2014, para diferentes cenários de procura. Desta forma, apresenta-se o “Cenário 2014+investimento da proposta de PDIRD-E 2014” para os três cenários de procura.

Figura 7-7 - Proveitos unitários



Observa-se que qualquer que seja o cenário de procura considerado, os proveitos unitários a recuperar por aplicação das tarifas diminuem.

De seguida, apresentam-se os impactes das decisões de investimento em cada cenário de proveitos para dois cenários de procura_consumo referido à emissão: cenário 1, cenário apresentado na proposta de PDIRD-E 2014 e cenário 2 resultante do RMSA Superior

Figura 7-8 - Proveitos unitários com base no consumo previsto no RMSA superior

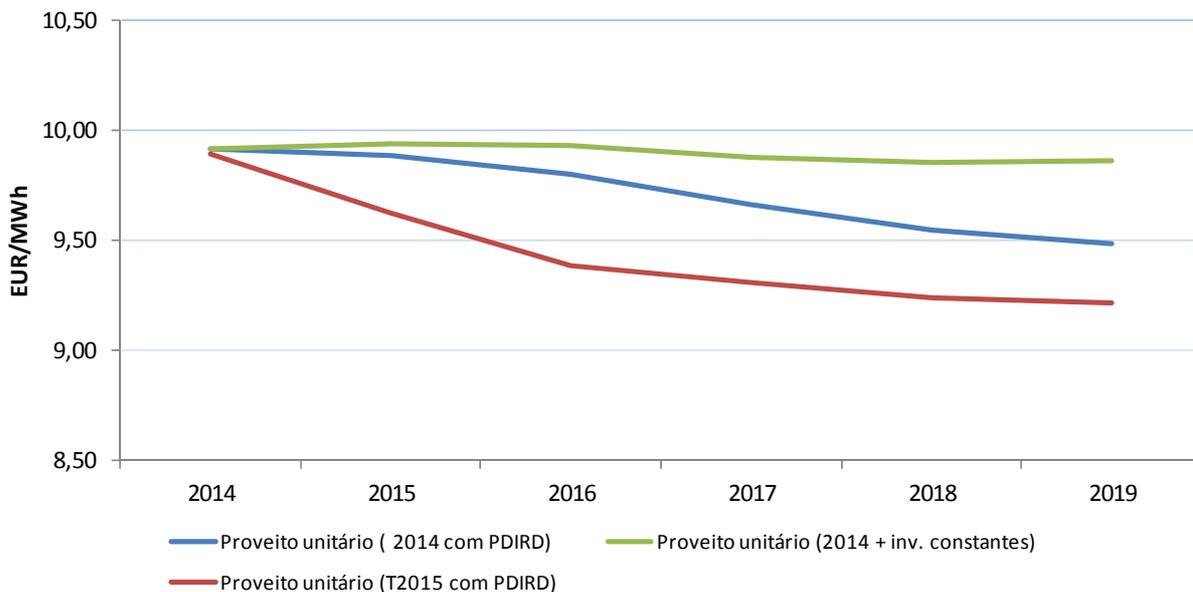
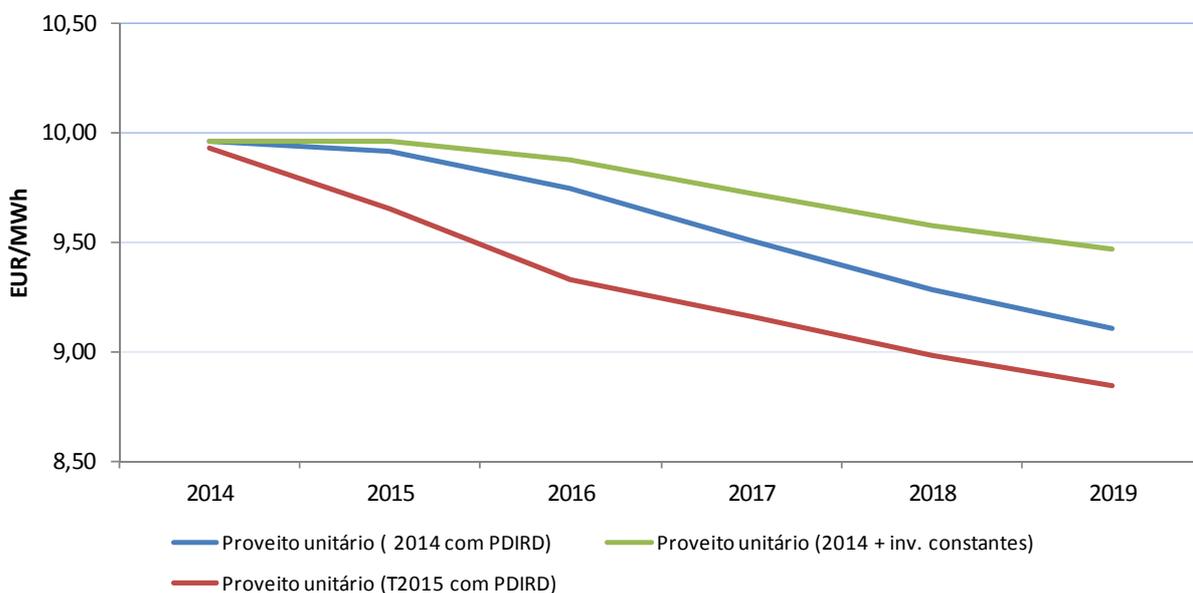


Figura 7-9 - Proveitos unitários com base no consumo previsto na proposta de PDIRD-E 2014



Como se observa nas figuras anteriores, em ambas as simulações, os cenários que consideram os investimentos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014 implicam uma redução mais significativa dos proveitos unitários a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em 2019, entre cerca de 4% e 7% face ao valor estimado para 2015.

O cenário T2015 destaca-se como o mais baixo devido à taxa de remuneração considerada para 2015, ser mais baixa que a considerada na estimativa de 2014.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Pelas análises anteriores reconhece-se o impacto positivo em termos de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas dos investimentos apresentados na proposta de no PDIRD-E 2014, contudo, não se pode deixar de referir que tais investimentos levarão a um envelhecimento do ativo em exploração.

Finalmente, deve salientar-se que a proposta de PDIRD-E 2014 deveria apresentar, para além da análise custo-benefício para todos os vetores de investimento, análises de sensibilidade tendo em conta diferentes cenários de procura à semelhança do exercício efetuado pela ERSE. Este foi um dos temas abordados nos comentários dos agentes à Consulta Pública.

7.2 ANÁLISE DOS IMPACTES DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2014

Para se estudar os impactos 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 2014, comparam-se os impactes entre a situação em 2015 e as situações em 2019 resultantes dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014 e de um cenário baseado no ano de 2015 que inclui investimentos constantes até 2019 estimados a partir do ano de 2014 (BAU).

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 o acréscimo de proveitos verificado, as previsões para o próximo período regulatório e o peso de cada tarifa de distribuição na estrutura tarifária global, mostram-se no Quadro 7-1 as variações tarifárias 2019/2015, para ambos os cenários 2019 em que se consideram os investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2014 e os investimentos constantes obtidos a partir do ano 2014 (BAU), e a variação tarifária entre ambos os cenários para o ano 2019.

Quadro 7-1 - 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 2014

	Variações tarifárias		
	2019/2015 (%)		PDIRD-E 2014/BAU
	PDIRD-E 2014	BAU	
Tarifas URD AT	-12,28%	-6,46%	-6,22%
Tarifas URD MT	-14,09%	-7,12%	-7,50%
Tarifas Acesso AT	-0,92%	-0,48%	-0,44%
Tarifas Acesso MT	-3,70%	-1,88%	-1,86%
Tarifas Acesso BTE	-1,77%	-0,90%	-0,88%
Tarifas Acesso BTN	-1,34%	-0,68%	-0,66%
Tarifas Finais AT	-0,30%	-0,16%	-0,14%
Tarifas Finais MT	-1,62%	-0,82%	-0,80%
Tarifas Finais BTE	-0,97%	-0,49%	-0,48%
Tarifas Finais BTN	-0,81%	-0,41%	-0,40%

Analisando o quadro anterior, conclui-se que os montantes previstos na proposta de PDIRD-E 2014 representam, face aos montantes considerando os investimentos de 2014, um maior desagravamento nas diferentes tarifas de uso de rede de distribuição, e por acréscimo de acesso às redes, e conseqüentemente nos preços observados pelos clientes finais, representando uma diminuição dos proveitos relativos às redes de distribuição em AT e MT.