

**PARECER À PROPOSTA DO PLANO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE
TRANSPORTE DE ELETRICIDADE
PARA O PERÍODO 2014-2023
(PDIRT-E 2013)**

Abril 2014

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	ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE	7
2.1	Contexto macroeconómico	9
2.2	Evolução histórica do consumo de eletricidade e da ponta de carga	12
2.3	Previsão da evolução do consumo de eletricidade.....	14
2.4	Previsão para a ponta de carga.....	18
3	RECOMENDAÇÕES DE MELHORIA DA PROPOSTA DE PDIRT	23
3.1	Responsabilidade de preparação das propostas de PDIRT em apreciação	23
3.2	Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento	23
3.3	Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas	24
3.4	Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT.....	25
3.5	Coordenação regional e europeia do PDIRT	26
4	MONTANTE DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2013	29
5	OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO	33
5.1	Produção em regime ordinário de origem térmica.....	33
5.1.1	Evolução da capacidade de produção de origem térmica	33
5.1.2	Projetos de investimento na RNT para receção da nova produção de origem térmica	34
5.1.3	Análise e comentários	34
5.2	Produção em regime ordinário de origem hídrica.....	35
5.2.1	Evolução da capacidade de produção de origem hídrica	35
5.2.2	Projetos de investimento na RNT para receção da Nova Produção de origem hídrica	36
5.2.3	Análise e comentários	36
5.3	Produção em regime especial (PRE).....	37
5.3.1	Evolução da capacidade de produção em regime especial.....	37
5.3.2	Projetos de investimento na RNT para receção de nova produção em regime especial	38
5.3.3	Análise e comentários	38
5.4	Produção “ <i>offshore</i> ”	39
6	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	41
6.1	Reforço da ligação à rede de distribuição.....	41
6.1.1	Evolução da ponta da RNT	41
6.1.2	Projetos de investimento na RNT para reforço da ligação à rede de distribuição.....	42
6.1.3	Análise e comentários	43
6.2	Reforço interno de rede	44
6.2.1	Evolução e desempenho da RNT	44
6.2.2	Projetos de investimento em reforço interno da RNT	47
6.2.3	Análise e comentários	48
6.3	Condicionantes socioambientais.....	48

6.3.1	Principais condicionantes socioambientais.....	48
6.3.2	Projetos de investimento na RNT relativos a condicionantes socioambientais.....	49
6.3.3	Análise e comentários.....	50
6.4	Remodelação de instalações e equipamentos da RNT.....	50
6.4.1	Equipamento objeto do programa de remodelações.....	50
6.4.2	Análise e comentários.....	52
6.5	Gestão de reativa.....	53
6.5.1	Contexto da gestão de reativa.....	53
6.5.2	Projetos de investimento na RNT para gestão de reativa.....	54
6.5.3	Análise e comentários.....	54
7	INTEGRAÇÃO DE MERCADOS.....	57
7.1	Capacidade de interligação Portugal - Espanha.....	57
7.1.1	Capacidade de interligação disponível para efeitos comerciais.....	57
7.1.2	Utilização da capacidade de interligação.....	58
7.1.3	Projetos de investimento na RNT para reforço da capacidade de interligação.....	58
7.1.4	Análise e comentários.....	59
8	PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI).....	61
8.1	Financiamento.....	63
9	ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS.....	67
9.1	Impacte estimados nos proveitos permitidos a recuperarem pela tarifa.....	68
9.2	Análises de sensibilidade.....	72
9.3	Análise dos impactes dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013 (ano 2018).....	82

1 ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO

Em cumprimento com o estabelecido no n.º 1 do artigo 36.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 REN - Rede Elétrica Nacional, S. A., enquanto Operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 (PDIRT-E 2013).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2013 recebida, competindo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, promover uma Consulta Pública ao seu conteúdo, com a duração de trinta dias.

Deste modo, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública a proposta de PDIRT-E 2013, elaborada pelo Operador da RNT, que decorreu entre os dias 5 de fevereiro e 6 de março 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 PDIRT do Operador da RNT, 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 RNT que cabe elaborar e justificar a proposta de PDIRT, tendo por base o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento, a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, e os demais elementos previstos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e no artigo 36.º Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. 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 PDIRT.

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

Finda a Consulta Pública, cabe então à ERSE emitir Parecer sobre a proposta de PDIRT, enviando-o no prazo de trinta dias ao Operador da RNT e à DGEG.

No seu Parecer, a ERSE emitirá a sua opinião sobre a proposta de PDIRT recebida, levando em linha de conta, designadamente, a informação recolhida e os diferentes contributos rececionados na Consulta Pública, à luz das competências que lhe são atribuídas, tendo igualmente presente o atual contexto técnico-económico.

No Parecer, a ERSE pode determinar alterações à proposta de PDIRT tendo em vista, designadamente, assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública e a promoção da concorrência, bem como a coerência do PDIRT com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia (TYNDP).

Ulteriormente, após emissão do Parecer da ERSE, caberá ao Operador da RNT elaborar e enviar à DGEG a proposta final do PDIRT, num prazo de trinta dias, que, por sua vez, a DGEG enviará ao membro do Governo responsável pela área da energia. Este, por conseguinte, poderá recusar a aprovação do PDIRT caso entenda, fundamentadamente, que este não contempla as alterações determinadas pela DGEG ou no Parecer da ERSE e não preveja investimentos necessários ao cumprimento dos objetivos de política energética.

Feito este enquadramento legislativo, sinteticamente, apresentam-se de seguida as principais conclusões retiradas da avaliação efetuada à proposta de PDIRT-E 2013.

1. Tendo em conta a relação de causalidade entre o nível de procura de energia elétrica e a atividade económica, um plano de investimentos com um horizonte alargado, como é o caso da proposta de PDIRT-E 2013, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da sua realidade externa.

Da análise realizada pela ERSE, o cenário de consumo de eletricidade adotado na proposta de PDIRT-E 2013 é relativamente coerente com as perspetivas macroeconómicas mais atualizadas e com os dados mais recentes de evolução do consumo. Contudo, a ponta de consumo (critério central para definir investimentos na RNT) adotada para 2014 nesta proposta de PDIRT-E está cerca de 13% acima da ponta de consumo do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e 19% acima da ponta de carga da RNT, registados em 2013, apesar de alinhada com a ponta histórica do SEN que ocorreu em 2010. No médio e longo prazo há ainda que considerar novos fatores que terão impactos no consumo de eletricidade e nas pontas de carga a que as redes serão sujeitas, os quais poderão ter sentidos opostos. São disso exemplos a perspetiva de novos consumos de eletricidade, os resultados da intensificação de medidas de promoção de eficiência energética ou a penetração em larga escala da produção distribuída.

2. Em linha com o conteúdo dos Pareceres emitidos pela ERSE em relação a anteriores propostas de PDIRT, considera-se que a proposta de PDIRT-E 2013 deveria apresentar as alternativas estudadas, bem como a quantificação dos custos e dos benefícios e as análises técnicas, que sustentaram a tomada de decisão e resultaram nos diferentes projetos (ou blocos de projetos) de investimento propostos. Nesse sentido, cabe ao Operador da RNT demonstrar os méritos das opções tomadas.
3. Constata-se que a proposta de PDIRT-E 2013 carece de informação económica quanto aos custos de cada um dos projetos (ou blocos de projetos) de investimento que a compõem.

Tal como estabelecido no 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 informação a ser apresentada para os projetos de investimento previstos entrar em exploração nos primeiros três anos do PDIRT deverá ser considerada como um compromisso de que o Operador da RNT, se aprovados, os pretende efetuar. Assim, a proposta de PDIRT deverá apresentar os custos por projeto (ou bloco de projetos) de investimento, pelo menos para os primeiros 3 anos. Só assim será possível ao Operador da RNT apresentar no PDIRT uma quantificação dos custos e benefícios de cada um dos projetos (ou bloco de projetos) e permitir a sua aprovação.

Em relação aos investimentos a entrar em exploração no quarto ano e no quinto ano do PDIRT, será de esperar o detalhe que fundamente razoavelmente os custos e benefícios e o mérito que o justificam, de entre as alternativas possíveis. Para estes investimentos será a edição seguinte do PDIRT (que ocorre de 2 em 2 anos) que irá confirmar a necessidade da sua concretização e um compromisso da respetiva calendarização.

Por sua vez, a proposta de PDIRT-E 2013 não apresenta qualquer informação económica quanto aos projetos (ou blocos de projetos) de investimento previstos entrarem em exploração nos últimos 5 anos do PDIRT, facto que não parece ser razoável. Este é um aspeto que deve ser revisto na atual proposta de PDIRT-E 2013, compreendendo-se, no entanto, que a informação económica apresentada para os projetos do segundo quinquénio assuma carácter meramente indicativo.

4. A ERSE considera fundamental que sejam aprofundadas as sinergias entre operadores e promotores, previstas legalmente, e que sejam maximizadas todas as formas de cofinanciamentos, quer seja através de fundos comunitários a fundo perdido¹, como através de recurso a soluções de financiamento mais favoráveis ou pelo incremento do cofinanciamento dos próprios promotores, de modo a que se minimize o impacto dos investimentos nos consumidores e na competitividade da nossa economia.

Não existindo qualquer informação na proposta de PDIRT-E 2013 sobre cofinanciamentos, a ERSE considera que a atual proposta de PDIRT-E 2013 deveria ter incluído a referida informação, para que pudessem ser avaliados os reais impactos dos investimentos propostos.

5. Em resultado dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, nomeadamente informação atualizada sobre o adiamento das datas de entrada em exploração de algumas centrais hidroelétricas, por parte dos seus promotores, a ERSE considera que deveria ser analisada a possibilidade de adiamento dos projetos de investimento propostos relativos aos eixos “Ribeira da

¹ Embora a ERSE também reconheça as limitações existentes atualmente relativamente ao acesso aos fundos vocacionados para este fim.

Pena-Feira”, e ao eixo “Penela-Seia”, destinados à receção da produção das centrais hidroelétricas de Fridão, Alto Tâmega, por um lado, e Girabolhos, por outro.

6. De igual modo, a calendarização dos projetos relativos ao reforço da RNT para receção de produção em regime especial deveriam ser reavaliados e, eventualmente, adiados os projetos de investimento, para os quais não seja apresentado um compromisso por parte dos promotores que assegure que a data de conclusão da obra se insere nos três primeiros anos do horizonte do PDIRT.
7. O impacte tarifário da proposta de PDIRT-E 2013 nas tarifas de acesso às redes tendo por referência o ano de 2018, será de 3,3%. Este impacte tarifário será diferenciado por nível de tensão, situando-se à volta de 6,2% em MAT e AT, 5,2% em MT e 2,5% em BT. Nos preços finais, o impacte tarifário será menor, sendo em média de 1,7%. Este impacte tarifário diferencia-se por nível de tensão representando 1,9% em MAT/AT, 2,2% em MT e 1,4% em BT. Estas variações médias subentendem um agravamento dos custos de investimento da atividade de transporte de energia elétrica a recuperar pelas tarifas em 2018 que varia entre 0,8 €/MWh e 1,3 €/MWh, face ao implícito nas tarifas em vigor em 2014, consoante as taxas de remuneração do investimento consideradas².
8. Efetuaram-se simulações sobre o cenário base da proposta de PDIRT-E 2013, sujeitas a variações na procura e no nível de investimento. No que diz respeito a esta variável, considerou-se a possibilidade de adiamento dos investimentos nas ligações às centrais de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega, decorrente da informação rececionada durante a Consulta Pública. Em termos tarifários, a consideração do adiamento desses investimentos implicou, face ao cenário base da proposta de PDIRT-E 2013, uma diminuição nas tarifas de acesso em torno de 0,5%, em MAT/AT e MT, e de 0,3% em BT. No que diz respeito aos preços finais, a consideração do adiamento dos investimentos implicou uma redução em torno de 0,2% nos preços finais dos diferentes níveis de tensão. Em termos unitários, o intervalo de valores do acréscimo dos custos com a atividade de transporte de energia elétrica a recuperar pelas tarifas em 2018 situar-se-á entre 0,1 €/MWh e 1,3 €/MWh, consoante os cenários testados³.
9. É de esperar que a contribuição construtiva para um melhor exercício de planeamento da RNT, que se encontra refletida nos comentários recebidos durante a Consulta Pública e no presente Parecer, seja entendida e aplicada na preparação das propostas futuras de PDIRT que, respeitando o enquadramento político, económico e social, seja mais adequada às necessidades da rede e do SEN.

² Este intervalo tem implícito uma diferença de 1% na taxa de remuneração do ativo.

³ Registe-se que o ponto de partida, isto é, os custos com a atividade de transporte de energia elétrica implícitos nas tarifas em vigor são de 7,66 €/MWh.

Os investimentos de 1065 milhões de euros⁴ subjacentes à proposta de PDIRT-E 2013, subentendem um valor médio de 228 milhões de euros de investimento no próximo período regulatório (2015-2017), que compara com o valor estimado para o atual período (2012-2014) de 191 milhões de euros⁵. O volume de investimento proposto tem um impacto tarifário que se perspectiva agravar o atual nível. Considera-se que o agravamento perspectivado nas tarifas não se justifica face à contração do consumo ocorrido nos últimos anos, à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT.

Nesse sentido, atendendo ao atual contexto socioeconómico e ao claro desfasamento entre os pressupostos subjacentes a elaboração desta proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE considera que o Operador da RNT deverá centrar a reformulação da proposta de PDIRT-E 2013 na apresentação dos projetos de investimento cuja entrada em exploração se possa demonstrar ter de, obrigatoriamente, ocorrer até 2016, acompanhados da informação sobre custos e benefícios, da clarificação dos seus méritos face às alternativas e da pertinência da calendarização. Adicionalmente, nesse exercício deverão também ser refletidos os comentários recebidos durante a Consulta Pública, em que são identificados um conjunto de projetos de investimento que se julga estarem em condições de poderem ser adiados.

Em relação aos restantes projetos de investimento, propõe-se a reavaliação e reponderação de prioridades e calendários na próxima proposta de PDIRT-E que, tal como previsto, deverá ser submetida até ao final do primeiro trimestre de 2015 à DGEG. Caso seja considerado útil, a ERSE disponibiliza-se para, até essa data e no âmbito das suas competências, aprofundar os comentários anteriores nesse processo.

A ERSE considera, assim, que estas são condições fundamentais para que seja garantida a compatibilização, de forma harmonizada e sustentável, dos diferentes interesses em causa no quadro das suas competências.

⁴ São identificados investimentos da ordem dos 678 milhões de euros para o período até 2016, de 390 milhões de euros em 2017 e 2018 e, ainda, 51 milhões de euros em investimento a concluir após 2018.

⁵ Registe-se igualmente que no anterior período (2009-2011), o nível de investimento anual foi superior, cerca de 319 milhões de euros.

2 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

A estimativa da evolução da procura de eletricidade é um dos aspetos mais relevantes para permitir o planeamento e tomada de decisão sobre os investimentos a realizar na rede de transporte, por duas razões principais:

1. Motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para permitir a ligação da capacidade de produção que se perspetiva e para satisfazer as pontas de carga nos pontos de entrega da rede.
2. Motivos económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade.

A proposta de PDIRT-E 2013 em apreço tem por base a evolução do consumo anual de eletricidade previsto nos cenários central e superior do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, de abril de 2012, respeitante ao período de 2013 a 2030 (RMSA-E 2013-2030)⁶. De entre os dois cenários referidos, o operador considerou “adequado identificar e prever as necessidades de reforço da rede tendo em consideração o seu limite superior, e, posteriormente, função da evolução efetiva verificada nos consumos, ajustar os reforços de rede em concordância com as decorrentes necessidades”. Não obstante a escolha do cenário superior, verifica-se que a previsão de consumo de eletricidade subjacente à proposta de PDIRT-E 2013 traduz uma revisão em baixa face à proposta de PDIRT-E de julho de 2011, que abrangia o período de 2012 a 2022, o que reflete um ajustamento do consumo de eletricidade devido ao agravamento do clima macroeconómico em Portugal após 2011.

No que respeita às pontas de carga agregadas do SEN e da RNT, o Operador da RNT adotou na proposta de PDIRT-E 2013 uma metodologia de previsão que depende do cenário de consumo considerado⁷. Verifica-se, de igual modo ao consumo, que as pontas de carga do SEN foram revistas em baixa face à proposta de PDIRT-E de 2011, respeitante ao período de 2012 a 2022. Assinala-se no entanto as diferenças que se registam atualmente entre a ponta de carga do SEN e as pontas de carga da RNT.

As figuras seguintes ilustram a revisão das perspetivas para a procura de eletricidade entre a proposta de PDIRT-E 2013 e a anterior.

⁶ Os cenários do RMSA-E 2013-2030 baseiam-se em dados reais até ao ano de 2010.

⁷ O RMSA-E 2013-2030 inclui previsões das pontas de carga do SEN para as análises dos índices de cobertura, adiante comparados com a ponta de carga adotada no PDIRT-E.

Figura 2-1 – Consumo de eletricidade real e previsto no PDIRT-E 2011 e na proposta de PDIRT-E 2013

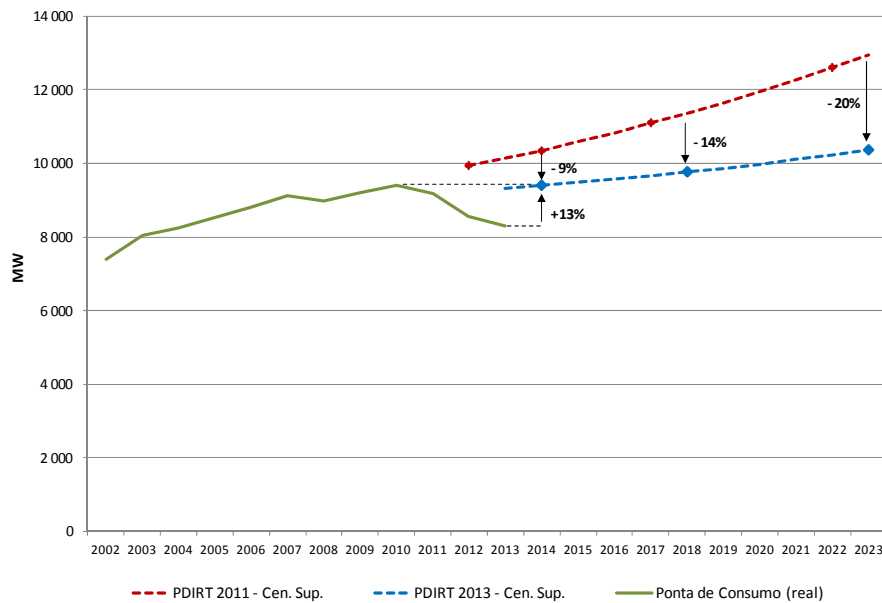
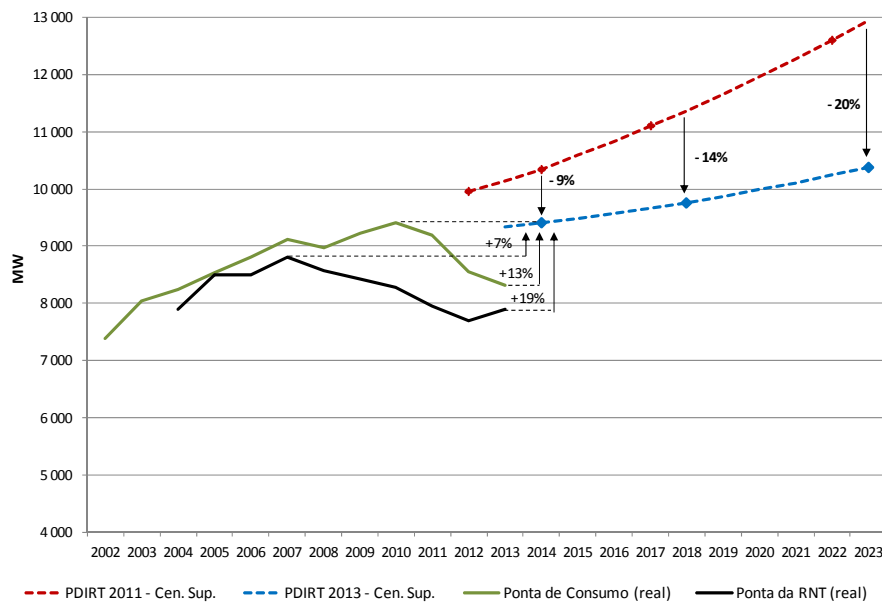


Figura 2-2 – Pontas de carga reais e previsto no PDIRT-E 2011 e na proposta de PDIRT-E 2013



Seguidamente, estas previsões são analisadas tendo em conta: (i) as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, (ii) os dados mais recentes da procura de eletricidade, quer a nível nacional, quer a nível ibérico e europeu e (iii) as tendências de políticas energéticas europeias que afetarão a evolução do setor elétrico.

2.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte alargado como é o caso do PDIRT-E 2013 deve ser enquadrado em termos macroeconómicos sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da sua realidade externa.

O estudo da proposta de PDIRT-E 2013 é omissivo quanto ao contexto macroeconómico que sustenta as previsões para a procura de energia eléctrica. No entanto, segundo a proposta de PDIRT-E 2013 e de acordo com a legislação em vigor, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, a elaboração da proposta de PDIRT-E 2013 teve por base o mais recente RMSA-E (o RMSA-E 2013-2030), nomeadamente no que respeita aos cenários de procura e de oferta de eletricidade no período 2014-2023.

Deste modo, a comparação dos cenários macroeconómicos presentes no RMSA-E 2013-2030 com cenários macroeconómicos utilizando dados mais recentes é um exercício útil de comparação, tendo em vista justificar possíveis desvios relativos à procura de energia eléctrica constante na proposta de PDIRT-E 2013 e à evolução expectável da mesma, com dados mais recentes. O Quadro 2-1 apresenta a taxa de crescimento anual do PIB considerado no cenário macroeconómico do RMSA-E 2013-2030, assumindo uma taxa de crescimento médio anual de +0,6% entre 2012 e 2015 e de +2,0% entre 2015 e 2020, de acordo com a referida fonte.

Quadro 2-1 – Cenário Macroeconómico – RMSA-E 2013-2030

Variação do PIB									
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-1,7%	-3,3%	0,7%	2,5%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Fonte: DGEG (RMSA-E 2013-2013)

O Quadro 2-2 apresenta os indicadores macroeconómicos divulgados pelo FMI na décima avaliação do programa de ajustamento de Portugal.

Quadro 2-2 – Evolução da economia portuguesa – FMI

	2011	2012	2013 P	2014 P	2015 P	2016 P	2017 P	2018 P	2019 P
Portugal									
PIB (crescimento real %)	-1,3	-3,2	-1,6	0,8	1,5	1,7	1,8	1,8	1,8
Consumo Privado	-3,3	-5,4	-1,8	0,1	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Formação bruta de capital fixo	-10,5	-14,3	-8,0	1,2	3,7	3,7	4,3	3,8	3,8
Consumo público	-5,0	-4,7	-2,0	-2,5	-2,2	0,5	0,9	1,3	1,0
Exportações	6,9	3,2	5,8	5,0	5,3	5,7	5,6	5,5	5,6
Importações	-5,3	-6,6	2,6	3,0	3,7	4,4	4,6	4,7	4,7
Contributos para o PIB (p.p.)									
Procura interna	-5,5	-6,9	-2,7	0,0	0,7	1,0	1,3	1,3	1,2
Procura externa	4,4	3,7	1,2	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,6

Fonte: FMI, "Tenth review under the extended arrangement and request for waivers of applicability of end-december performance criteria", Fevereiro 2014

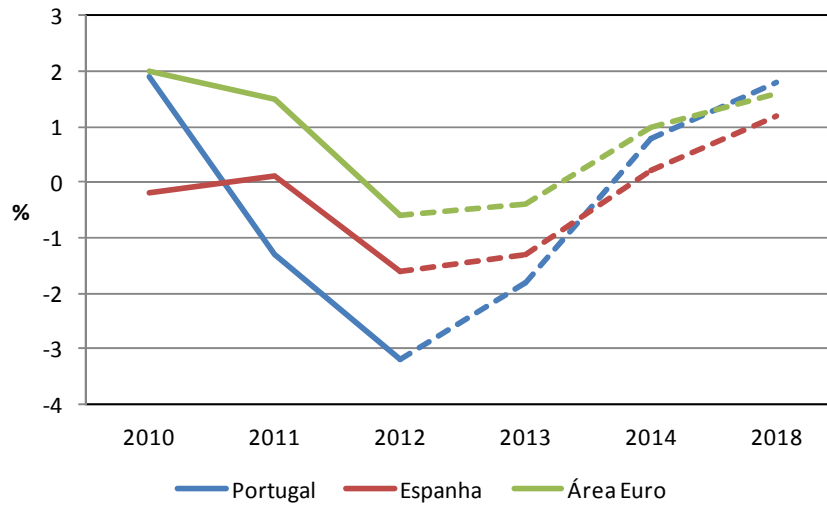
A economia portuguesa apresentou ainda em 2013 um contexto recessivo da sua atividade económica em que o consumo privado, a formação bruta de capital fixo e o consumo público apresentam um comportamento contracionista pelo terceiro ano consecutivo. Dado que as dificuldades económicas sentidas no país são extensíveis a outros países, alguns deles parceiros económicos das exportações portuguesas, o contributo da procura externa para o crescimento do PIB, em termos percentuais, vai apresentando uma tendência decrescente entre 2011 e 2016, estabilizando a partir dessa data.

Para 2014, encontra-se projetado um crescimento positivo para a atividade económica resultante da conjugação do crescimento expressivo das exportações, da manutenção da redução do consumo público e de uma ligeira recuperação do consumo privado.

Tal como referido anteriormente, dado que o andamento da atividade económica em Portugal é igualmente influenciada pelo contexto externo, a Figura 2-3 compara a evolução da atividade económica em Portugal, em Espanha e na Área do Euro, entre 2011 e 2014 e em 2018⁸.

⁸ Os dados referentes a 2013, 2014 e 2018 são dados estimados.

Figura 2-3 – Evolução da atividade económica em Portugal, Espanha e Área do Euro



Fonte: FMI, World Economic Outlook, outubro 2013

Pela análise da figura anterior, é possível verificar que em 2012, as três economias analisadas apresentam uma contração da sua atividade económica mantendo-se a mesma no ano seguinte. A economia portuguesa é a que apresenta uma maior contração em 2012, registando-se no ano seguinte uma recuperação gradual, comum às três economias. O ano de 2014 é expectável ser o primeiro ano de crescimento económico em Portugal (+0,8%), após três anos de recessão económica, sendo que se perspetiva um andamento mais dinâmico do que o projetado para a economia espanhola (+0,2%) para esse ano. A área do Euro segue o padrão atrás descrito para 2014 estimando-se uma expansão da sua atividade económica em torno de 1%. O ritmo de crescimento abrandará até 2018, sendo que nesse ano estima-se um crescimento real em torno de 1,6%. Tal como em 2014, a economia portuguesa apresentará em 2018 (+1,8%) uma dinâmica superior à estimada para a economia espanhola (+1,2%). De referir que a taxa de crescimento estimada para 2018 nas três economias são inferiores às das principais economias avançadas (+2,5%) e encontram-se abaixo das verificadas historicamente entre 1995-2004⁹.

Comparando os dados relativos a Portugal com os do RMSA-E 2013-2030, é possível concluir que este documento assenta em pressupostos macroeconómicos, de um modo geral, desajustados face aos dados disponibilizados recentemente.

⁹ Portugal registou uma taxa média de crescimento entre 1995-2004 de 2,7%, Espanha de 3,7% e a Área do Euro, de 2,2%.

Figura 2-4 – Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-E 2013-2030 com os dados mais recentes



Fonte: DGEG (RMSA-E 2013-2030), FMI, "Tenth review under the extended arrangement and request for waivers of applicability of end-december performance criteria", Fevereiro 2014

2.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E DA PONTA DE CARGA

A evolução da procura de eletricidade em Portugal até 2013 (Figura 2-5) permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são desproporcionais num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

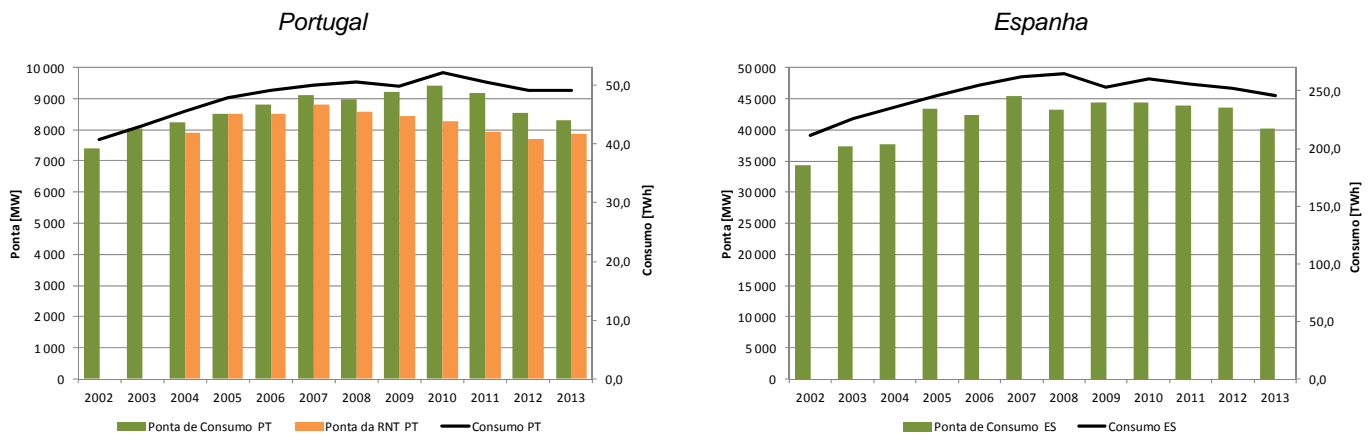
1. O consumo total teve taxas de crescimento anual elevadas até 2005 (taxa média acima de 5%) e desde então observou-se uma desaceleração. Após 2010, onde foi atingido o máximo de consumo, iniciou-se um decréscimo até 2012, ano em que o nível do consumo estabilizou em valores de 2006.
2. A queda do consumo em 2009 seguida do acréscimo atípico em 2010 refletiram, em parte¹⁰, a evolução da economia portuguesa nesses dois anos.
3. A ponta de carga do SEN teve um forte crescimento até 2007 (taxa média acima de 4%) e desde então observou-se uma desaceleração. Após 2010, onde foi atingido o máximo, iniciou-se um decréscimo acentuado até 2013, que registou uma ponta de carga ao nível do verificado em 2004.
4. A ponta de carga da RNT atingiu o máximo em 2007 e afastou-se desde então da ponta de consumo do SEN, em resultado do aumento da produção distribuída ligada na rede de distribuição. A

¹⁰ As condições climáticas particulares de 2010 devem igualmente ser consideradas.

diferença percentual máxima foi atingida em 2011 (-13,4%), embora após 2012 se tenha verificado uma convergência. Em 2013, a ponta da RNT ficou 5% abaixo da ponta de consumo do SEN, situando-se no nível de 2004.

Analisando a evolução da procura de eletricidade em Espanha nos anos mais recentes é possível observar aspetos idênticos aos acima descritos para Portugal, designadamente um crescimento rápido do consumo e da ponta, que no caso espanhol se prolongou até 2007, seguido de uma tendência de estagnação, ou mesmo decréscimo, com as devidas diferenças em termos de escala e dos momentos de tempo em que ocorreram. A Figura 2-5 permite efetuar esta comparação. No caso espanhol também é visível a quebra de 2009, embora a recuperação em 2010 seja de menor amplitude, comparativamente com o sucedido em Portugal.

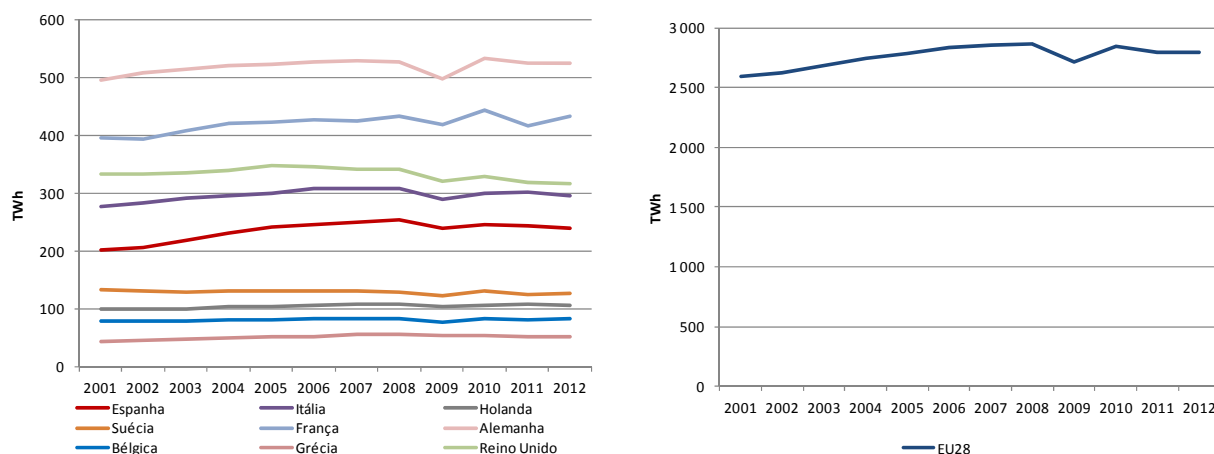
Figura 2-5 – Evolução do consumo de eletricidade e das pontas de carga em Portugal e Espanha



Fonte: REN e REE

Quanto à evolução do consumo de eletricidade na Europa (Figura 2-6), observam-se ligeiras diferenças no comportamento entre países, mas genericamente a tendência é de estagnação, ou mesmo de redução, similar ao já descrito para os países ibéricos.

Figura 2-6 – Evolução do consumo de eletricidade na Europa



Fonte: Eurostat

No que respeita aos anos mais recentes, importa perceber as motivações para as tendências observadas e a possibilidade de se manterem para o futuro. Em particular, nota-se uma queda no consumo de eletricidade em 2011 e 2012 na generalidade dos países europeus. Conforme explicitado adiante, existe uma forte correlação entre indicadores macroeconómicos e o consumo de eletricidade. Nesta linha, a quebra de consumo elétrico acima referida pode ser explicada maioritariamente pela desaceleração da economia da maioria dos países europeus explicitada na Figura 2-3.

Contudo, não é expectável que esta tendência se mantenha no médio e longo prazo, principalmente pela alteração dos indicadores económicos. No entanto, deverá ter-se em conta que medidas de eficiência energética e de gestão ativa da procura de eletricidade poderão, futuramente, ter impactos com algum significado quer na redução do consumo de eletricidade e das pontas de carga.

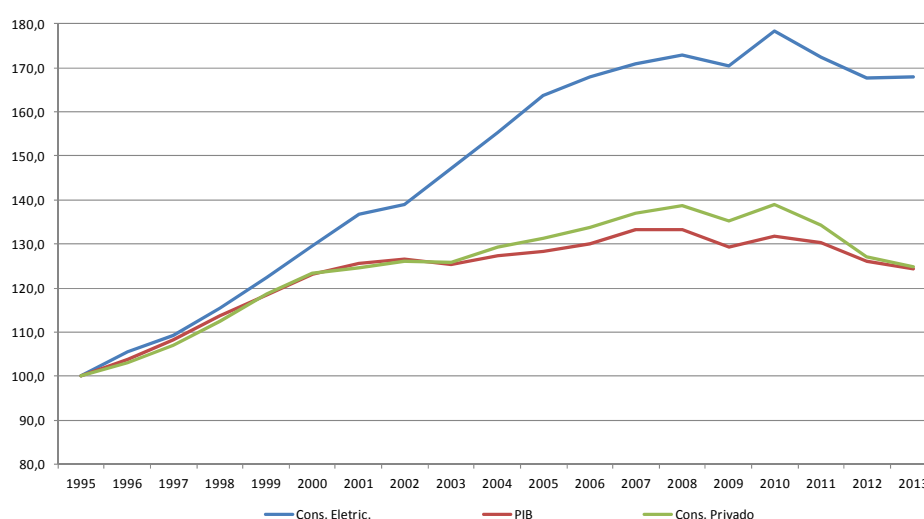
2.3 PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

Conforme já referido, a proposta de PDIRT-E 2013 em apreço plasma a evolução do consumo anual de eletricidade previsto no cenário superior do RMSA-E 2013-2030, cuja previsão para o ano de 2013 se constata estar em linha com o valor ocorrido (ver Figura 2-1). Não obstante esta remissão para um documento oficial, a ERSE considera que a proposta de PDIRT-E 2013 deveria apresentar um enquadramento para o cenário de consumo adotado, designadamente que resumisse os principais pressupostos que lhe estão subjacentes e as metodologias de previsão que foram usadas.

Neste âmbito, refira-se que existem diversos estudos que tentam identificar os principais fatores e indicadores que influenciam e justificam a evolução do consumo de eletricidade¹¹. Refira-se em particular o PIB, o consumo privado, o número de habitantes, o preço médio da eletricidade, os efeitos de temperaturas altas e baixas e as políticas de estímulo à eficiência energética.

A Figura 2-7 apresenta a evolução do consumo de eletricidade, juntamente com a evolução de dois indicadores macroeconómicos, o PIB e o consumo privado¹², no período de 1995 a 2013. A análise desta figura sugere a existência de uma correlação forte entre o consumo de eletricidade e estes indicadores¹³, bem como o aumento da intensidade elétrica do PIB a partir do ano 1999.

Figura 2-7 – Evolução do consumo de eletricidade, do PIB e do Consumo Privado (base 1995)



Fonte: ERSE, REN e INE

A comparação de variações anuais sugere também a existência de uma correlação entre o consumo de eletricidade e o PIB e o consumo privado. Na Figura 2-8 e na Figura 2-9 incluem-se, além das variações reais até 2013, as variações destas variáveis perspetivadas até 2019. No caso do consumo de eletricidade os valores previsionais utilizados correspondem ao cenário adotado na proposta de

¹¹ "Causality between Energy Consumption and GDP: Evidence from 30 OECD and 78 Non-OECD Countries", Chontanawat J., Hunt L., Pierse R., University of Surrey, June 2006.

¹² "Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables", Mohamed Z., Bodger P., University of Canterbury, October 2003.

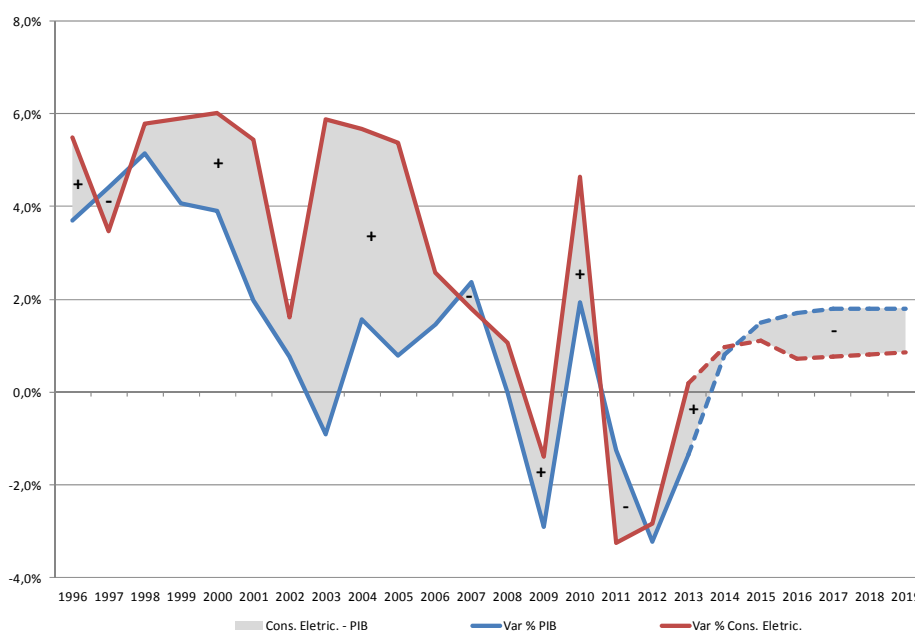
"Electric Energy Efficiency Trend in Portuguese Household", Weyman-Jones T., Boucinha J., Inácio C., EDP, 4th Workshop on Efficiency and Productivity, Porto, October 2012

¹² PIB e o consumo privado a preços constantes de 2006.

¹³ Entre o PIB e o consumo de eletricidade a correlação obtida foi de 0,92 e entre o consumo privado e o consumo de eletricidade foi de 0,94.

PDIRT-E 2013 e no caso das variáveis macroeconómicas as previsões são as mais atualizados apresentadas no Quadro 2-2. A análise destas figuras mostra que nos anos mais recentes, os ajustamentos no consumo de eletricidade são aderentes aos ajustamentos económicos traduzidos pela variação do PIB e pela variação do consumo privado¹⁴. Para os valores previsionais, este comportamento não é substancialmente alterado, devendo ter-se em conta que se está a comparar os consumos da proposta de PDIRT-E 2013 com os dados macroeconómicos mais atualizados acima mencionados.

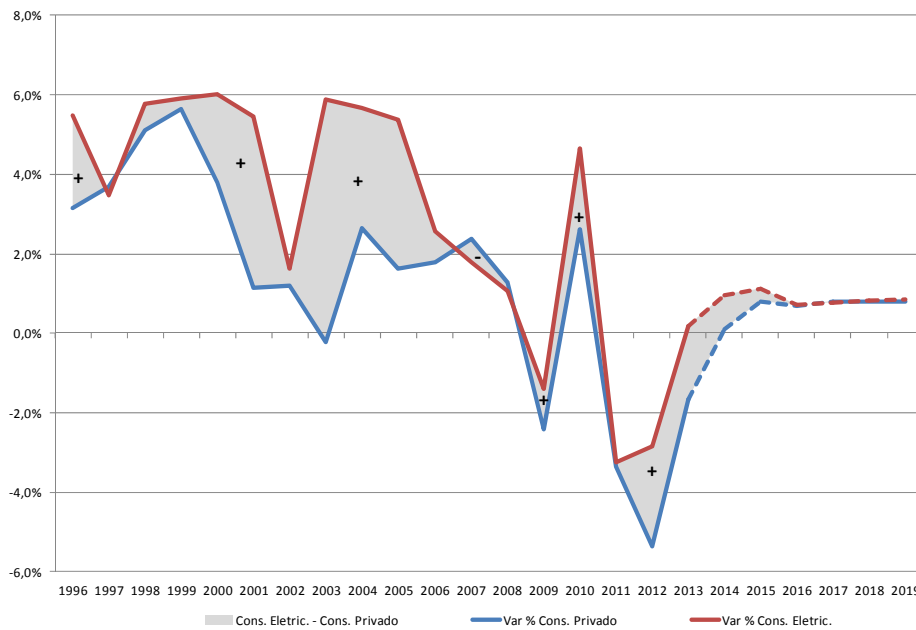
Figura 2-8 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do PIB



Fonte: ERSE, REN, INE, CNT - 4º trimestre 2013

¹⁴ A redução do autoconsumo resultante da Portaria n.º 399/2002, 18 de abril, explica o comportamento observado em 2003.

Figura 2-9 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do consumo privado

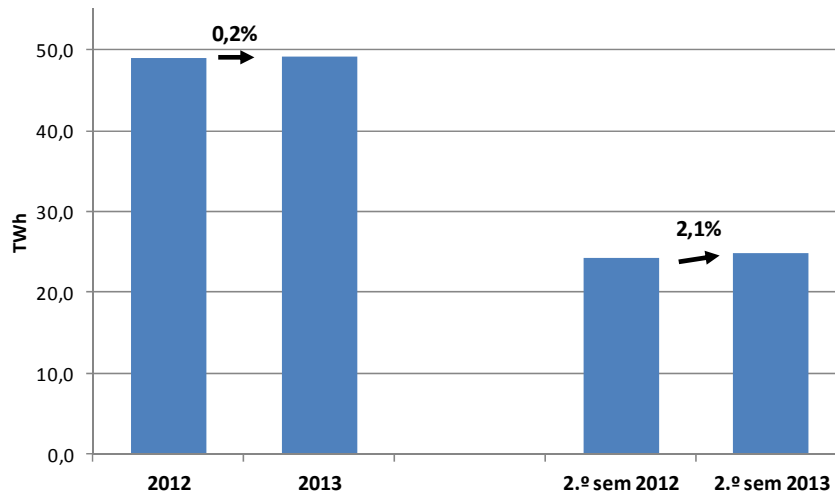


Fonte: ERSE, REN, INE, CNT - 4º trimestre 2013

No médio e longo prazo, a ERSE considera que será adequado incorporar nestas análises outros fatores que terão impactos no consumo de eletricidade, como sejam os incentivos à eficiência energética, a eletrificação gradual do setor dos transportes ou a penetração em larga escala da produção distribuída.

Importa também analisar a informação mais recente sobre o consumo de eletricidade, designadamente dos últimos meses de 2013 e primeiros de 2014, que aponta para uma recuperação face ao período homólogo do ano anterior, conforme ilustrado na figura seguinte.

Figura 2-10 – Dados mais recentes da variação do consumo de eletricidade

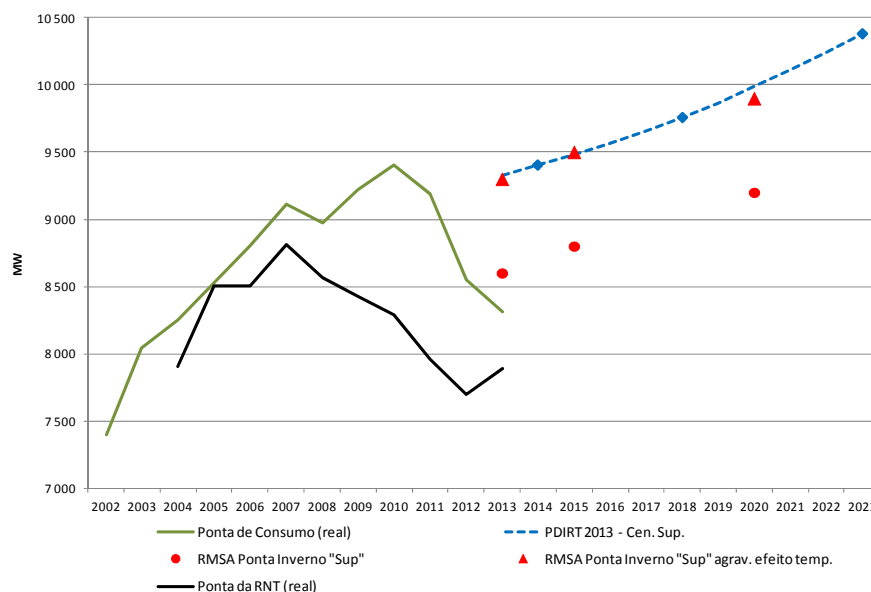


2.4 PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

Na proposta de PDIRT-E 2013 são apresentados alguns dados históricos dos diagramas e pontas de carga sazonais verificadas em Portugal continental e em áreas metropolitanas consideradas relevantes no planeamento da rede. Em termos previsionais, são apresentados, para 2014, 2018 e 2023, os valores da potência ativa e reativa por ponto de entrega, por época sazonal e por regime de carga. No entanto, a metodologia de previsão adotada é apenas sucintamente descrita sem se elucidarem os tratamentos de dados realizados, as variáveis explicativas identificadas ou outros procedimentos adotados, como por exemplo a desagregação das pontas de carga por nível de tensão, por setores industrial, serviços e doméstico, com o objetivo de melhorar o exercício de previsão. Deste modo, a ERSE considera que a apresentação apenas do resultado da aplicação de uma metodologia é minimalista e que poderiam ter sido fornecidos os dados necessários à aplicação da mesma ou, alternativamente, dados intercalares de forma a explicitar o exercício realizado.

O cenário para as pontas de carga agregadas, usado na proposta de PDIRT-E 2013 em apreço, corresponde sensivelmente às pontas de inverno agravadas por efeito de temperatura do cenário superior do RMSA-E 2013-2030, que foi usado na avaliação do índice de cobertura da ponta (ICP). Este cenário constitui um cenário extremo que deve ser ponderado, tendo em conta os valores das pontas de carga registadas em 2013 e o contexto socioeconómico do país.

Figura 2-11 – Previsão da ponta de carga do PDIRT-E 2013 e da ponta de inverno agravadas por efeito de temperatura do cenário superior do RMSA-E 2013-2030



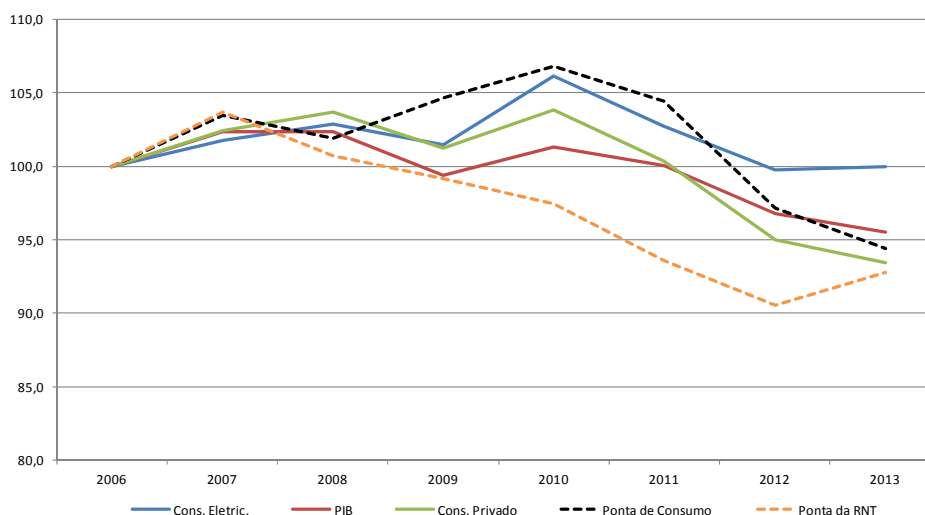
Um dos critérios para definir os investimentos na RNT é a solicitação máxima da infraestrutura que é medida pela ponta de carga nos pontos de entrega. A Figura 2-2 ilustra a evolução da ponta de carga ocorrida para o agregado do consumo do SEN e a ponta de carga da RNT, cujos máximos históricos foram atingidos nos anos de 2010 e 2007, respetivamente. Na mesma figura constata-se também que a previsão da ponta de carga considerada na proposta de PDIRT-E 2013 para o ano de 2014 está cerca de 13% acima da ponta de consumo do SEN registada em 2013, verificando-se contudo que está alinhada com a ponta histórica do SEN registada em 2010.

De igual modo, a Figura 2-2 mostra um facto que importa analisar no exercício de planeamento da rede de transporte, que é o afastamento entre a ponta de carga da globalidade do SEN e a ponta de carga agregada da RNT. Registe-se que a ponta da RNT ocorrida no ano de 2013 está 19% abaixo da ponta prevista para 2014 na proposta de PDIRT-E 2013. Assinala-se contudo que um exercício de previsão da ponta de carga da RNT acarreta uma complexidade acrescida, dado que a mesma não depende apenas das solicitações do consumo, mas é também influenciada pelos perfis de produção dos centros electroprodutores ligados à RNT, dos centros electroprodutores ligados à RND e dos trânsitos nas interligações com Espanha.

Neste contexto, um dos aspetos que se considera de grande importância é perceber de que forma tem evoluído a taxa de utilização das infraestruturas. Este é um indicador a considerar nas decisões de investimento no reforço da rede, por refletir a adequação das infraestruturas existentes face à procura verificada.

Por outro lado, a correlação identificada entre o consumo de eletricidade e os indicadores macroeconómicos, não é tão forte no caso das pontas de carga, conforme se pretende ilustrar na Figura 2-12, pelo que não poderão ser usados como variáveis explicativas.

Figura 2-12 – Evolução do consumo e pontas de eletricidade, do PIB e do Consumo Privado (base 2006)



Fonte: ERSE, REN e INE

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2013

A ERSE tece as seguintes considerações sobre o consumo de eletricidade e pontas de carga adotados na proposta de PDIRT-E 2013 para o período 2014 a 2023:

- As previsões do consumo de eletricidade têm que ser associadas aos cenários macroeconómicos que se perspetivam para o período em análise. O cenário de consumo de eletricidade adotado na proposta de PDIRT-E 2013 é coerente com as perspetivas macroeconómicas mais atualizadas, acima descritas, e com os dados mais recentes de evolução do consumo. No entanto, as perspetivas para a evolução da atividade económica em Portugal não configuram uma retoma do crescimento do consumo de eletricidade em Portugal para níveis observados até ao ano de 2010 no horizonte temporal desta proposta de PDIRT-E 2013, designadamente nos primeiros 5 anos.
- As pontas de consumo adotadas na proposta de PDIRT-E 2013 correspondem sensivelmente às pontas de consumo de inverno com agravamento por efeito temperatura do cenário superior do RMSA-E 2013-2013. Constatase que para o ano de 2013 este valor é cerca de 12% superior à ponta de consumo do SEN ocorrida.
- O nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações dirigidas à RNT e não à ponta de consumo do SEN. Tendo em conta as diferenças registadas entre as pontas de carga da RNT

e as pontas de consumo do SEN, constata-se que a produção descentralizada ligada nas redes de distribuição tem um efeito que atualmente já não é desprezável e que deve ser considerado no exercício de planeamento.

- No médio e longo prazo há que considerar novos fatores que terão impactos no consumo de eletricidade e nas pontas de carga a que as redes 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 Europeia, com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade, quer em larga quer em pequena escala. Esta alteração da matriz energética acarreta também uma passagem gradual de sistemas electroprodutores centralizados para sistemas tendencialmente mais descentralizados, alterando assim as solicitações que são dirigidas às redes de transporte, passando as redes de distribuição a incorporar uma parcela significativa da produção.
 - ii. A eletrificação gradual do setor dos transportes deverá originar novos consumos de eletricidade, com características específicas, nomeadamente com a possibilidade de modulação.
 - iii. A implementação de incentivos e medidas de promoção da eficiência energética.
 - iv. A implementação de *smart grids* permitirá uma gestão ativa das cargas, com um elevado potencial de redução das pontas de carga a que as redes estão sujeitas.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no ponto 9 são apresentadas análises de impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2013, considerando o cenário de consumo nele perspectivado, mas também um cenário de consumo mais otimista e outro mais pessimista.

3 RECOMENDAÇÕES DE MELHORIA DA PROPOSTA DE PDIRT

A proposta de PDIRT-E 2013 apresenta um conjunto de soluções técnicas, com as quais o Operador da RNT pretende dar cumprimento aos vetores previstos na legislação, nomeadamente, garantia da segurança e qualidade do abastecimento dos consumos, implementação de orientações de política energética e de renováveis, e concretização das obrigações decorrentes do mercado europeu.

A proposta de PDIRT-E 2013 é a primeira do setor elétrico a ser submetida à ERSE após as alterações introduzidas, pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, no processo de preparação de aprovação do PDIRT que incluem (1) o procedimento de preparação por parte do Operador da RNT e o envolvimento da DGEG da versão inicial de proposta de PDIRT, (2) a realização por parte da ERSE de uma Consulta Pública à proposta de PDIRT, de forma a assegurar o envolvimento de todos os intervenientes no setor, antes e como suporte à (3) emissão do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT, (4) a possibilidade de, no seu Parecer, a ERSE poder determinar alterações à proposta de PDIRT, (5) a possibilidade do Operador da RNT, na posse dos comentários recolhidos na Consulta Pública e do Parecer da ERSE, poder reformular a proposta de PDIRT e (6) apresentar a versão final da proposta de PDIRT, que só então será submetida pela DGEG à (7) aprovação pelo membro responsável do Governo. Adicionalmente, após a aprovação membro responsável do Governo do PDIRT, o referido Decreto-Lei n.º 215-B/2012 explicita ainda (8) o dever da ERSE de acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições.

3.1 RESPONSABILIDADE DE PREPARAÇÃO DAS PROPOSTAS DE PDIRT EM APRECIÇÃO

A legislação em vigor impõe ao Operador da RNT a responsabilidade pela preparação das propostas de PDIRT que são apreciadas nas diferentes fases do processo de sua aprovação, sem prejuízo das alterações que lhe podem ser solicitadas, em diferentes momentos pelas entidades administrativas envolvidas, dos comentários e dos Pareceres que são emitidos,

3.2 CARATERIZAÇÃO DOS CUSTOS E BENEFÍCIOS ASSOCIADOS AOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Por outro lado, as alterações legislativas implicam, ao estabelecer que a aprovação da proposta de PDIRT pelo membro responsável do Governo é precedida pela oportunidade de auscultação dos diferentes intervenientes no setor elétrico, que a proposta de PDIRT seja passível de ser apreciada e permita a formação de opinião, tanto quanto aos benefícios que representa como os custos que comporta.

Essa clarificação legislativa, quanto ao conteúdo que deve ser incluído nas propostas de PDIRT em apreciação de dois em dois anos, está em linha com os Pareceres às propostas de PDIRT que, desde 2008, têm vindo a ser emitidos pela ERSE, realçando como condição prévia de aprovação a necessidade das propostas de PDIRT terem de quantificar os custos e os benefícios dos projetos (ou blocos de projetos) de investimento que as compõem, a necessidade de serem apresentadas as alternativas que foram consideradas para cada um desses projetos e que fique claro que a opção tomada pelo Operador da RNT para cada um dos projetos é aquela que apresenta um mérito superior, ou seja um balanço benefício-custo mais favorável.

Esta quantificação de custos e benefícios terá de ser apresentada pelo Operador da RNT para cada um dos projetos (ou blocos de projetos) de investimento em aprovação, devendo todos os projetos ser objeto de reavaliação em cada uma das novas edições do PDIRT, que ocorrem, de dois em dois anos, até à sua concretização e entrada em exploração, já que os PDIRT abrangem intenções de investimento ao longo de 10 anos e o contexto que os envolve evolui com o tempo.

Deste modo, a proposta em análise de PDIRT-E 2013 carece de informação clara e sistemática acerca da caracterização dos projetos de investimento que o compõem, nomeadamente em termos de rubricas de custo bem como de indicadores que demonstrem, por um lado, a necessidade à qual o projeto dá resposta e, por outro, o benefício que se espera alcançar com o referido projeto de investimento. Em linha com o que consta dos Pareceres emitidos em relação às anteriores propostas de PDIRT, sem essa caracterização detalhada por projeto de investimento, a ERSE considera que a proposta de PDIRT-E 2013 não se encontra em condições de poder merecer o seu Parecer favorável, devendo ser revista para o efeito.

3.3 MÉRITO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO SELECIONADOS FACE ÀS ALTERNATIVAS ANALISADAS

É de reforçar a necessidade do Operador da RNT, em sede de proposta de PDIRT que é submetida à Consulta Pública, demonstrar que a alternativa escolhida para projeto de investimento é efetivamente superior.

Ao longo da proposta de PDIRT-E 2013, para as diversas finalidades, são apresentadas apenas soluções únicas de projetos de investimento, sem qualquer justificação económica que sustente a opção tomada. A proposta de PDIRT-E 2013 deveria comparar as diferentes alternativas analisadas pelo Operador da RNT, apresentar análises técnicas e demonstrar que o balanço benefício-custo é superior, no caso de cada um dos projetos de investimento que veio a ser escolhido. Só assim será possível ficarem assegurados os méritos do projeto de investimento apresentado.

Os projetos de investimento que derivem de medidas de política energética e associadas à segurança de abastecimento deverão ter igual tratamento, já que existem sempre alternativas para a sua concretização. Também nestes casos cabe ao Operador da RNT demonstrar o mérito da opção tomada nessa concretização. Assim, em linha com o que consta dos Pareceres emitidos em relação às anteriores propostas de PDIRT, a ERSE recomenda que a proposta de PDIRT-E 2013 seja revista e que sejam apresentadas as alternativas estudadas e demonstrado o mérito da opção tomada.

3.4 INFORMAÇÃO ECONÓMICA PARA TODO O PERÍODO DE ABRANGÊNCIA DO PDIRT

Apesar do seu período de abrangência de dez anos corresponder ao período 2014-2023 e de apresentar a lista de projetos de investimento previstos durante todo esse período, a proposta de PDIRT-E 2013 só apresenta os custos de investimento relativos ao período de 2014-2018. Para o restante horizonte temporal do plano, 2019-2023 não existe qualquer informação económica. Mesmo para o período 2014-2018, o plano não apresenta custos por projeto, apenas custos globais e por finalidade.

É natural que o detalhe (e o grau do seu compromisso) da informação que seja prestada por um PDIRT com abrangência de 10 anos seja diferente, em função do afastamento no tempo em que a entrada em exploração dos diferentes projetos de investimento esteja planeada. Para o efeito, tal como está previsto Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a informação a ser apresentada sobre os projetos de investimento previstos para entrar em exploração nos três anos seguintes deverá ser considerada como um compromisso de que o Operador da RNT, se aprovados, os pretende efetuar. Assim, a proposta de PDIRT deverá apresentar os custos por projeto (ou bloco de projetos) de investimento, pelo menos para os primeiros 3 anos. Só assim será possível ao Operador da RNT apresentar no PDIRT a quantificação dos custos e benefícios de cada um dos projetos (ou bloco de projetos) de investimento e permitir a sua aprovação.

Em relação aos investimentos previstos para entrar em exploração no quarto ano e no quinto ano, será de esperar algum detalhe que fundamente razoavelmente os custos e benefícios e o mérito que os justificam ser a opção escolhida entre as alternativas consideradas. Para estes investimentos, será a edição seguinte do PDIRT (que ocorre de 2 em 2 anos) que irá confirmar a necessidade da sua concretização e o compromisso da respetiva calendarização.

A proposta de PDIRT-E 2013 não apresenta qualquer informação económica (mesmo agregada) quanto aos projetos (ou blocos de projetos) de investimento previstos entrarem em exploração nos últimos 5 anos do PDIRT, facto que não parece ser razoável. Este é um aspeto que deve ser revisto na atual proposta de PDIRT-E 2013, compreendendo-se que a informação económica apresentada para os projetos do segundo quinquénio assumam carácter meramente indicativo.

Pelas razões anteriores, considera-se que a proposta de PDIRT-E 2013 carece de informação económica quanto aos custos dos projetos de investimento que o compõem, razão pela qual deverá ser revista.

3.5 COORDENAÇÃO REGIONAL E EUROPEIA DO PDIRT

Nos termos do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, o Operador da RNT deve incluir no PDIRT as medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (ENTSO-E), nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia (TYNDP);

Segundo a proposta de PDIRT-E 2013, esta foi elaborada de forma alinhada com o documento TYNDP 2012, publicado em Julho de 2012, e atualmente em vigor. Neste momento, o TYNDP 2014, está ainda em fase de elaboração e deverá ser publicado apenas no final de 2014, sendo precedido de uma consulta pública que inclui o plano regional (regional TYNDP).

O TYNDP identifica as principais necessidades de expansão da rede europeia, desagregando em documento autónomo as necessidades de cada conjunto de redes numa dada região - Portugal, Espanha e França pertencem à região do Sudoeste da Europa. Para tal, e com base num conjunto de diferentes cenários de evolução da procura e da oferta de capacidade de produção, são simulados estudos de mercado e estudos de rede com e sem os projetos propostos, verificando a adequação da rede às suas necessidades, quer em termos de capacidade de receção, quer em termos de capacidade de transporte e outros indicadores de eficiência, como perdas ou a sua robustez.

A proposta de PDIRT-E 2013 apresenta os principais “clusters”, conjuntos de projetos individuais de menor dimensão, incluídos no TYNDP 2012, designadamente:

- Reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, justificado com o objetivo de alcançar os 300MW de capacidade de interligação para fins comerciais comercial em ambos sentidos, e englobando a conclusão da interligação Algarve-Andaluzia, e a nova interligação no Minho;
- Integração de nova produção renovável no Norte de Portugal, maioritariamente hídrica e eólica, cujo principal objetivo é garantir o escoamento do aumento de capacidade resultante dos novos aproveitamentos inseridos no PNBEPEH e reforço dos existentes, e que engloba um novo eixo a 400 kV entre Viana do Castelo - Pedralva, Vieira do Minho-Ribeira da Pena - Carrapatelo e Feira;

- Integração de nova produção renovável na região Centro, maioritariamente eólica e hídrica, cujo principal objetivo é acomodar o escoamento da nova geração com bombagem e eólica prevista, e que engloba um novo eixo a 400 kV entre SE Penela e a nova SE Seia, que será posteriormente prolongado até SE Guarda, continuando no futuro até à SE Fundação-Falagueira-Pego;
- Melhoria da segurança de abastecimento na área de Lisboa e Península de Setúbal, justificado pela necessidade de aumento da segurança do abastecimento às referidas zonas, incluindo uma nova linha a 400 kV entre a zona da Marateca e a SE Fanhões e a extensão dos 400 kV até à SE Fernão Ferro. Engloba ainda num horizonte mais alargado um conjunto de intervenções nos eixos de 400 kV a norte de Lisboa, provenientes de Rio Maior;
- Integração de produção renovável no Sul, maioritariamente solar, justificado pela necessidade de garantir capacidade de escoamento da referida produção a instalar na região Sul, e englobando uma linha de 400 kV entre a SE Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira, criando sinergias com a interligação do Algarve no reforço da segurança de abastecimento na região do Algarve.

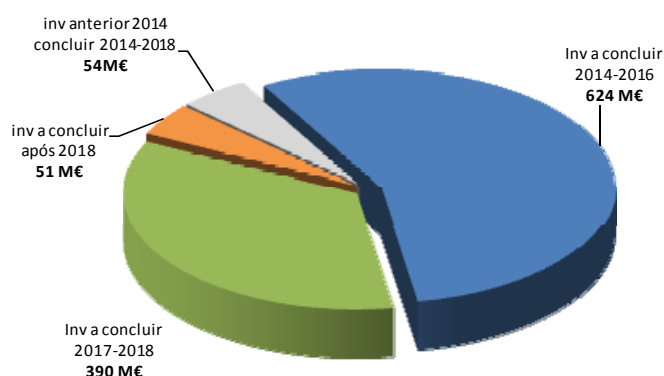
A atual proposta de PDIRT-E 2013 mantém alguns dos projetos inseridos no TYNDP 2012, tendo sido retirados aqueles que, consequência do adiamento das respetivas datas-objetivo para um horizonte posterior a 2023 e que, segundo a proposta, serão incluídos no novo TYNDP 2014. São exemplos desse adiamento a nova linha de 400 kV a sul e o eixo entre Seia e Guarda na região Centro. No geral, a maior parte dos investimentos adiados estão relacionados com adiamento dos objetivos previstos em termos de nova capacidade renovável, eólica, hídrica e solar.

Este ciclo entre TYNDP Europeu, Regional e a nível nacional (PDIRT) é renovado a cada 2 anos, permitindo rever a totalidade dos projetos, e adaptando a calendarização dos mesmos à sua necessidade em função da evolução dos cenários mais recentes quer de procura, quer de oferta de capacidade, com destaque para a capacidade renovável.

4 MONTANTE DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2013

A informação económica apresentada na proposta de PDIRT-E 2013 encontra-se limitada, no essencial, aos cinco primeiros anos da sua abrangência (2014-2018) e totaliza um montante de investimento da ordem dos 1068 milhões de euros. Assim, são identificados montantes de investimento da ordem dos 678 milhões de euros para o período até 2016, de 390 milhões de euros em 2017 e 2018 e, ainda, 51 milhões de euros em investimento a concluir após 2018 (Figura 4-1).

Figura 4-1 – Investimento proposto no horizonte 2014-2018

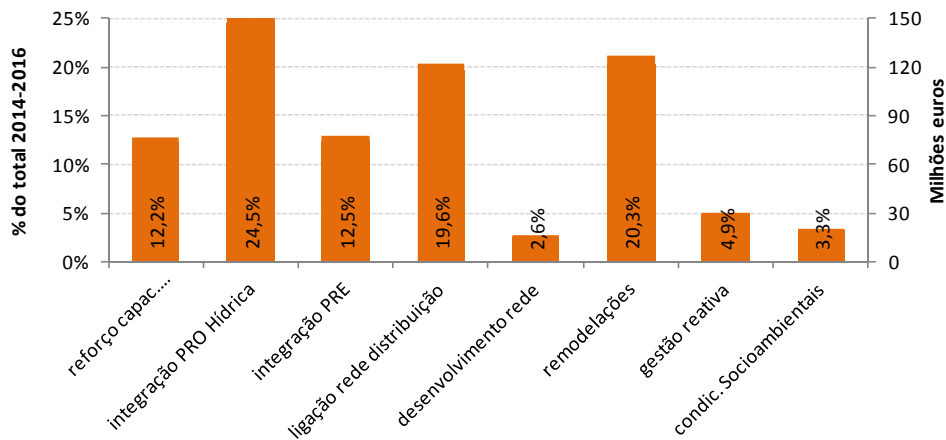


A informação económica apresentada diz respeito aos encargos¹⁵ afetos ao CAPEX¹⁶, sendo esta informação apresentada de modo mais detalhado para os 3 primeiros anos do plano. Nesse período, os encargos com CAPEX são desagregados por finalidade/objetivo tal como consta da Figura 4-2.

¹⁵ O operador da rede de transporte, na fase de consulta pública, informou a ERSE que os encargos incluídos na proposta de PDIRT incluem ainda os custos de estrutura e custos financeiros.

¹⁶ Capex = capital expenditures (custos com capital = ativos regulados x taxa de remuneração + amortização líquidas de participações).

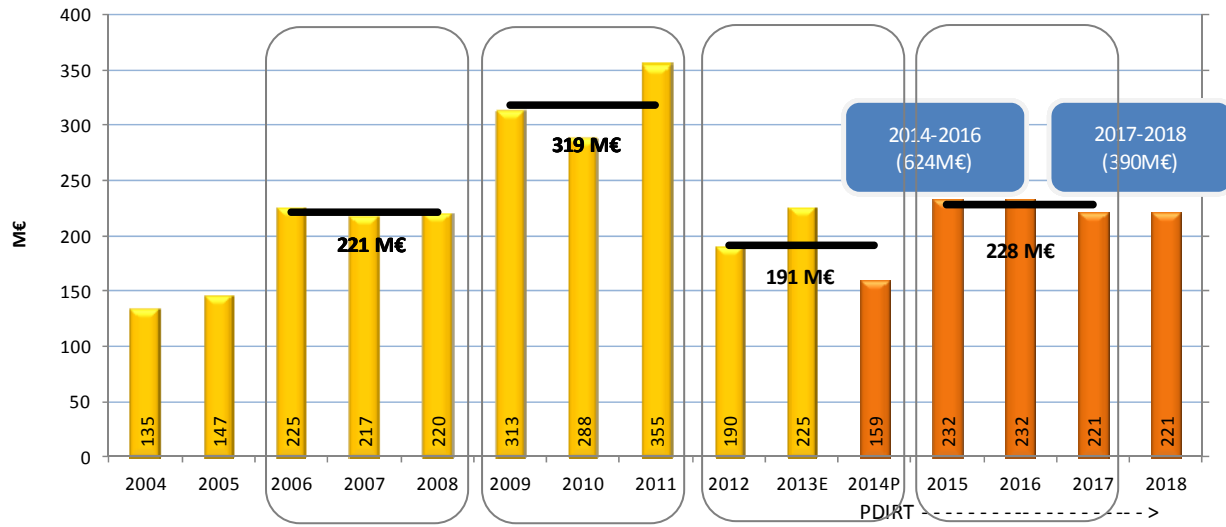
Figura 4-2 – Investimento proposto por finalidade 2014-2016



Da análise aos valores apresentados na proposta de PDIRT-E 2013 destaca-se o investimento na integração de renováveis, o qual representa 37% do investimento a realizar até 2018. Por outro lado, a segurança e qualidade de abastecimento, que engloba o reforço da ligação à rede de distribuição, o desenvolvimento da rede e os meios de gestão de reativa, representa mais de 27%. Está também previsto ser aplicado cerca de 20% em remodelação de instalações e equipamentos. Quanto ao reforço da capacidade de interligação, representa cerca de 12% do total a investir no mesmo período, dizendo respeito apenas ao investimento na nova interligação internacional prevista para o Norte de Portugal.

A Figura 4-3 enquadra as perspetivas subjacentes à proposta de PDIRT-E 2013 na evolução do investimento entrado em exploração na RNT desde 2004, resultando num valor médio da ordem dos 228 milhões de euros de investimento no próximo período regulatório (2015-2017), que compara com o valor estimado para o atual período (2012-2014) de 191 milhões de euros. No anterior período regulatório (2009-2011), o nível de investimento anual foi superior, cerca de 319 milhões de euros.

Figura 4-3 – Evolução do investimento entrado em exploração



5 OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2013 apresenta, para efeitos do planeamento da RNT, as previsões de evolução da capacidade de produção elétrica, desagregada por Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE).

Em termos de PRO, é efetuada uma desagregação da evolução prevista até 2023, da entrada e saída de centrais termoelétricas, e a entrada em exploração de grandes aproveitamentos hidroelétricos incluídos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH).

No que respeita a PRE, é apresentada a evolução da nova potência instalada relativa a cada tecnologia em regime especial (cogeração, resíduos, biomassa, ondas, biogás, solar, pequena hídrica e eólica “on-shore”).

5.1 PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO DE ORIGEM TÉRMICA

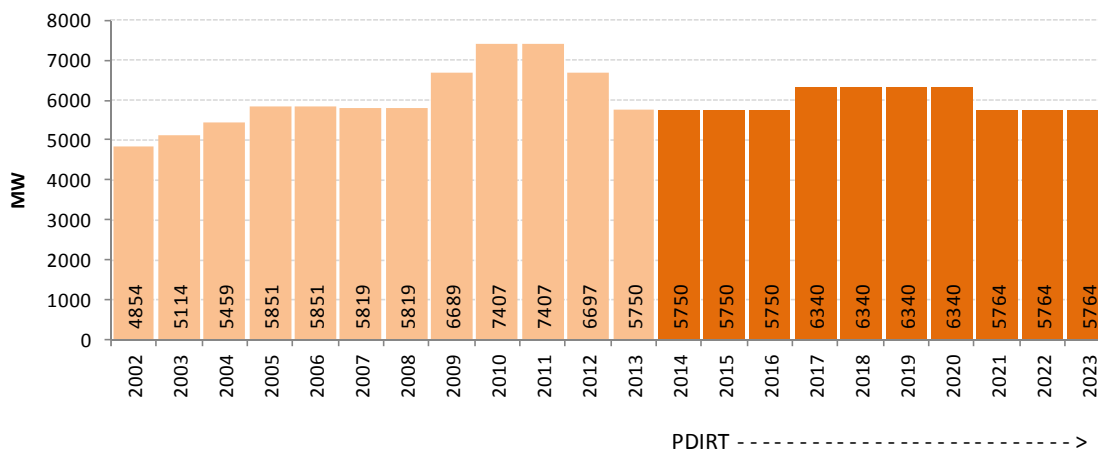
5.1.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ORIGEM TÉRMICA

Em termos de produção termoelétrica em regime ordinário, a proposta de PDIRT-E 2013 refere a entrada em exploração das centrais de ciclo combinado a gás natural de Lavos e de Sines, ambas em 2017, totalizando 1766 MW.

A proposta de PDIRT-E 2013 refere ainda a desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego, respetivamente em 2017 e 2021, num total de 1756 MW.

Em termos de evolução de capacidade instalada, e tendo em consideração a informação considerada na proposta de Plano, verifica-se uma evolução quase constante do parque electroprodutor de origem térmica, na ordem dos 5800 MW entre 2013 e 2023.

Figura 5-1 – Evolução da capacidade instalada em PRO Térmica prevista no PDIRT-E 2013



Fonte: ERSE, REN

5.1.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA RECEÇÃO DA NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM TÉRMICA

Em termos de projetos de investimento de rede, a proposta de PDIRT-E refere que não será necessário efetuar qualquer investimento adicional para fazer face à evolução prevista do parque produtor térmico até ao horizonte do PDIRT-E 2013, nomeadamente a entrada em exploração dos dois novos grupos de ciclo combinado de Lavos e Sines.

5.1.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Tendo por base os comentários recebidos durante a fase de consulta pública, nomeadamente de promotores, é possível afirmar que é expectável o adiamento da entrada em exploração das novas centrais de Lavos e Sines. Por outro lado, foi igualmente referido, pelos mesmos promotores, que não existe nenhuma decisão no sentido de que as centrais a carvão de Sines e do Pego venham a ser desclassificadas nas datas previstas na proposta de PDIRT-E-2013 (no final dos respetivos CAE). Deste modo, é de prever que a capacidade térmica instalada em 2023 poderá ser da mesma ordem de grandeza da que existe em 2013.

Neste contexto, a ERSE considera adequado a opção apresentada pelo Operador da RNT de ausência de qualquer projeto de investimento na RNT para receção de nova capacidade de produção de origem térmica.

5.2 PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO DE ORIGEM HÍDRICA

5.2.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ORIGEM HÍDRICA

Ao nível da produção hidroelétrica, entre 2014 e 2023, a proposta de PDIRT-E 2013 prevê a entrada em exploração de um conjunto de 11 novos empreendimentos, dos quais 2 são reforços de potência, previstos no PNBEPH, e cujos pontos de ligação à RNT estão previamente acordados entre o promotor e o Operador da RNT.

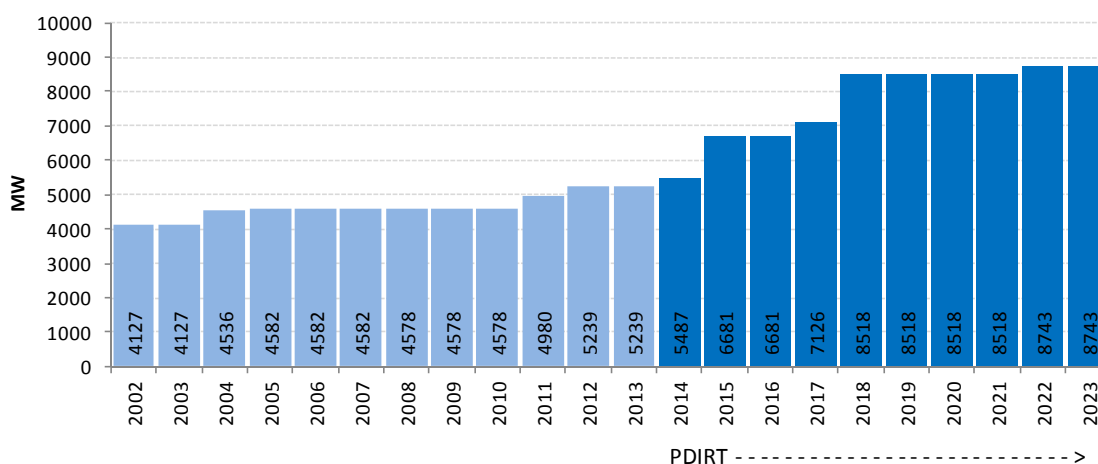
Quadro 5-1 – Data de entrada em exploração de PRO Hídrica prevista no PDIRT-E 2013

2014-2016		2017-2023	
Ribeiradio/Ermida	2014	Girabolhos/Bogueria	2017
Baixo Sabor	2014	Fridão	2018
Venda Nova III (reforço)	2015	Alto Tâmega	2018
Salamonde II (reforço)	2015	Daivões	2018
Foz Tua	2015	Gouvães	2018
		Alvito	2022

Fonte: ERSE, REN

Com a entrada em exploração destes aproveitamentos, a capacidade de produção hídrica aumentará 2500MW entre 2013 e 2023, como se observa na Figura 5-2.

Figura 5-2 – Evolução da capacidade instalada em PRO Hídrica prevista no PDIRT-E 2013



Fonte: ERSE, REN

5.2.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA RECEÇÃO DA NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM HÍDRICA

A maior parte dos aproveitamentos hidroelétricos referidos na proposta de PDIRT-E 2013 está localizada no norte e no centro do país, nas denominadas "Região Litoral a norte do Grande Porto (A1)", "Região de Trás-os-Montes/eixo do Douro (A2)" e "Região das Beiras Interiores (A5)", coincidindo com 3 grandes projetos de reforço da rede de transporte a 400 kV.

Para a receção e o escoamento da produção dos reforços dos aproveitamentos de Salamonde e Venda Nova III, o Plano propõe um conjunto de reforços de rede, criando um eixo de para 400 kV entre a nova subestação de Vieira do Minho e a subestação de Pedralva, que por sua vez está interligada com o eixo proveniente da nova interligação do Minho (SE Viana Castelo) e a zona do Grande Porto (SE Sobrado).

O segundo grande projeto proposto diz respeito à criação de um novo eixo em linha dupla 400 kV+220 kV ligando a nova subestação de Ribeira da Pena, a subestação de Carrapatelo e a nova subestação da Feira, a sul do Grande Porto. Este eixo permitirá escoar a produção das novas centrais do Fridão, Alto Tâmega, Daivões e Gouvães.

Finalmente, o terceiro grande eixo a 400 kV, é justificado no plano como necessário para escoar a produção relativa aos novos aproveitamentos hídricos de Girabolhos/Bogueira. Este novo eixo ligará a subestação de Penela (a ampliar) e a nova subestação de Seia.

5.2.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Como resultado dos comentários recebidos durante a fase de Consulta Pública, nomeadamente informação atualizada sobre o adiamento das datas de entrada em exploração de algumas centrais hidroelétricas, por parte dos seus promotores, a ERSE considera que deveria ser analisada a possibilidade de adiamentos dos projetos de investimento propostos relativos aos eixos "Ribeira da Pena-Feira", e ao eixo "Penela-Seia", destinados à receção da produção das centrais hidroelétricas de Fridão, Alto Tâmega, por um lado, e Girabolhos, por outro.

Em particular, a calendarização da construção do eixo entre Ribeira da Pena – Carrapatelo – Feira deve ser reavaliada, uma vez que a central do Fridão é adiada de 2018 para 2022, tendência verificada na maioria dos novos aproveitamentos hidroelétricos.

No mesmo sentido, deve ser revisto o investimento no eixo a 400 kV entre a SE de Penela e a SE de Seia, uma vez que a construção do aproveitamento de Girabolhos/Bogueira será adiado de 2017 para 2019, não se justificando por isso a calendarização prevista no Plano.

Sem prejuízo destas recomendações, admite-se a eventual necessidade de reforço da RNT em locais onde a capacidade de receção e escoamento da produção seja manifestamente insuficiente, em especial

para os aproveitamentos a entrar em exploração até 2016. A ERSE recomenda que o Operador da RNT dê particular atenção à reformulação da proposta de PDIRT-E 2013 em relação aos referidos projetos de investimento, para que o decisor veja demonstrado o mérito e a urgência dos mesmos, antes de ter de tomar uma decisão.

Por outro lado, o Operador da RNT deverá passar a ter em consideração o estabelecido no n.º 5 do artigo 33.º-X 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, e o que, em consequência, passará a ser estabelecido pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais, em relação à “assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às redes e reforços de rede, necessários para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável”¹⁷.

5.3 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE)

5.3.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

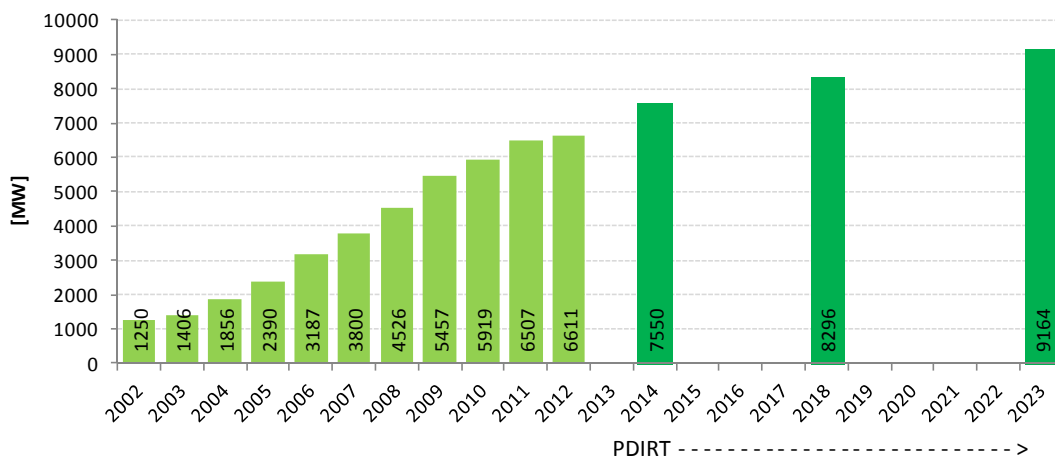
A evolução da capacidade instalada em regime especial prevista na proposta de PDIRT-E 2013 está indexada aos cenários previstos no RMSA-E 2013-2030.

Do total de mais de 9000 MW previstos em 2023, destaca-se os 5600 MW de capacidade eólica “*on-shore*”, ou seja um crescimento de cerca de 400 MW entre 2014 e 2018, e 500 MW entre 2018 e 2023, totalizando mais 1000 MW do que em 2012.

Refira-se que não é mencionada qualquer nova capacidade em eólica “*off-shore*”, sendo a única tecnologia que não tem previsto qualquer nova capacidade até 2023.

¹⁷ O n.º 1 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, estabelece como “produção em regime especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial”.

Figura 5-3 – Evolução da capacidade instalada em PRE prevista no PDIRT-E 2013



Fonte: ERSE, REN

5.3.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Tendo em conta a localização da nova produção renovável em especial de origem eólica, essencialmente na região “Trás-os-Montes/eixo Douro (A2)” e “Beiras Interiores (A5)”, a proposta de Plano apresenta um conjunto projetos de reforço da rede de transporte, com destaque para o novo eixo em linha dupla 400 kV+220 kV entre a Subestação de Macedo de Cavaleiros, Valpaços, Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo, eixo que na zona final servirá igualmente para escoar a produção das centrais hidroelétricas do médio e alto Tâmega. Segundo o Plano, a rede de transporte nesta região apresenta capacidade de receção bastante reduzida face ao potencial eólico da região.

O segundo grande projeto de investimento diz respeito ao novo eixo a 400 kV entre a subestação da Guarda e a nova subestação do Fundão, que segundo o Plano pretende criar condições para a receção de produção eólica cujo potencial é elevado, bem como no futuro possibilitar o escoamento da produção pela rede de 400 kV em detrimento da rede de 220 kV.

5.3.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Tendo em conta a evolução prevista na proposta de PDIRT-E 2013 para a nova capacidade de produção em regime especial, e em especial através de parques eólicos, seria expectável que fossem identificados quais as zonas da RNT que apresentam défice de capacidade de receção da produção e, nesses casos, fosse proposto o reforço da RNT em coordenação com os promotores dos parques eólicos.

Da análise à proposta de PDIRT-E 2013, não foi identificada qualquer informação quantitativa que permita comprovar qualquer défice de capacidade de receção e transporte da atual RNT. Em particular, não é quantificada qual a necessidade de reforço de rede relativo à produção PRE e à produção em regime ordinário de origem hídrica.

Deste modo, os projetos de investimento na RNT relativos ao reforço da capacidade de receção de nova produção deveriam ser reavaliados e ser divulgado qual o défice de capacidade, bem como o acréscimo de capacidade alcançado com o novo investimento, situação que apenas é reportada para o cenário de 2023 considerando todos os investimentos na RNT que se propõem vir a ser realizados.

De igual modo, no atual contexto socioeconómico, considera-se que deverá ser reavaliada a calendarização dos projetos relativos ao reforço da RNT para receção de produção em regime especial e, eventualmente, poderem ser adiados projetos de investimento, quando não seja demonstrada a sua urgência e não seja apresentado um compromisso por parte dos promotores que assegure que a data de conclusão da obra se insere nos 3 primeiros anos do horizonte do PDIRT.

Ta como já referido anteriormente, o Operador da RNT deverá passar a ter em consideração o estabelecido no n.º 5 do artigo 33.º-X 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 e o que, em consequência, passará a ser estabelecido pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais, em relação à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às redes e reforços de rede necessárias para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável.

5.4 PRODUÇÃO “OFFSHORE”

Entre os comentários recebidos durante a Consulta Pública, foi identificada por parte do promotor do projeto WINDFLOAT a ausência de projetos de investimento destinados à receção de produção eólica “*offshore*”, tendo sido solicitada a inclusão no PDIRT-E 2013 da ligação do referido projeto à RNT.

Tendo em conta esse comentário, julga-se que esta situação deverá ser avaliada e, no caso de ser comprovado a adequação de uma ligação do referido projeto à RNT, seja identificado o investimento necessário, tendo em conta não apenas a solução técnica adequada, mas igualmente a solução mais eficiente do ponto de vista económico, nomeadamente considerando os cofinanciamentos devidos por parte do promotor ou através de sinergias com outros projetos existentes ou futuros.

Nesse sentido, o Operador da RNT deverá passar a ter em consideração o estabelecido no n.º 5 do artigo 33.º-X 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 e o que, em consequência, passará a ser estabelecido pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais, em relação à assunção e partilha de custos de

adaptações técnicas, tais como ligações às redes e reforços de rede necessárias para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável.

6 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança e qualidade de abastecimento de consumos é um dos vetores orientadores do PDIRT e engloba os investimentos na RNT, relativos a:

- Reforço da ligação à rede de distribuição.
- Reforço interno da rede.
- Condicionantes socioambientais.
- Remodelação de instalações e equipamentos.
- Gestão de reativa.

6.1 REFORÇO DA LIGAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

6.1.1 EVOLUÇÃO DA PONTA DA RNT

O abastecimento do consumo nacional é realizado através da RNT e da rede de distribuição, escoando a produção em regime ordinário e em regime especial ligada a ambas as redes.

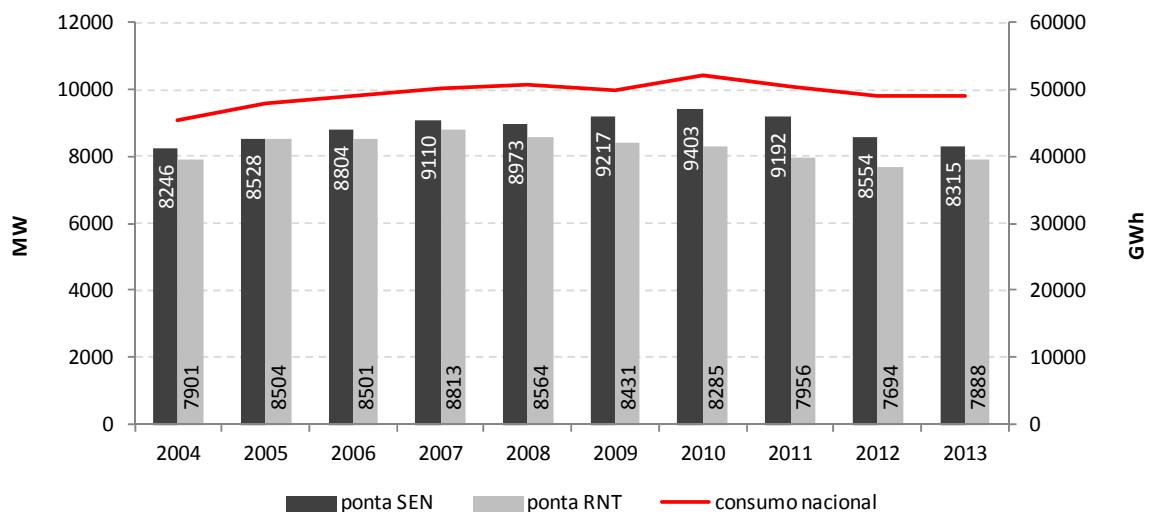
O papel da RNT no abastecimento do consumo divide-se em abastecimento de clientes finais ligados fisicamente à RNT em MAT e a alimentação de clientes ligados à rede de distribuição, através das ligações a subestações MAT/AT.

Neste âmbito, a RNT é dimensionada não apenas para fazer face ao consumo médio dos clientes, mas para responder à ponta esperada do consumo. No entanto, face ao crescimento da produção embebida ligada diretamente às redes de distribuição, em especial nos níveis AT e MT, verificou-se ao longo da última década uma redução da ponta da RNT quando comparada com a ponta do SEN, como se observa na Figura 6-1.

A proposta de PDIRT-E 2013 considera o RMSA 2012-2030, no que se refere a uma recuperação da ponta do SEN já em 2014, para valores registados em 2010, ano em que se registou a ponta máxima histórica do consumo do SEN de 9403 MW. Este pressuposto representaria um crescimento anual da ponta do SEN superior a 10%, evolução nunca registada ao longo da última década.

Por outro lado, a proposta de PDIRT-E 2013 não apresenta qualquer informação sobre a evolução prevista para a ponta efetiva da RNT, tendo em consideração a contribuição da produção embebida na rede de distribuição. A ERSE considera que, de futuro, deverá ser também este um dos indicadores a considerar para efeito de planeamento da RNT.

Figura 6-1 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN



Fonte: ERSE, REN

6.1.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA REFORÇO DA LIGAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os principais investimentos propostos na proposta de PDIRT-E 2013 classificados como de reforço da ligação à rede de distribuição correspondem à abertura de novos pontos injetores (novas subestações) em Fafe (A1), Vila de Conde (A3), Alcochete (A6) e em Divor (A7).

A abertura da subestação de Fafe (150/60 kV), a concluir em 2016, é justificada segundo na proposta de PDIRT-E 2013 pela impossibilidade de expansão da subestação de Guimarães, que abastece a zona de Fafe, e pela necessidade de melhorar a qualidade do abastecimento numa zona onde a densidade de consumo é bastante significativa. A proposta de PDIRT-E 2013 refere ainda que esta opção resultou de diversos estudos de viabilidade tendo em conta aspetos técnicos e de ordenamento territorial, referindo a otimização da operação entre RNT e RND, com benefícios para a subestação de Riba d’Ave, que verá a sua área de influência reduzida.

A abertura da subestação na área de Vila do Conde / Póvoa de Varzim (400/60 kV), a concluir em 2018, é justificada no plano pela necessidade de servir de forma mais eficiente os consumos da região abastecidos atualmente por redes de distribuição de razoável extensão a partir apenas da subestação de Vermoim. O plano refere que este investimento permitirá um aumento significativo na fiabilidade da rede AT, cuja extensão será reduzida, permitindo ainda uma diversificação das fontes de alimentação.

Na região da Grande Lisboa, é proposta a abertura de uma nova subestação na zona de Montijo/Alcochete (400/60 kV) em 2017, alimentada pela atual linha Palmela-Fanhões a 400 kV,

justificada como a solução para resolver o problema colocado pelo crescimento urbano local e consequente perda progressiva da segurança N-1, colocando em causa o abastecimento de consumos locais.

O investimento de maior dimensão diz respeito ao reforço à alimentação de consumos na zona de Estremoz e Évora, através do estabelecimento de um novo eixo a 400 kV entre a subestação de Estremoz e a subestação de Divor, prolongado numa 2ª fase até à nova subestação de Pegões, fechando um anel a 400 kV até à subestação da Falagueira.

Este conjunto de investimentos é justificado na proposta de PDIRT-E 2013 como fazendo parte do objetivo estratégico de desenvolvimento da RNT visando a disponibilização de bi-alimentação à subestação de Estremoz, alimentada atualmente por uma única linha de 400 kV explorada a 150 kV proveniente da subestação da Falagueira. Esta situação de alimentação a partir de um único ponto injetor obriga ao reforço da rede visando a segurança do abastecimento dos consumos na zona de Elvas, que, em caso de falha do injetor, apenas são garantidos pela rede espanhola.

Em termos de planeamento, o plano refere que a primeira fase, até 2016, consiste no estabelecimento de uma nova linha entre Estremoz e Divor, explorada a 60 kV pela rede de distribuição, permitindo reforçar assim a segurança N-1 ao mesmo tempo que melhora as condições de abastecimento dos consumos na região de Évora.

Na segunda fase do projeto, a concluir em 2018, a proposta de PDIRT-E 2013 prevê a extensão da rede de 400 kV entre a zona de Pegões (nova subestação) 400/60 kV e nova subestação de Divor (400/60 kV), seguida da passagem a exploração a 400 kV de todo o eixo Pegões – Divor – Estremoz - Falagueira.

6.1.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

O reforço da alimentação à rede de distribuição através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT deve resultar de uma interação entre o Operador da RNT e o Operador da RND, identificando quais as necessidades da rede de distribuição a nível local, e estudar qual a melhor alternativa para colmatar as insuficiências detetadas.

Embora a proposta de PDIRT-E 2013 justifique cada um dos investimentos propostos com a necessidade de melhorar a flexibilidade da alimentação à RND, não são apresentados quaisquer estudos ou indicadores associados à qualidade de serviço ou outros indicadores técnicos que permitam fundamentar essa efetiva necessidade de reforço e demonstrar que as opções de investimento propostas são a melhor opção.

Na ausência dos referidos estudos e indicadores, não é possível a ERSE comprovar a justificação técnico-económica que fundamente um parecer favorável às propostas de investimento apresentadas.

Em complemento, será necessário, por isso, comparar a atual proposta de investimento com as necessidades identificadas na proposta de PDIRD, nomeadamente em termos de qualidade de serviço técnica.

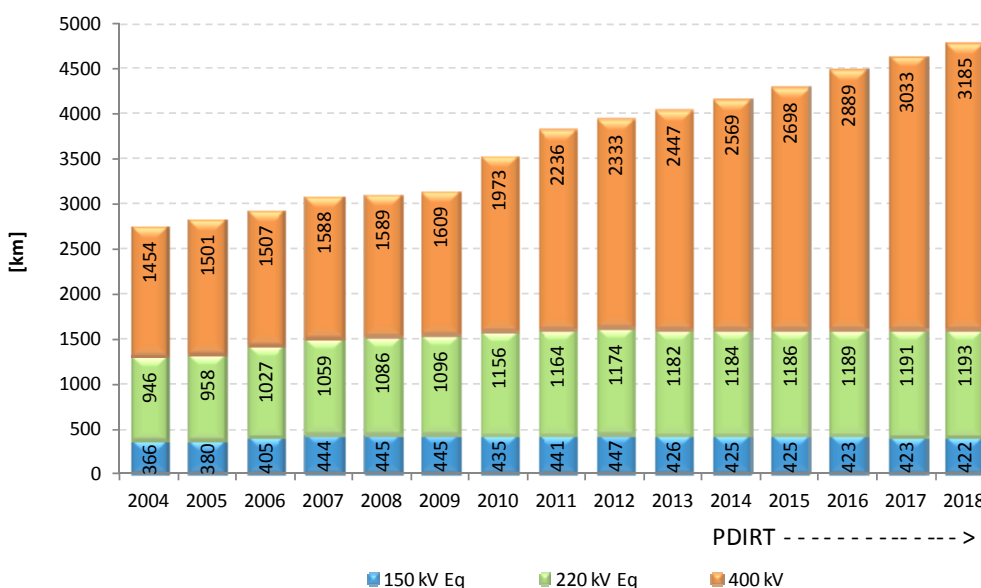
6.2 REFORÇO INTERNO DE REDE

6.2.1 EVOLUÇÃO E DESEMPENHO DA RNT

O investimento realizado ao longo da última década na Rede Nacional de Transporte resultou num crescimento da rede quer em extensão da rede, quer em reforço da capacidade de transformação e autotransformação.

Em termos de extensão da rede (aérea e subterrânea), e tendo em conta a informação apresentada na proposta de PDIRT-E 2013, destaca-se o crescimento da rede de 400 kV tornando-se o nível de tensão predominante da RNT, como se verifica pela evolução dos km equivalentes de 400 kV¹⁸ (Figura 6-2).

Figura 6-2 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN



Fonte: ERSE, REN

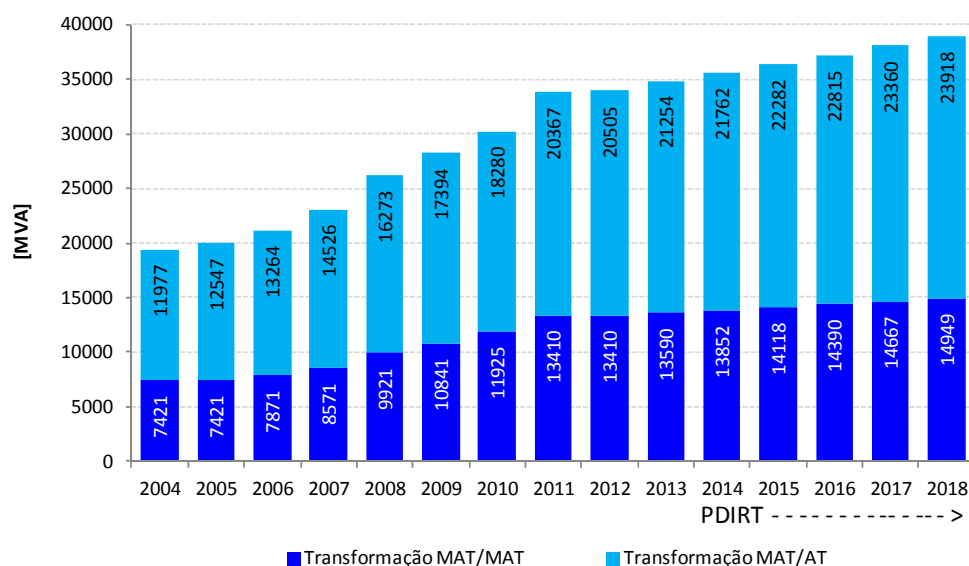
Esta proposta de novo investimento, predominantemente na rede de 400 kV em detrimento das redes de 220 kV e 150 kV, está diretamente interligado com a abertura de 4 novas subestações e postos de corte

¹⁸ Considerou-se que cada km de rede de 220 kV corresponde a 1/3 de km de rede de 400 kV, e cada km de rede de 150 kV corresponde a 50% de km de rede de 220 kV.

a 400 kV até 2016, Vieira do Minho, Vila do Conde e Viana do Castelo, estando prevista apenas uma nova subestação a 150 kV em Fafe e uma outra a 220 kV, no Alto de São João, em Lisboa.

Por outro lado, em termos de capacidade de transformação, regista-se a proposta de um aumento quer da capacidade de transformação associada à alimentação da RND, quer da capacidade de autotransformação essencial à articulação da rede em MAT, em especial do nível de 400 kV com os 150 kV, essencialmente na região do Minho e a Sul do Tejo, e entre os 400 kV e os 220 kV nas restantes zonas de rede com destaque para o litoral entre a região do Grande Centro e Grande Lisboa, a região de Trás-os-Montes e as Beiras interiores, como se verifica na Figura 6-3.

Figura 6-3 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN

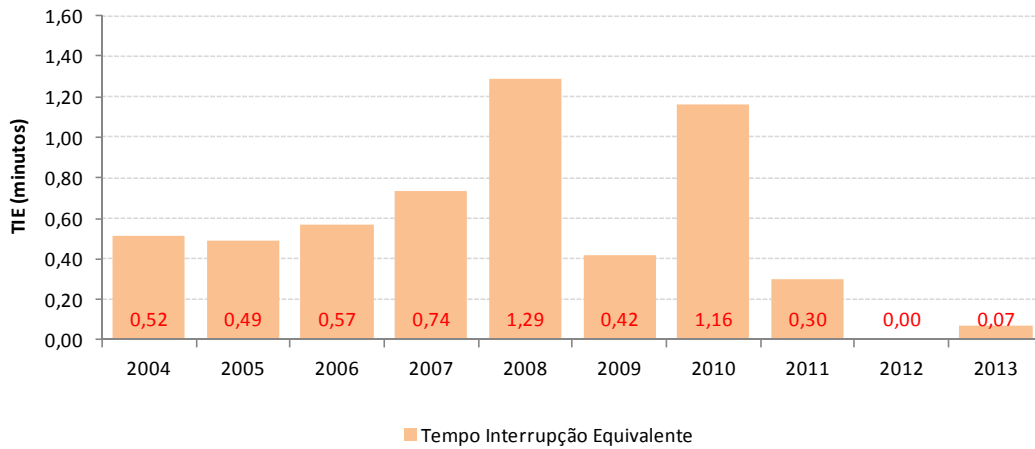


Fonte: ERSE, REN

Como resultado do investimento já realizado na RNT, verificou-se ao longo da última década uma melhoria significativa da fiabilidade da rede de transporte, com uma melhoria significativa dos níveis da continuidade de serviço, constatada pela evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), como se pode verificar na Figura 6-4.

Esta melhoria é explicada, segundo proposta de PDIRT-E 2013, não apenas pela extensão e incremento do emalhamento da RNT mas, também, pela modernização dos sistemas de proteção e controlo, associados a uma rede de comunicações móveis bastante fiável.

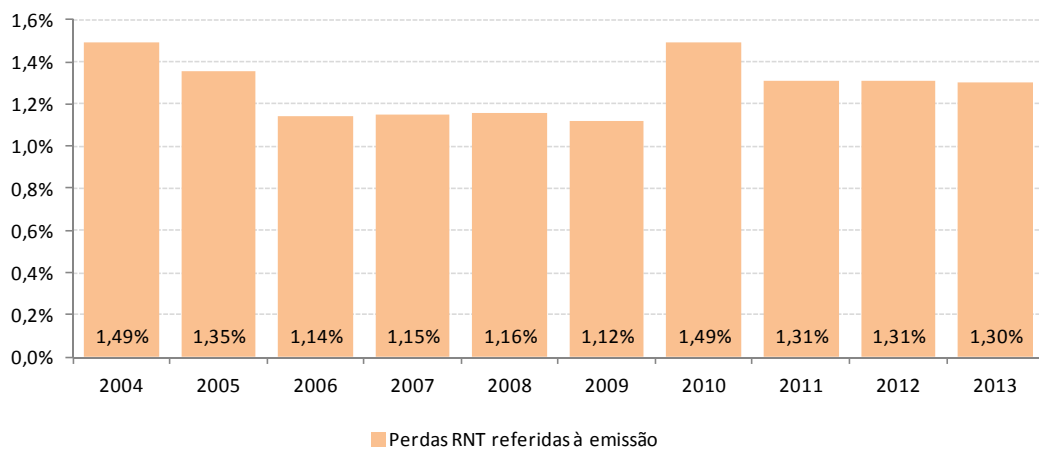
Figura 6-4 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN



Fonte: ERSE, REN

A melhoria do desempenho da RNT ao longo da última década é também demonstrada pelo nível de eficiência da rede ao nível das perdas de potência ativa, que se mantêm em valores reduzidos, que são comparáveis com as redes de transporte europeias, ainda que sujeitos ao impacto de fatores exógenos, tais como a hidraulicidade e eolicidade, com impacto nos fluxos de rede mais distantes dos grandes centros de maior consumo, tal como é referido na proposta de PDIRT-E 2013.

Figura 6-5 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN



Fonte: ERSE, REN

6.2.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REFORÇO INTERNO DA RNT

A proposta de PDIRT-E 2013 contém um conjunto de projetos de investimento cuja finalidade é expandir a RNT, justificadas pela adequação às necessidades em termos de capacidade de receção e garantia de fiabilidade e eficiência da sua operação, sendo referido que o plano mantém um programa de reforço de rede com impacto na qualidade de serviço.

Nesse sentido, é proposta a construção de novos eixos a 400 kV, como o eixo entre a subestação de Pedralva e a zona do Grande Porto (nova subestação de Sobrado), a concluir em 2020 aproveitando corredores existentes de 150 kV, e destinados a, por um lado, escoar a capacidade de produção hídrica para a região do Grande Porto e, por outro, criar uma margem adicional para fazer face ao aumento de fluxos proveniente da nova interligação entre Portugal e Espanha, a concluir em 2016, motivados pelo crescimento da produção elétrica instalada na região da Galiza tanto de origem térmica como renovável.

Um outro projeto relevante previsto na proposta de PDIRT-E 2013 diz respeito à conclusão da ampliação e reforço da Subestação de Vermoim, através do reforço da articulação entre a rede de 400 kV e de 220 kV, garantindo valores mais elevados de potência na periferia da cidade do Porto, com níveis adequados de qualidade/fiabilidade, em resposta ao crescimento do consumo. Para tal, serão explorados a 400 kV circuitos atualmente explorados apenas 220 kV mas preparados para 400 kV, duplicando a capacidade de transporte com perdas 4 vezes menores. Este projeto de reforço prevê ainda a eliminação do nível de 150 kV da referida subestação, transferindo para 220 kV os consumos anteriormente abastecidos a 150 kV (Siderurgia Nacional).

A articulação entre os 400 kV e os 220 kV é ainda reforçada com a entrada em exploração de um segundo autotransformador na subestação de Paraimo, destinado a garantir a correta articulação entre os eixos a Recarei-Batalha-Rio Maior e Armamar-Paraimo, a 400 kV, e o eixo Estarreja-Mourisca-Paraimo-Pereiros a 220 kV.

Igual reforço é realizado no Algarve com a instalação de um segundo autotransformador 400/150 kV na subestação de Tavira, justificado pela melhoria das condições de segurança e aumento da capacidade de receção de nova produção renovável.

Na zona litoral a norte da região da Grande Lisboa, está previsto o reforço da ligação entre Rio Maior e a subestações a norte de Lisboa, responsáveis por grande parte do abastecimento aos consumos da zona da grande Lisboa (reforçado pela centras de ciclo combinado de Lares e futura central de Lavos). Assim, o Plano prevê a reconfiguração do eixo Rio Maior-Carregado de 220 kV para 400 kV articulando as subestações do Carregado, a nova subestação da Carvoeira na zona de Torres Vedras e uma outra futura subestação a instalar na zona de Almargem do Bispo, criando um segundo eixo de alimentação à zona da grande Lisboa a par do eixo Carregado-Fanhões-Alto Mira.

Finalmente, na proposta de PDIRT-E 2013 prevê a construção de uma segunda ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o posto de corte do Pego, permitindo facilitar o escoamento de fluxos de produção de origem renovável provenientes da zona das Beiras e aproveitando os corredores existentes.

6.2.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Quando se constata o elevado investimento realizado pela RNT ao longo da última década, a excelente qualidade de serviço que é hoje prestada pela RNT, a inexistência de congestionamentos estruturais conhecidos e os atuais níveis de procura, que regrediu para valores de 2006, quer em termos de energia, quer em termos de ponta, seria de esperar uma redobrada fundamentação na proposta de PDIRT-E 2013 quando inseridos na finalidade reforço interno da rede, são propostos projetos de investimento na RNT a entrar em exploração no curto e médio prazo.

Tendo em conta a necessidade de manter os níveis já atingidos, no atual contexto socioeconómico, mesmo admitindo uma perspetiva de uma evolução positiva da procura, a realização de projetos de investimento com esta finalidade só deverá ter lugar caso se demonstre que, pela sua urgência, têm de entrar em exploração no muito curto prazo e não podem aguardar pela avaliação da próxima proposta de PDIRT-E, que irá decorrer em 2015.

Nessas condições e para esses projetos, considera-se que é imprescindível que se identifiquem as lacunas da RNT a que os projetos irão responder, quer em termos de défice de capacidade de transporte, quer em termos de outras necessidades demonstradas por indicadores técnicos, como limitações ao nível da qualidade do serviço. Por sua vez, para os projetos desta natureza que se revelem urgentes e que devam entrar em exploração até 2016, considera-se que, na proposta revista de PDIRT-E 2013, deverão ser apresentados resultados dos estudos, para que o decisor veja demonstrado o mérito e a urgência dos mesmos, antes de ter de tomar uma decisão.

6.3 CONDICIONANTES SOCIOAMBIENTAIS

6.3.1 PRINCIPAIS CONDICIONANTES SOCIOAMBIENTAIS

O exercício de planeamento levado a cabo pelo Operador da RNT, em coordenação com o Operador da RND, tem um conjunto de condicionantes que limitam as opções e as alternativas à disposição dos operadores para fazerem face às necessidades de rede.

De entre as limitações mais frequentes de âmbito não técnico, destacam-se as limitações ambientais e as limitações decorrentes do ordenamento do território e da pressão social das populações afetadas pelo desenvolvimento das redes elétricas.

Em termos de limitações ambientais, proposta de PDIRT-E 2013 destaca a avaliação ambiental dos projetos propostos, essencial para garantir que na fase de construção dos projetos não surjam impedimentos que obriguem ao atraso das obras e ao adiamento da resposta a eventuais necessidades da rede.

Por outro lado, a classificação de determinadas zonas como zona de património histórico mundial, ou outra classificação internacional relevante, pode obrigar a replanear e reconfigurar a RNT existente, no sentido de garantir a capacidade de transporte necessária sem colocar em causa as obrigações internacionais decorrentes da classificação das zonas atravessadas pela rede. Esta questão surgiu recentemente na região do Alto Douro Vinhateiro, classificada como Património Histórico Mundial.

Em termos de limitações relacionadas com a pressão social das populações nos grandes centros urbanos, contra o desenvolvimento de rede aérea de muito alta tensão na vizinhança das suas habitações, é necessário ponderar todas as alternativas mas garantindo a mesma segurança e a qualidade do abastecimento do consumo dessas populações.

6.3.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT RELATIVOS A CONDICIONANTES SOCIOAMBIENTAIS

A proposta de PDIRT apresenta dois grupos de projetos de investimento que são motivados por condicionantes socioambientais:

- Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV).
- Reformulação da rede de 220 kV nas regiões do Grande Porto e da Grande Lisboa

A otimização na região do ADV resulta da Declaração de Impacto Ambiental da linha Aramar–Recarei, onde foi assumido o compromisso de otimizar os corredores na região. Nesse sentido, o Plano refere que foram analisadas as intervenções necessárias tendo resultado na reconfiguração da rede na zona dentro da zona classificada, incluindo a reconstrução de cerca de 47km de linhas de 220 kV, e a desmontagem de cerca de 50 km de linha, estando a obra prevista até 2018.

No que se refere à reformulação da rede de 220 kV nos grandes centros de consumo, Lisboa e Porto, a proposta de PDIRT-E 2013 refere, em ambos os casos, a necessidade de se estabelecer rede subterrânea a 220 kV. Na região do Porto está em causa o eixo Vermoim-Custóias-Prelada, enquanto em Lisboa está previsto na proposta de PDIRT-E 2013 o recurso a três cabos subterrâneos entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche.

A proposta de PDIRT-E 2013 refere contudo que o processo de apuramento da solução definitiva não está ainda concluído, estando ainda os estudos a decorrer, mas antevendo-se desde já a possibilidade

de realização técnica destes projetos entre 2016 e 2021, sujeita à adequada oportunidade num contexto de melhoria global do desempenho do SEN.

6.3.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Em termos de otimização de corredores de linha por motivos socioambientais, com base nos comentários recolhidos na consulta pública, entende a ERSE que os projetos apenas deverão ser realizados precedidos dos estudos previsto no âmbito da Declaração de Impacto Ambiental, bem como de documentos com pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes, evidenciando a obrigatoriedade das alterações propostas no PDIRT e o horizonte previsto.

Em termos de reformulação da alimentação de centros urbanos através de rede subterrânea, ainda que em determinadas circunstâncias possa ser demonstrada ser a solução técnica mais adequada, a ERSE recomenda que os projetos apenas devam avançar se, previamente, acompanhados da respetiva ponderação entre custos e benefícios, tendo em consideração a sua justificação social.

6.4 REMODELAÇÃO DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS DA RNT

6.4.1 EQUIPAMENTO OBJETO DO PROGRAMA DE REMODELAÇÕES

Segundo a proposta de PDIRT-E 2013, as instalações que se propõem serem objeto das ações de modernização (equipamento em subestações e linhas), seja por reconstrução e remodelação integral, seja apenas em parte das mesmas, correspondem, no essencial, a instalações e equipamento com tempo de serviço superior a 40 e 50 anos, que apresentem elevados níveis de insuficiência funcional e obsolescência, com reflexos na fiabilidade da rede e na qualidade do serviço prestado, a que se soma o incremento dos custos de manutenção.

REMODELAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E DE EQUIPAMENTO MAT/AT

No que se refere a remodelação integral de subestações, está prevista uma remodelação de maior dimensão da subestação de Rio Maior (1979), e das subestações de Porto Alto (1961) e Carregado (1967), ambas em final de vida útil e sem ter sido objeto de qualquer remodelação profunda. A opção pela remodelação integral em detrimento da remodelação parcial da quase totalidade dos equipamentos da subestação resultou, segundo a proposta de PDIRT-E 2013, de estudos e de análises técnico-económicas que demonstraram benefícios significativos, acrescidos no caso da subestação do Carregado potenciados pela saída de serviço da central termoelétrica.

Em termos de remodelações parciais, previstas no plano em mais de 20 subestações, é dado destaque na proposta de PDIRT-E 2013 à conclusão da remodelação nas subestações de Vermoim e Valdigem, com impacto nos sistemas de controlo proteção e alimentação, bem como outro equipamento de MAT/AT tal como transformadores de medida, disjuntores seccionadores, descarregadores de tensão, entre outros, justificado por obsolescência do equipamento ou reduzida fiabilidade de equipamento com mais de 30 anos de fabrico descontinuado.

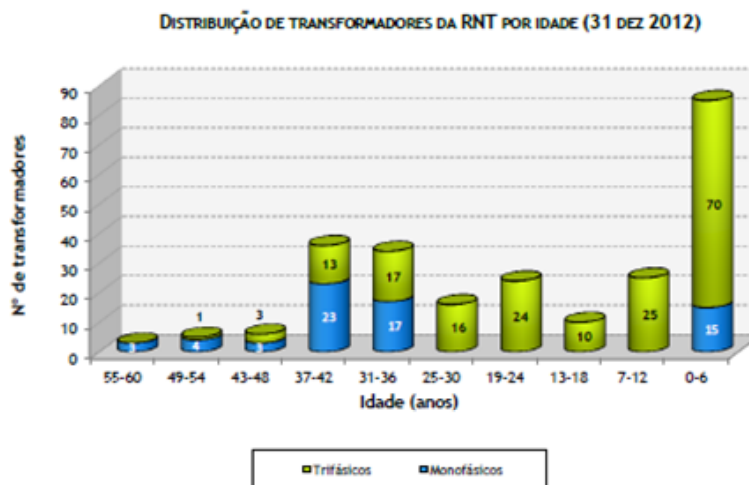
A proposta de PDIRT-E 2013 justifica ainda a motivação para a remodelação dos sistemas de alimentação proteção e controlo com a ausência de “*know-how*” e de material substituto, devido à descontinuidade dos equipamentos e peças, e à elevada taxa de avarias registada. As ações de substituição previstas no plano incluem a sua substituição por sistemas mais recentes, cujos benefícios incluem o seu controlo remoto e a diminuição do tempo de eliminação de defeito.

Para além das remodelações integrais e parciais referidas, está ainda previsto na proposta de PDIRT-E 2013 a substituição de um conjunto alargado de equipamento em (disjuntores e descarregadores de tensão) cujas características se revelem técnica e funcionalmente insuficientes para garantir um funcionamento correto e seguro de uma rede cada vez mais emalhada e com maiores correntes de defeito. Com um tempo de serviço superior a 30 anos, a proposta de PDIRT-E 2013 refere a necessidade de substituir esse equipamento, adotando tecnologias mais modernas que garantam uma maior longevidade da exploração com um nível de fiabilidade adequado.

SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

O crescente número de unidades de transformação em serviço que se aproximam do seu final de vida útil contabilístico de 30 anos (40% do parque tem mais de 25 anos), permite identificar a possibilidade de no curto médio prazo ser necessário substituir estas unidades caso as mesmas apresentem uma crescente degradação. Aliás, nos últimos 6 anos registou-se uma entrada em serviço de transformadores e autotransformadores 3 vezes superior ao registado no passado, mais justificada pela expansão da rede do que pela renovação de equipamento, como se observa na Figura 6-6.

Figura 6-6 – Idade do parque de transformadores da RNT a 31 dezembro 2012



Fonte: ERSE, REN

A proposta de PDIRT-E 2013 propõe a substituição de diversos transformadores, fundamentada pelo seu mau estado de conservação, confirmado pela supervisão de conjunto de parâmetros técnicos observados e cuja decisão de substituição tem ainda por base uma comparação técnico-económica entre as opções de incrementar a manutenção ou substituir o equipamento. A proposta de PDIRT-E 2013 apresenta a calendarização destas ações, e referindo a possibilidade de antecipação das mesmas caso se justifique pelo resultado de estudos em curso.

REMODELAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM LINHAS

As ações apresentadas na proposta de PDIRT-E 2013 em termos de remodelação de linhas diz respeito essencialmente à remodelação de cadeias de isoladores (instalação de compósitos em zonas de elevada poluição), substituição de cabos de guarda em aço (elevado tempo de serviço e deterioração dos cabos) e o alteamento de linhas para respeitar as normas legais e de segurança entretanto introduzidas, ou a sua remodelação para fazer face a travessias de vias de comunicação.

A justificação apresentada na proposta de PDIRT-E 2013 para a maior parte destas ações de remodelação está relacionada com a redução dos custos de manutenção e com a melhoria da fiabilidade da rede e consequente melhoria do desempenho da rede (redução de interrupções de serviço).

6.4.2 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Face à importância que a rubrica "Remodelação de instalações e equipamentos secundários" representa, não apenas em termos de montante de investimento mas igualmente pela importância

acrescida em termos de fiabilidade da operação a rede e qualidade do abastecimento do consumo, deve ser dada particular atenção à fundamentação técnica de cada projeto de investimento proposto, apresentando não apenas justificações qualitativas mas igualmente indicadores técnicos quantitativos que permitam uma avaliação sistemática do risco associado a cada equipamento, independentemente da sua idade ou tempo em serviço. Para os casos em que a fiabilidade da rede seja colocada em causa, estes indicadores devem ser complementados pela demonstração dos benefícios resultantes do investimento proposto, para que o impacto destes investimentos seja melhor compreendido e aceite pelos consumidores.

No futuro, a curto/médio prazo, é esperado um incremento das necessidades de remodelação de equipamento, face ao volume de equipamento, como transformadores de potência e outro equipamento secundário, a aproximar-se do final da sua vida útil contabilística, e que, ainda que tecnicamente esteja em condições de continuar em exploração, poderá originar falhas de serviço.

Por outro lado e sem prejuízo do referido anteriormente, admite-se a necessidade efetiva de substituição de equipamento com elevado tempo de utilização, nomeadamente equipamento em fim de vida útil que apresente níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço. Considera-se, assim, que o Operador da RNT deverá centrar a reformulação da proposta de PDIRT-E 2013 nos referidos projetos de investimento cuja entrada em exploração se venha a revelar ter de, obrigatoriamente, ocorrer até 2016, permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a urgência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão.

6.5 GESTÃO DE REATIVA

6.5.1 CONTEXTO DA GESTÃO DE REATIVA

A fiabilidade e a qualidade do abastecimento e da operação da rede de transporte estão diretamente relacionadas com o controlo dos perfis de tensão nos barramentos das subestações, que por sua vez são influenciados pela configuração da rede e pelo regime de exploração da rede, em função da carga das linhas, em especial em períodos de vazio.

Na realidade, em períodos de menor consumo em que as linhas estão em vazio ou com uma utilização muito reduzida, estas funcionam como geradores de reativa, aumentando o nível de tensão nos barramentos e criando um problema de operação para o operador de rede.

Este indesejável comportamento físico da rede pode ser minimizado de diferentes formas. A solução mais direta e sem recurso ao investimento consiste em desligar temporariamente as linhas durante este período de menor utilização, o que elimina a produção de reativa. No extremo oposto, o operador pode

recorrer à instalação de reatâncias “*shunt*” destinadas a absorvendo a energia reativa em excesso durante esses períodos e mantendo os perfis de tensão dentro da gama admissível.

Qualquer uma destas soluções apresenta contudo alguns inconvenientes. A primeira opção traduz-se por um maior desgaste dos equipamentos afetos às manobras de desligação e religação das linhas, diminuindo a vida útil destes equipamentos e aumentando o risco de operação da rede, que existe sempre, mesmo num regime normal de operação. A segunda opção, além do custo de investimento associado ao equipamento, e que terá de ser repercutido na tarifa de acesso à rede, aumenta as perdas de potência ativa.

6.5.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA GESTÃO DE REATIVA

A proposta de plano enquadra tecnicamente o problema da gestão de reativa relacionando para cada época sazonal o regime de carga e a respetiva parcela de carga reativa através dos fatores de potência característicos de cada ponto de entrega. A proposta de PDIRT-E 2013 refere que, no início de 2013, os valores dos fatores de potência foram alvo de revisão, realizada a partir de registos recentes da potência ativa e reativa por ponto de entrega, constatando-se uma redução de valores da $\text{tg}(\varphi)$ global, respetivamente de 0,45 para 0,28 em ponta de verão e de 0,35 para 0,20 em ponta de inverno.

Ainda segundo a proposta de PDIRT-E 2013, esta alteração é fundamentada pelas alterações ocorridas ao longo dos últimos anos ao nível da gestão dos trânsitos de reativa por parte do Operador da RND, com consequências significativas sobre a gestão dos perfis de tensão na RNT, obrigando por isso à implementação de medidas corretivas, ou seja, o RND reduziu o consumo de reativa solicitado à RNT e o Operador da RNT é obrigado a introduzir reatâncias shunt para consumir a energia reativa em excesso.

Em termos de projetos, está prevista a instalação de uma dezena de reatâncias “*shunt*” na rede de 400 kV e de 150 kV, com destaque para a região do Algarve onde serão instalados 2 novos equipamentos, em Portimão e na nova subestação de Tavira. Os restantes equipamentos estão propostos para a região do Minho (Pedralva), eixo do Douro (Armamar) e o eixo 400 kV na faixa Litoral entre Porto e Lisboa (Paraimo, Rio Maior e Fanhões).

6.5.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Considerando fundamental a gestão do trânsito de reativa na rede de transporte motivada por períodos de reduzida carga na rede aérea, e o estudo e identificação de soluções para a resolução desta realidade, a proposta de PDIRT-E 2013 é omissa na apresentação de soluções alternativas, como por exemplo o recurso à saída temporária de serviço de linhas ou a coordenação entre os operadores da rede de transporte e da rede de distribuição.

A comparação técnico-económica de alternativas, tendo em conta quer os benefícios do adiamento do investimento em reactâncias “*shunt*”, quer o custo associados a um maior desgaste do equipamento associado às manobras de operação, deveria ser um elemento a constar na proposta revista de PDIRT-E 2013.

Recomenda uma fundamentação clara e um recurso seletivo à instalação dos equipamentos propostos, limitado aos pontos onde seja demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos. A melhoria da qualidade do abastecimento do consumo que daí advenha deverá ser quantificada e demonstrada para os equipamentos que, eventualmente, forem sendo instalados.

Recomenda igualmente que seja procurado um reforço da coordenação entre a RND e a RNT, para fazer face à evolução da configuração da RNT adotada em cada regime de exploração.

7 INTEGRAÇÃO DE MERCADOS

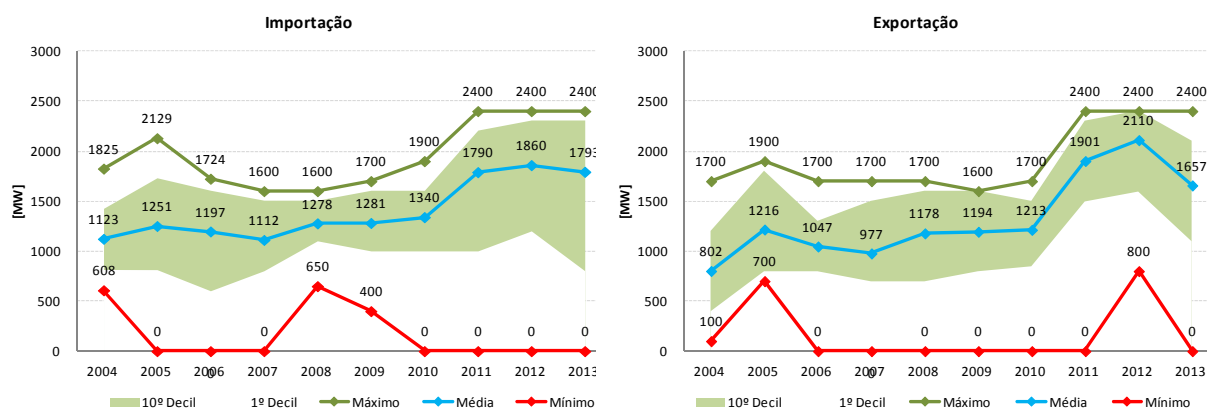
7.1 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA

7.1.1 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA EFEITOS COMERCIAIS

Ao longo da última década, resultado dos investimentos realizados pelos operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha, quer em termos de reforço interno de rede de transporte quer em termos de novas linhas de interligação, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a capacidade de interligação disponibilizada pelos operadores para fins comerciais tem vindo a subir significativamente.

No sentido importador (fluxo de Espanha para Portugal), a capacidade cresceu de valores médios de 1100 MW em 2004 para valores médios da ordem dos 1850 MW verificados em 2012. Este crescimento foi ainda mais acentuado no sentido exportador, cujos valores médios passaram no mesmo período de 800 MW para 2200 MW, como se observa na Figura 7-1.

Figura 7-1 – Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMEL

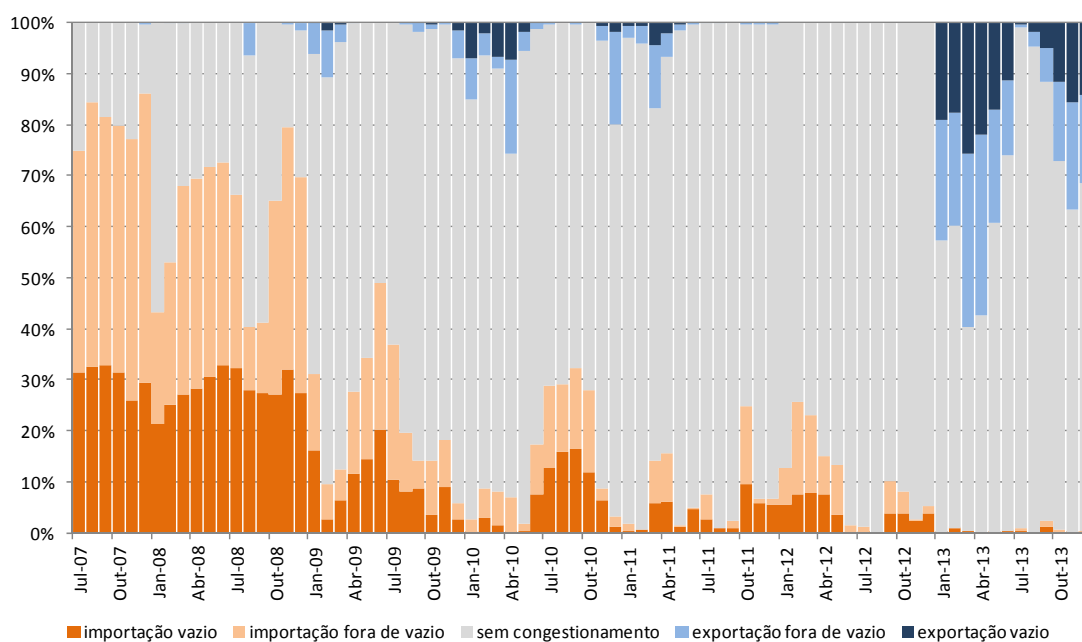
Embora o valor médio da capacidade disponível para fins comerciais tenha crescido significativamente, registaram-se valores consideravelmente inferiores com valores mínimos de capacidade nulos em algumas horas. Segundo o Operador da RNT, este facto deve-se a indisponibilidades temporárias de elementos de rede, limitações decorrentes do crescimento da produção de origem renovável não armazenável, que conjugado com períodos de consumo mais reduzidos diminui, por motivos de segurança de rede, a capacidade que é possível trocar com Espanha.

7.1.2 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Em termos de utilização da capacidade de interligação, ao longo dos últimos 6 anos e meio, registou-se uma tendência de diminuição do número de horas em que a interligação esteve congestionada, passando de cerca de 80% em Julho de 2007, 60% em 2008 e cerca de 10% no final de 2012. Esta redução dos períodos de congestionamento foi acompanhada pela diminuição da diferença de preços entre as áreas de rede portuguesa e espanhola, o que implicou uma redução das rendas de congestionamento.

A partir de Janeiro de 2013 contudo, registou-se uma inversão desta tendência de diminuição verificando-se congestionamentos na interligação em 20% a 30% do tempo, mas agora no sentido exportador.

Figura 7-2 – Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMEL

7.1.3 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

No âmbito da integração de mercados a nível europeu com destaque para a região do Sudoeste da Europa, composta por Portugal, Espanha e França, e a consolidação do mercado ibérico (MIBEL) encontra-se identificada a necessidade de se atingir a meta de 3000 MW de capacidade de interligação

para fins comerciais, em ambos os sentidos, tal como acordado entre os Governos de Portugal e Espanha na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz em novembro de 2006.

Para concretizar esse objetivo, a proposta de PDIRT-E 2013 mantém a proposta de investimentos na faixa litoral a norte da região do Grande Porto, já previstos em propostas de PDIRT anteriores e no plano decenal de investimento nas redes a nível europeu “*Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP)*”, cuja conclusão está prevista até 2016, permitindo atingir no final desse ano a meta acordada de 3000 MW

O plano refere ainda que, para a meta de 3000 MW, contribuirá ainda a interligação a 400 kV entre o Algarve e a região de Andaluzia, que está terminada do lado português e que aguarda conclusão do lado espanhol.

Em termos de projetos internos que contribuam para criar condições para que a capacidade de interligação disponível para fins comerciais não seja reduzida, destacam-se o conjunto de investimentos a realizar na região do Minho e Grande Porto, todos a 400 kV, incluindo o eixo entre as futuras subestações de Vila do Conde e Viana do Castelo, que estará articulado com o eixo entre a Subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado.

A proposta de PDIRT-E 2013 refere ainda a importância da tendência de crescimento da capacidade instalada de produção renovável eólica a qual, em períodos de menor consumo, constitui uma limitação às trocas na interligação no sentido importador, por razões de segurança da rede. Por outro lado, a realização dos investimentos propostos permitirá aumentar a capacidade no sentido exportador em períodos de forte produção renovável, hídrica e eólica. Finalmente, o documento refere que com os investimentos previstos será rara a ocorrência de períodos de congestionamento na interligação.

7.1.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Na Consulta Pública verifica-se ainda existir desconforto por não terem sido divulgados quaisquer estudos conjuntos de âmbito regional (Portugal – Espanha - França) e europeu, com vista à demonstração dos benefícios da concretização dos reforços da capacidade de interligação, em especial quando ainda não estão, ultrapassadas as limitações relacionadas com a capacidade de interligação entre a Península Ibérica e França, conduzindo a que tenham sido colocadas em questão as opções tomadas, a oportunidade e a própria necessidade de concretização do projeto em absoluto.

Tendo em consideração a evolução registada, quer na capacidade disponível para fins comerciais quer na utilização da mesma e na redução das diferenças de preços no mercado entre Portugal e Espanha, a proposta de PDIRT-E 2013 não apresentou qualquer estudo que permita constatar os benefícios associados aos reforços propostos apesar de já terem existido no passado.

Estes estudos que quantificam os custos e os benefícios são alias recomendados pela ACER para projetos a incluir no plano decenal europeu (TYNDP) e projetos candidatos a PCI, e, posteriormente, a fundos comunitários. Para tal, a análise deve ter em conta não apenas os benefícios decorrentes para Portugal mas, igualmente, os benefícios resultantes para países terceiros a nível ibérico e europeu (com eventual impacto em decisões futuras de partilha de custos).

Além da divulgação desses estudos, é ainda do interesse dos consumidores que exista um compromisso por parte do operador da rede de transporte espanhola no sentido de garantir que o projeto será concluído na data prevista do outro lado da fronteira, evitando assim situações de falta de coordenação na construção e na entrada em exploração. Por outro lado, deverá ser também procurada uma coordenação com os projetos de reforço da interligação entre Espanha e França, facto que maximizará os benefícios decorrentes deste projeto na interligação nacional.

8 PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)

No âmbito da construção do mercado interno único europeu, há que ter em conta a regulamentação que tem impacto nas decisões de investimento a nível nacional. Em particular, o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos mais relevantes, por ter como objetivo facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias.

Este regulamento estabelece orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia, designados por projetos de interesse comum (PCI). Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PCI;
- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços associados aos PCI;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF)¹⁹.

Ao abrigo deste regulamento, foram submetidas candidaturas de quatro projetos de infraestruturas de eletricidade em Portugal e interligações com Espanha, promovidas pela REN, que se integram na presente proposta de PDIRT-E 2013.

De acordo com a alínea a) do número 2 do artigo 4.º deste regulamento, para um projeto de eletricidade poder ser considerado PCI deve contribuir significativamente para o desenvolvimento do mercado único europeu, através da promoção de pelo menos um dos seguintes critérios específicos: a integração de mercado, a segurança de abastecimento ou a sustentabilidade. A primeira lista de projetos de interesse comum foi adotada pela Comissão em outubro de 2013, tendo sido aditada ao Regulamento (UE) n.º 347/2013 através do Regulamento Delegado (EU) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro. Todas as candidaturas submetidas pela REN, que se enumeram de seguida, foram classificadas como projetos de interesse comum:

¹⁹ Mecanismo da Comissão Europeia, criado pelo Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2013, que determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia e de explorar as potenciais sinergias entre esses setores.

- 2.16 *Cluster* em Portugal para aumento da capacidade na fronteira Portugal-Espanha, incluindo os seguintes PCI:
- 2.16.1 Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Alfena²⁰;
 - 2.16.2 Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Vila Fria B²¹;
 - 2.16.3 Linha interna em Portugal, entre Frades B, Ribeira de Pena e Feira²²;
- 2.17. Linha de interligação entre Portugal e Espanha entre Vila Fria - Vila do Conde – Recarei (PT) e Beariz - Fontefría (ES)²³.

Com a obtenção do estatuto de PCI, estes projetos tornaram-se diferentes dos restantes incluídos na proposta de PDIRT-E 2013, pelos motivos acima referidos. Em particular, para esta análise importa destacar os seguintes:

- Possibilidade de imputação dos custos de investimento pelos Estados-Membros em que o projeto produz um impacto líquido positivo;
- Possibilidade do projeto beneficiar de um tratamento regulatório diferenciado, no caso de estar sujeito a riscos superiores aos normalmente incorridos por um projeto de infraestruturas comparável;
- Elegibilidade para a obtenção de assistência financeira da União Europeia, através dos programas específicos para os PCI;

Há que ter também em conta que, de acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, os promotores de projetos com o estatuto de PCI deverão seguir um conjunto de procedimentos, com vista ao seu desenvolvimento, nos quais se inclui o envio às respetivas entidades reguladoras de um pedido de investimento. Este pedido deverá incluir, designadamente, uma análise custo-benefício específica para o projeto, um plano de atividades que avalie a viabilidade financeira do mesmo e uma proposta fundamentada de repartição de custos transfronteiriços entre os países beneficiários. Nota-se também que as candidaturas a financiamentos no âmbito do CEF têm como um dos requisitos a apresentação prévia do pedido de investimento para os projetos em causa.

²⁰Na proposta de PDIRT-E 2013, denomina-se “nova linha a 400 kV entre Pedralva e Sobrado, ligando as subestações de Pedralva e Sobrado.

²¹ Na proposta de PDIRT-E 2013, este projeto denomina-se “novo eixo a 400 kV entre a zona do Porto e Minho e ligando as subestações de Pedralva e Viana do Castelo.

²² Na proposta de PDIRT-E 2013, este projeto denomina-se “ligação a 400 kV entre Ribeira da Pena-Feira” e liga as subestações de Vieira do Minho, Ribeira da Pena e Feira.

²³ Na proposta de PDIRT-E 2013, este PCI engloba o projeto “nova interligação Minho-Galiza” e liga a subestação de Viana do Castelo e a fronteira de Espanha, e articula-se ainda o projeto “novo eixo a 400 kV entre a zona do Porto e o Minho” ligando as subestações de Viana do Castelo e Vila do Conde”.

A respeito dos PCI incluídos na presente proposta de PDIRT-E 2013, o Operador da RNT não submeteu à ERSE, até à presente data, o *investment request*, pelo que se conclui que, de momento, a empresa não poderá avançar com a submissão da candidatura aos fundos do CEF.

Considera-se que teria sido enriquecedor que a REN apresentasse, ainda que de forma genérica, alguma informação quantificada dos benefícios associados aos projetos que obtiveram o estatuto de PCI. Tendo em conta o acima mencionado, a preparação desta informação constituiria um exercício preliminar na elaboração da análise custo-benefício a incluir no pedido de investimento dos projetos.

Por outro lado, esta informação prévia poderia também dar indicações para uma eventual imputação dos custos transfronteiriços entre Portugal e Espanha, designadamente na interligação transfronteiriça (PCI n.º 2.17), cuja decisão terá que será tomada em coordenação pelas entidades reguladoras dos países envolvidos.

Importa referir também que as listas dos PCI são estabelecidas de dois em dois anos, não sendo garantido que os projetos mantenham o estatuto de PCI. A próxima lista será definida com base nos resultados da aplicação da metodologia de análise custo-benefício (CBA) desenvolvida pelo ENTSO-E, cuja versão para aprovação pela Comissão Europeia foi publicada a 15 de novembro, tendo a mesma sido já objeto de parecer do ACER²⁴.

8.1 FINANCIAMENTO

A atribuição de subsídios ou de juros bonificados aos projetos de investimento na rede de transporte resulta numa diminuição dos custos de investimentos incorporados nos proveitos permitidos do Operador da RNT, a recuperar através das tarifas de acesso e, conseqüentemente, num menor encargo para os consumidores de eletricidade. Assim, é expectável que a empresa desenvolva os esforços ao seu alcance no sentido de maximizar as possibilidades de que dispõe para a captação deste tipo de benefícios, de forma a desonerar o setor elétrico português.

Especificamente para os projetos de interesse comum, existe o programa CEF²⁵, referido no ponto anterior, que está focado nos casos de projetos que não são viáveis comercialmente, por terem impactes significativos em termos de aumentos das tarifas de acesso às redes. No entanto, não foram formalmente definidos critérios que permitam determinar se os projetos estão nesta situação, nem qual o limite para o aumento tarifário induzido pelos projetos que é aceitável de forma a não constituir um encargo desproporcionado para os consumidores. Deste modo, existe alguma discricionariedade para os

²⁴ ACER Opinion n.º 01/2014 on the ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects.

²⁵ O programa *Connecting Europe Facility* dispõe de 5,85 mil milhões de euros até 2020, destinados ao setor da energia.

diferentes países, reguladores e promotores de projetos definirão este limite. Importa também referir que, o programa CEF terá como objetivo principal garantir a cobertura do diferencial entre custos e receitas que torna os projetos comercialmente não viáveis, já após a consideração do aumento tarifário não desproporcionado acima referido. Mais especificamente, o montante de cobertura dos fundos do CEF no setor da energia corresponderá ao menor dos seguintes valores:

- 50% dos custos elegíveis, podendo a taxa de cofinanciamento atingir 75% para PCI que promovam um alto nível de segurança de abastecimento à escala regional ou europeia ou PCI que proponham soluções altamente inovadoras;
- Valorização das externalidades positivas associadas ao PCI, determinadas pela análise custo-benefício;
- O diferencial entre receitas e custos que torna o PCI não viável comercialmente.

Este último ponto restringe consideravelmente a capacidade de financiamento dos investimentos através deste fundo.

Após selecionados os projetos aos quais serão concedidos fundos, os montantes a atribuir são ainda modulados com base na análise custo-benefício de cada projeto.

Por conseguinte, atendendo às regras estritas do CEF, é expectável que para a grande maioria dos PCI serão as receitas obtidas por aplicação das tarifas de acesso que permitirão pagar os projetos. Acresce a este facto a impossibilidade de acumulação dos subsídios ou instrumentos financeiros do CEF com outros financiamentos de âmbito comunitário, que venham a ser atribuídos ao projeto, o que pode tornar a obtenção de fundos através do CEF numa medida praticamente de último recurso. Refira-se contudo que os fundos do CEF são acumuláveis e incluem na avaliação de viabilidade comercial, os incentivos regulatórios previstos no artigo 13.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013 destinado a projetos de interesse comum que incorram em maiores riscos em comparação com projetos de infraestrutura comparáveis.

Para além da atribuição de montantes a fundo perdido, o CEF tem por finalidade diminuir os custos do financiamento e possibilitar o acesso a linhas de crédito de longo prazo. A obtenção destes fundos requer também uma candidatura prévia ou em paralelo a instrumentos financeiros ou linhas de crédito, designadamente através do Banco Europeu de Investimento. No que diz respeito às candidaturas aos fundos e instrumentos financeiros do CEF, além das condições já referidas, deverão ser também satisfeitas as seguintes:

- Existir uma decisão de imputação dos custos transfronteiriços, nos termos do artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013 (*cross-border cost allocation - CBCA*), caso o promotor tenha submetido o *investment request* aos reguladores dos países envolvidos;
- Não podem ocorrer custos com o projeto antes da decisão de alocação dos fundos.

Uma vez que as candidaturas ao CEF são processos anuais, enquanto o processo de análise e seleção dos PCI ocorre de dois em dois anos, cada projeto incluído numa lista de PCI terá duas possibilidades de candidatura. No caso dos PCI incluídos no PDIRT-E em apreço, uma eventual candidatura da REN só se deverá concretizar no segundo concurso²⁶, cuja realização deverá ocorrer durante o primeiro semestre de 2015, com atribuição dos respetivos montantes durante o ano de 2016.

No que respeita ao impacto tarifário que a obtenção destes fundos pode representar, constata-se que, face à dificuldade, já referida, de acesso ao financiamento através do CEF, o decréscimo tarifário decorrente de uma eventual obtenção dos fundos será reduzido.

Assim, pelos motivos expostos, a análise dos impactos dos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2013 nos custos suportados pelos consumidores de eletricidade portugueses, apresentada no ponto 9 deste parecer, não teve em consideração a possível obtenção de fundos do CEF.

²⁶ No ano de 2014 as candidaturas ao CEF deverão ocorrer entre maio e julho, estando ainda as datas sujeitas a confirmação pela Comissão Europeia.

9 ESTIMATIVA DOS IMPACTES TARIFÁRIOS

Os custos associados à proposta de PDIRT-E 2013 são de mais fácil mensuração do que os seus benefícios. O apuramento destes custos efetua-se em dois passos. Num primeiro momento estima-se o impacto da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos unitários que serão recuperados através do estabelecimento da tarifa de uso da rede de transporte paga pelos consumidores. No segundo momento, estima-se o impacto tarifário da proposta de PDIRT-E 2013.

A proposta de PDIRT-E 2013 apresenta algumas insuficiências na informação prestada, criando dificuldades na sua análise, numa perspetiva de avaliar os impactes dos investimentos propostos nos proveitos permitidos do Operador da Rede de Transporte.

A insuficiente informação disponibilizada não permite à ERSE apresentar o cálculo do impacto tarifário destes investimentos com o rigor desejado e sem considerar determinados pressupostos²⁷. De entre as insuficiências detetadas destacam-se:

- Não foram identificados os valores dos investimentos propostos por projeto;
- Não foram indicados os montantes transferidos para exploração em cada um dos anos de vigência do PDIRT-E 2013. Esta informação é crucial tendo em conta que os investimentos apenas são remunerados após a sua transferência para exploração;
- Não se conhece o plano de financiamento dos projetos. Apenas é referido a possibilidade de o mesmo acontecer mas sem a respetiva quantificação.

A proposta de PDIRT-E 2013 refere a um período temporal de dez anos compreendido entre 2014 e 2023. Contudo, o montante de investimentos propostos pelo Operador da RNT, no total de 1119 milhões de euros, concentra-se nos primeiros cinco anos de abrangência do PDIRT-E (2014-2018), período em que ascendem a cerca de 1068 milhões de euros. Para o restante período de abrangência do PDIRT-E 2013 (2019-2023) os investimentos identificados apresentam, segundo o Operador da RNT, um carácter mais indicativo dependendo, a sua concretização, da evolução do Sistema Elétrico Nacional. Nesta base, a análise aos impactes dos custos para os consumidores foi efetuado unicamente para o período 2014 a 2018.

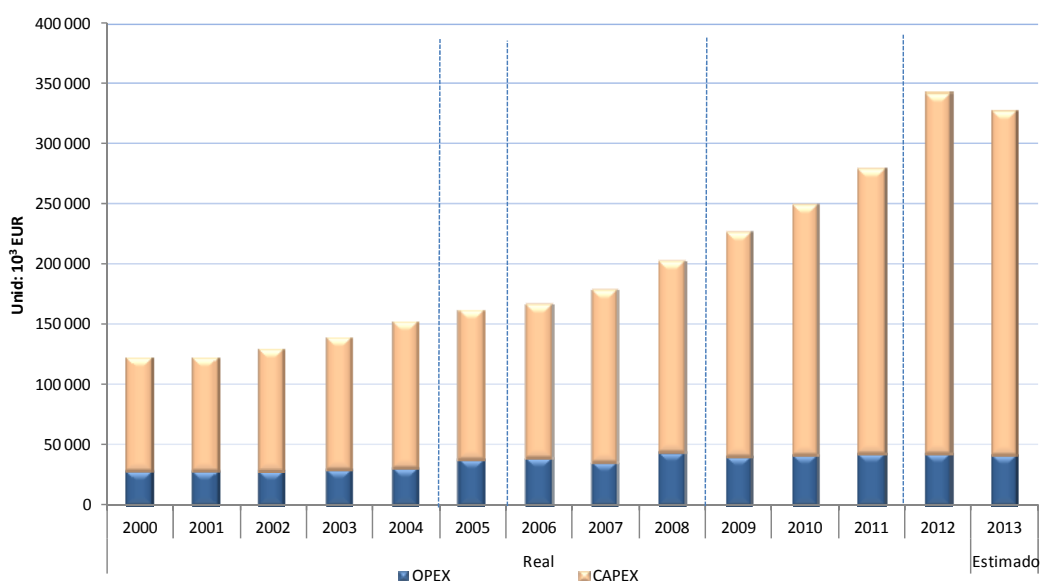
²⁷ Por exemplo, a proposta de PDIRT_E não explicita se os montantes de investimentos propostos incluem os encargos de estrutura e financeiros. Contudo, posteriormente ao lançamento da consulta pública do PDIRT-E 2013, o representante do Operador da RNT no Conselho Tarifário da ERSE esclareceu que os valores dos investimentos considerados no PDIRT-E incluem encargos de estrutura e financeiros.

9.1 IMPACTE ESTIMADOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAREM PELA TARIFA

ENQUADRAMENTO

Os custos com os investimentos²⁸ (CAPEX_Capital Expenditures) assumem um peso bastante significativo e crescente nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de eletricidade, como é possível observar na Figura 9-1. Por seu lado, os custos operacionais, sem considerar as amortizações (OPEX_Operational Expenditure) têm-se mantido constantes.

Figura 9-1 – Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de eletricidade



CENÁRIO BASE

Com os dados fornecidos na proposta de PDIRT-E 2013 é possível identificar o impacto dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos da Atividade de Transporte de Eletricidade, através da análise da evolução do Capex²⁹ unitário considerando todas as restantes componentes dos proveitos permitidos constantes para o período analisado.

Para o exercício proposto, os pressupostos de base encontram-se elencados de seguida:

²⁸ Que correspondem às amortizações dos investimentos e à remuneração do ativo líquido.

²⁹ Capex = capital expenditures (custos com capital = ativos regulados x taxa de remuneração + amortização líquidas de participações).

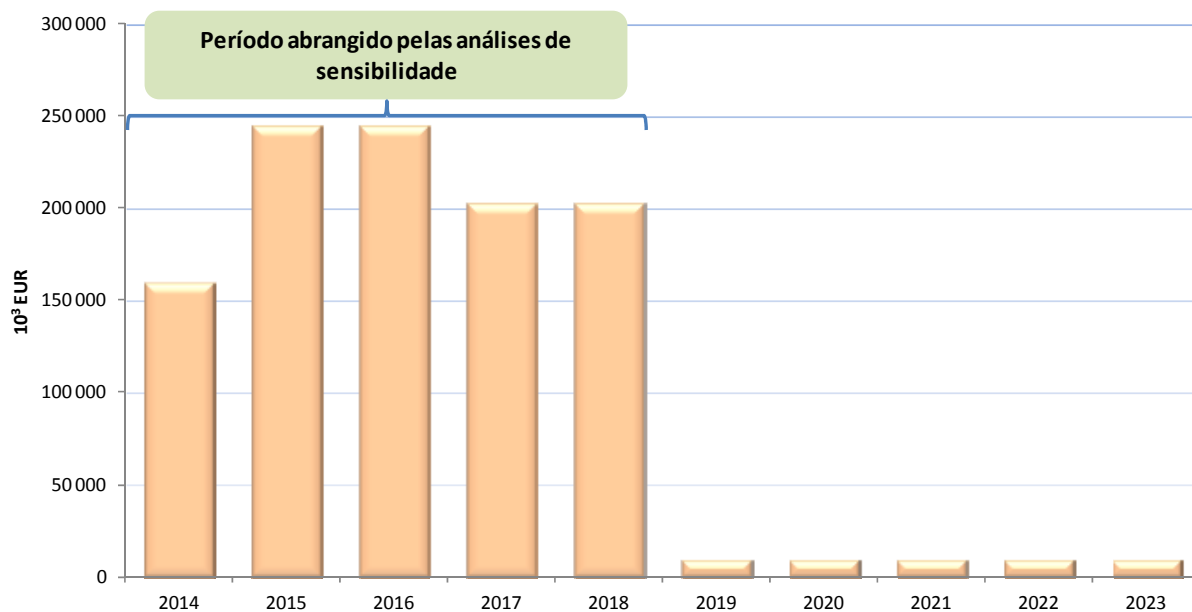
- Procura corresponde ao cenário base (cenário 1) constante na proposta de PDIRT-E 2013³⁰;
- Taxa de remuneração dos ativos constantes e iguais às taxas teóricas determinadas para o período regulatório 2012-2014 (9% para os ativos valorizados a custos reais e 10,5% para os ativos valorizados a custos de referência, sujeitos a metas de eficiência, isto é, imposição de diminuição dos custos);
- Considerou-se que a quota-parte dos investimentos valorizados a custos de referência corresponde à média do período de vigência desse mecanismo (2009-2014), situando-se nos 79%;
- Nível de captação de participações ao investimento equivalente à média do último período regulatório (2012-2014), tendo em conta o potencial de financiamento comunitário, e que se situa nos 1,3% do investimento anual;
- Transferência dos investimentos para exploração em partes constantes, em função dos intervalos temporais indicados na proposta de PDIRT-E 2013 para a execução dos investimentos.

Tal como foi anteriormente referido, a proposta de PDIRT-E 2013 não refere os valores dos investimentos por projeto, bem como as datas de transferência dos investimentos para exploração. Este facto impôs à ERSE a necessidade de adotar determinados pressupostos para avaliar os impactes dos investimentos ao nível dos proveitos permitidos.

A Figura 9-2 apresenta as transferências dos investimentos para exploração de acordo com os pressupostos adotados pela ERSE.

³⁰ Cenário incluído no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2013-2030), de abril de 2012.

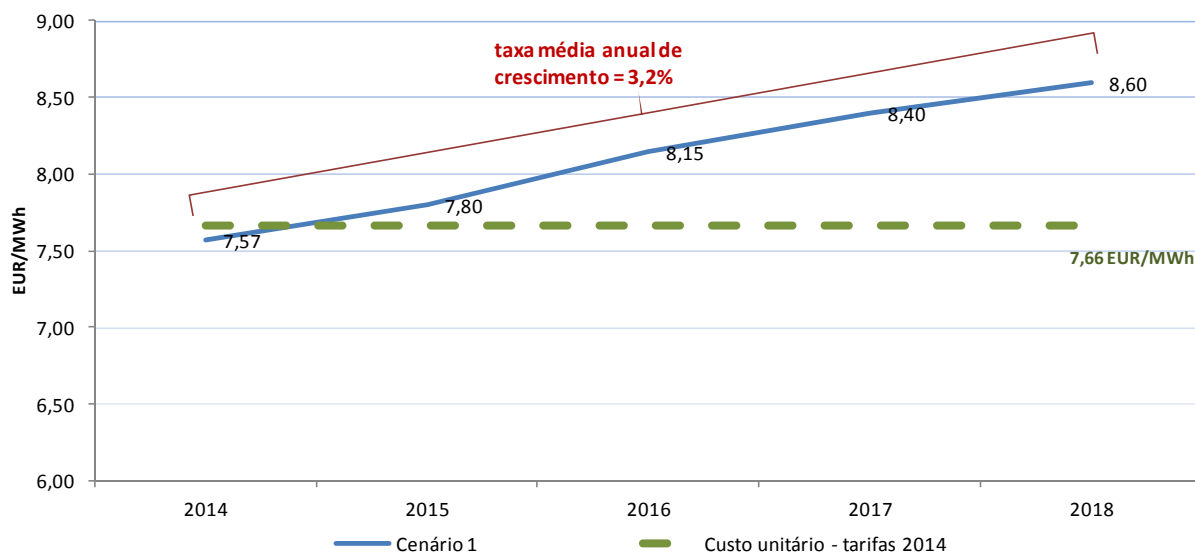
Figura 9-2 – Transferência de investimentos para exploração



Em 2014 considerou-se o valor constante das tarifas para 2014, para os restantes anos do período os investimentos foram escalados em partes iguais, em função dos intervalos temporais definidos na proposta de PDIRT-E 2013, para a sua execução. Verifica-se que a partir de 2019 a proposta de PDIRT-E 2013 praticamente não refere os valores dos investimentos a efetuar. Nesta perspetiva, as análises dos impactes em proveitos apenas será feita para o período 2014-2018.

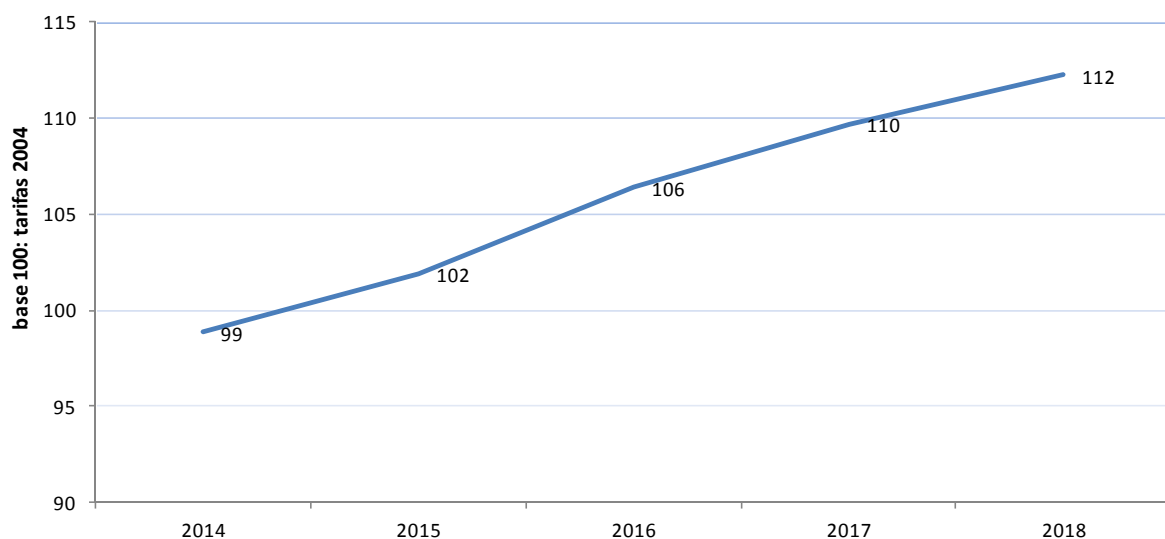
A Figura 9-3 apresenta o nível de proveitos permitidos unitários da atividade de Transporte considerando os pressupostos mencionados anteriormente e os investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2013, cuja entrada em exploração ocorra entre 2014 e 2018. Verifica-se que partindo em 2014 de um proveito unitário mais baixo do que o implícito nas tarifas 2014, no final do período em análise, 2018, os proveitos unitários são superiores em cerca de 0,94 EUR/MWh, correspondendo a um crescimento médio anual de 3,2%.

Figura 9-3 – Evolução dos proveitos permitidos unitários considerando cenário 1 de procura



A Figura 9-4 apresenta a mesma análise em base 100 tendo como referencial os proveitos permitidos unitários constantes de tarifas de 2014.

Figura 9-4 – Evolução dos proveitos permitidos unitários considerando cenário 1 de procura em base 100



Verifica-se que, com o cenário de procura e com os investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2013, os proveitos permitidos unitários da atividade de transporte apresentam em 2018 um acréscimo de 12% relativamente aos proveitos unitários da atividade de transporte constantes das tarifas de 2014.

9.2 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

As incertezas associadas a qualquer exercício de previsão requerem a realização de análises de sensibilidade.

Assim, tendo em conta a relevância de algumas variáveis, apresentam-se análises de sensibilidade realizadas com as seguintes alterações:

- Nível da procura;
- Taxas de remuneração dos ativos da atividade de transporte;
- Diferimento temporal da ligação aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

De seguida descrevem-se os pressupostos utilizados para cada variável considerada.

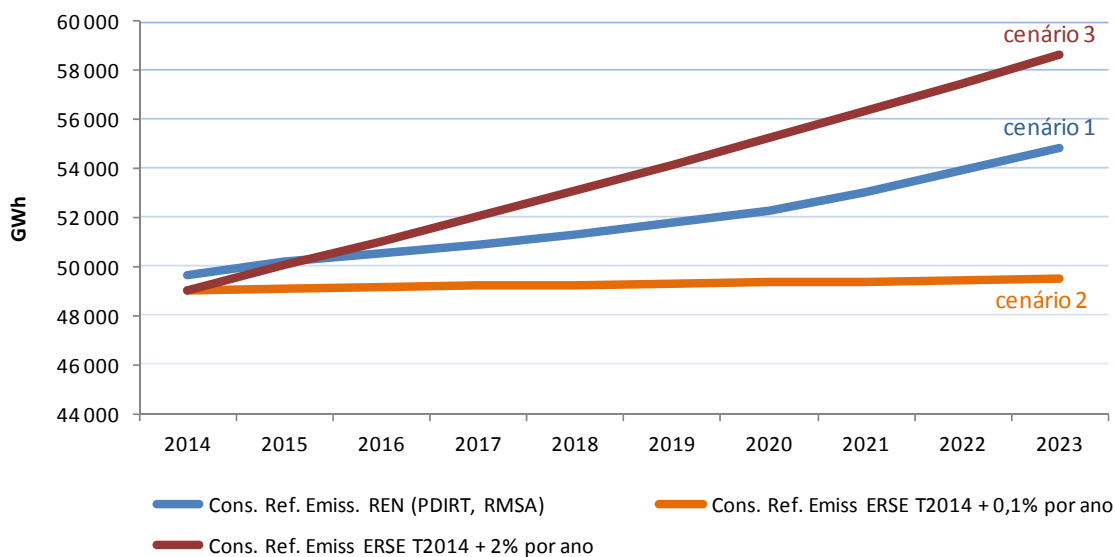
NÍVEL DA PROCURA

Em relação ao nível da procura é possível simular dois cenários alternativos ao cenário base constante na proposta de PDIRT-E 2013, e que é um dos pressupostos do cenário base apresentado anteriormente. Os cenários alternativos são:

- Cenários 2 = as quantidades iniciais correspondem às quantidades previstas pela ERSE para as tarifas do ano 2014 e a evolução futura com taxas de crescimento praticamente nulas (0,1% ao ano): este é um cenário mais pessimista em linha com a evolução da procura registada nos últimos anos;
- Cenários 3 = as quantidades iniciais correspondem às quantidades previstas pela ERSE para as tarifas do ano 2014 com uma taxa de evolução constante de 2% ao ano.

A Figura 9-5 apresenta esquematicamente os três cenários considerados para o período 2014-2023.

Figura 9-5 – Evolução da procura – cenários considerados



Pela análise da figura anterior, verifica-se que as previsões constantes na proposta de PDIRT-E e as previsões da ERSE não apresentam diferenças significativas no primeiro ano em análise (2014). Para os anos seguintes, a evolução da procura apresenta diferenças significativas consoante o cenário em causa. Em 2023, a procura prevista no cenário 3 é cerca de 18% superior à procura prevista no cenário 2 e 7% superior à prevista no cenário 1.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE

Os novos ativos da RNT são valorizados desde o período regulatório 2009-2011 através de um mecanismo de custos de referência. Este mecanismo foi publicado no Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro e estabelece as condições técnicas e financeiras que os investimentos transferidos para exploração, após 1 de janeiro de 2009, devem cumprir para serem valorizados a uma taxa de remuneração com prémio, que se situa atualmente nos 1,5 pontos percentuais. Sobre o valor destes ativos, que tem por base custos de referência, é aplicada uma meta de eficiência que, no atual período regulatório, corresponde a 1,5% ao ano.

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” de dezembro de 2011, as taxas de remuneração dos ativos das atividades reguladas do Setor elétrico estão parcialmente indexados à evolução dos CDS³¹ da República Portuguesa. Nesta perspetiva as taxas poderão variar anualmente dentro de determinados intervalos.

³¹ Credit Default Swaps.

Simultaneamente o período de análise da proposta de PDIRT- E 2013 abrange mais do que um período regulatório, podendo ocorrer alterações quer ao nível dos CDS quer ao nível das formas de indexação.

Nas simulações efetuadas para avaliar os impactes da proposta de PDIRT-E 2013 nos proveitos permitido do Operador da Rede de Transporte (ORT) foram considerados duas hipóteses de taxas de remuneração:

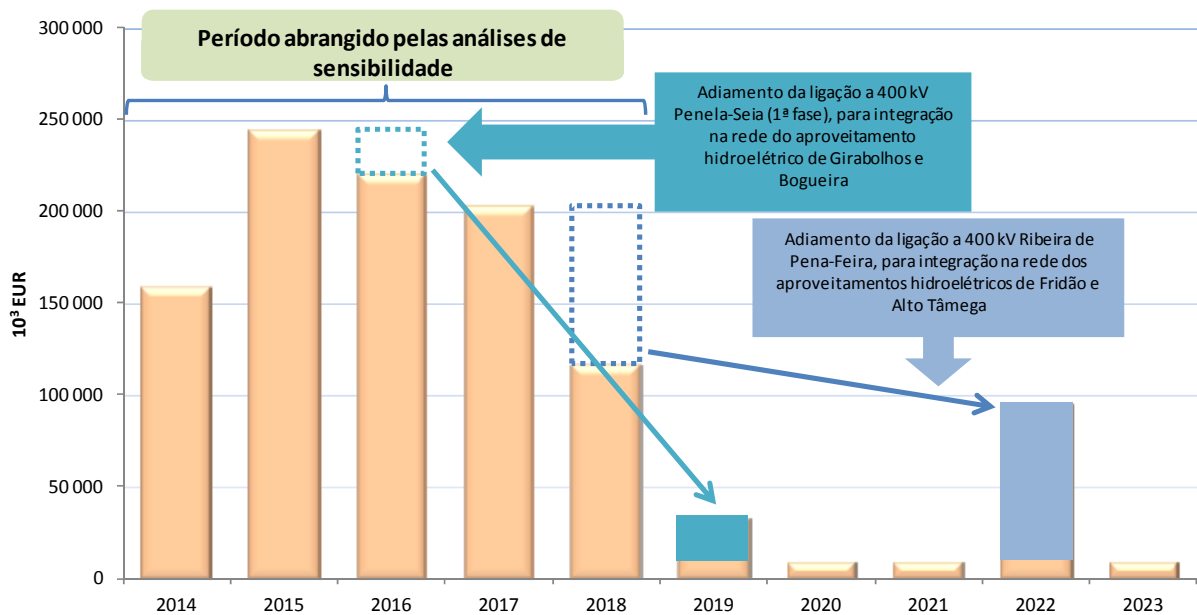
- Hipótese 1 = Taxas de remuneração equivalente às consideradas em tarifas de 2014 sendo de 9% para os ativos valorizados a custos reais e de 10,5% para os ativos valorizados a custos de referência;
- Hipótese 2 = Taxas de remuneração consideradas em tarifas de 2014 com uma redução de 1 ponto percentual, que plasma, em parte, a tendência de decréscimo dos CDS da república portuguesa (8% para os ativos valorizados a custos reais e de 9,5% para os ativos valorizados a custos de referência).

DIFERIMENTO TEMPORAL DA LIGAÇÃO AOS APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS DE GIRABOLHOS, FRIDÃO E ALTO TÂMEGA

Ao longo da consulta pública da proposta de PDIRT-E 2013 foram mencionadas algumas considerações, ao nível dos investimentos, que a ERSE entendeu serem pertinentes e passíveis de internalizar nas análises de sensibilidade efetuadas. Neste aspeto realçam-se o adiamento de investimentos referentes a aproveitamentos hidroelétricos, que de acordo com os promotores dos projetos, viram a sua data de entrada em exploração diferida no tempo e desta forma, as ligações de rede, previstas na proposta de PDIRT-E 2013 a esses aproveitamentos hidroelétricos também deverão ser adiadas. Neste caso, encontram-se a ligação a 400 kV Penela-Seia (1ª fase), para integração na rede de transporte do aproveitamento hidroelétrico de Girabolhos, e Bogueira, cuja conclusão prevista no PDIRT ocorre em 2016, mas que de acordo com a Endesa foi adiada para 2019, e a ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira, para integração na rede dos aproveitamentos hidroelétricos de Fridão e Alto Tâmega, cuja conclusão prevista na proposta de PDIRT-E 2013 ocorre em 2018, mas que deverá ser adiada para 2022.

O diferimento destes investimentos tem em termos de ativos entrados em exploração o impacte que se estimado na Figura 9-6.

Figura 9-6 – Transferência de investimentos para exploração com diferimento da entrada em exploração dos aproveitamentos hidroelétricos



As figuras seguintes permitem exemplificar os impactes nos proveitos permitidos unitários futuros do ORT, consoante os cenários considerados. Os impactes são apresentados para as duas hipóteses de taxas de remuneração (H1 e H2) consideradas. Para cada uma destas hipóteses, apresenta-se a evolução dos proveitos permitidos unitários, com os 3 cenários de procura considerados, tendo por base as duas alternativas de entrada dos investimentos em exploração:

- Investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013 com a cadência de entrada em exploração evidenciada na Figura 9-2;
- Adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos mencionados anteriormente conforme evidenciado na Figura 9-6.

Assim foram efetuadas as seguintes simulações:

- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 1 + investimentos previstos na da proposta de PDIRT-E 2013;
- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 2 + investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013;
- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 3 + investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013;

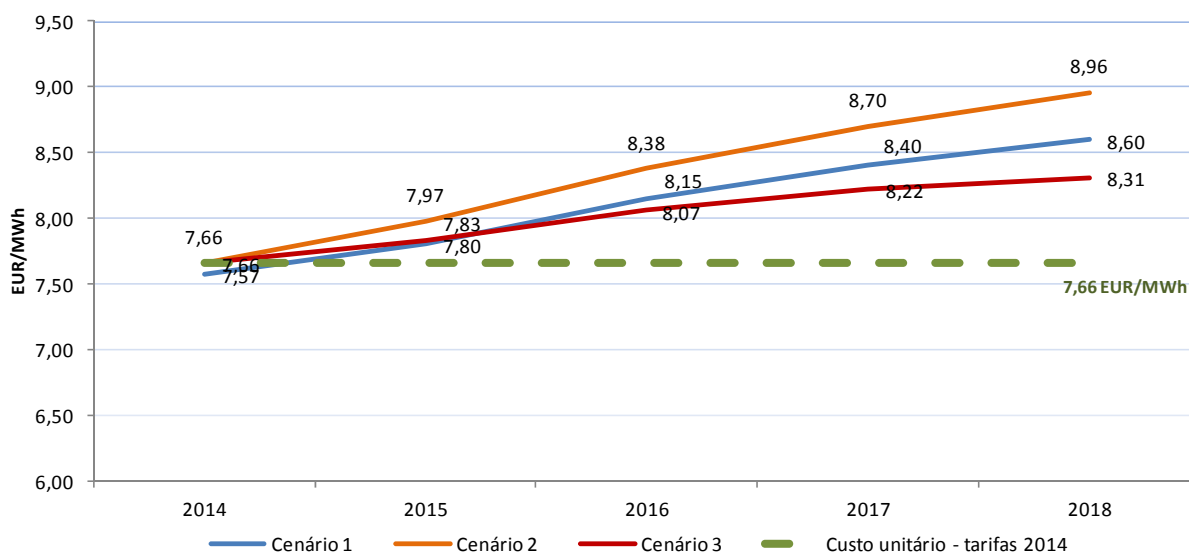
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 1 + investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013;
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 2 + investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013;
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 3 + investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013;
- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 1 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos;
- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 2 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos;
- Taxa de remuneração H1 + cenário procura 3 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos;
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 1 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos;
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 2 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos;
- Taxa de remuneração H2 + cenário procura 3 + adiamento dos investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos.

A Figura 9-7 apresenta a análise de sensibilidade para a hipótese 1 de taxas de remuneração dos ativos. No primeiro gráfico, é apresentada a evolução dos proveitos unitários do ORT para os 3 cenários de procura considerados e com as datas de conclusão dos projetos consideradas na proposta de PDIRT-E 2013. Verifica-se que, para o cenário mais baixo da procura (cenário 2), o proveito unitário em 2018 é cerca de 0,65 €/MWh, mais elevado do que o verificado no cenário mais alto da procura (cenário 3) correspondendo a uma diferença de 7,8%.

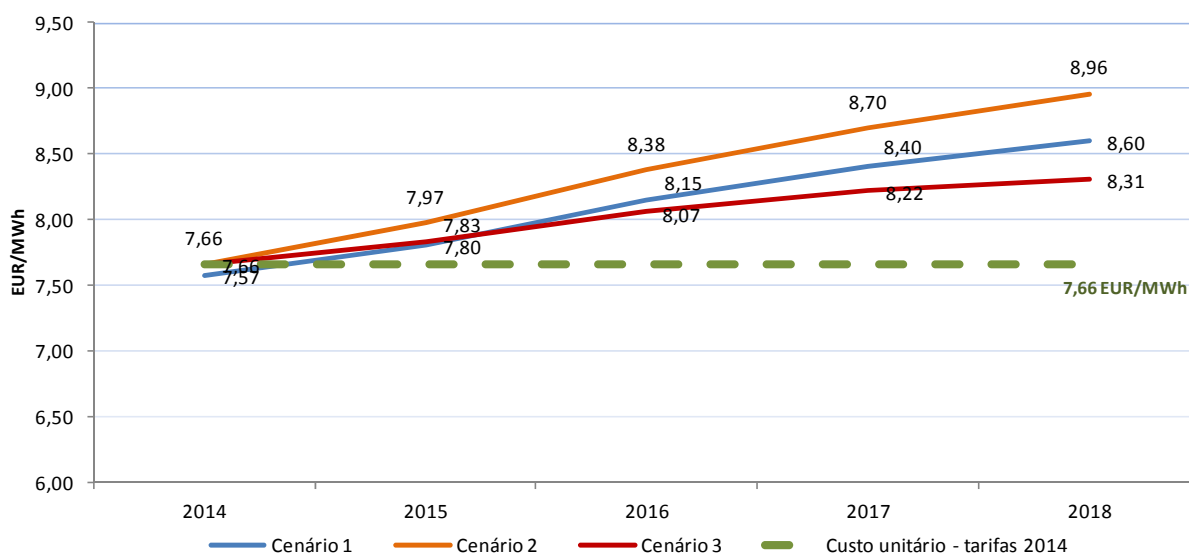
O segundo gráfico apresenta a mesma análise considerando o diferimento dos investimentos nas ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega. Neste caso verifica-se que entre os cenários 2 e 3 da procura, o proveito unitário apresenta em 2018 uma diferença de 0,63€/MWh. Pode-se também constatar que, neste caso, para o cenário de procura mais elevado (cenário 3), a tendência da curva de crescimento dos proveitos unitários do ORT apresenta uma ligeira inflexão entre 2017 e 2018.

Figura 9-7 – Análise de sensibilidade – Hipótese 1 (proveitos unitários em EUR/MWh)

Com investimentos propostos no PDIRT-E



Com adiamento de investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos³²



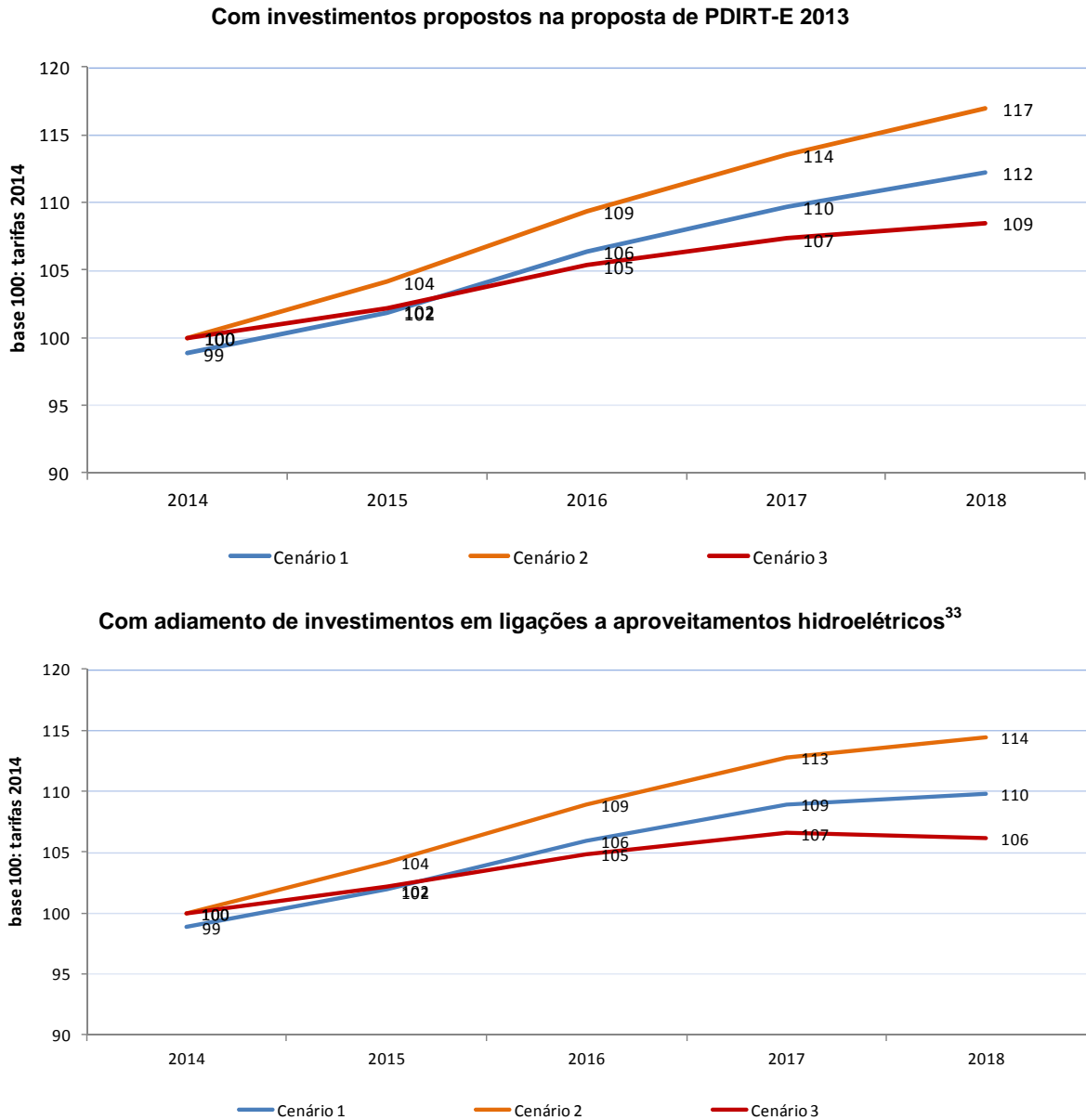
A Figura 9-8 apresenta a mesma análise da figura anterior em base 100, considerando como referencial os proveitos unitários do ORT implícitos nas tarifas de 2014.

Verifica-se no primeiro gráfico que com as datas de entrada em exploração dos investimentos indicadas na proposta de PDRT-E 2013 o acréscimo do proveito unitário do ORT é de cerca de 17% para o cenário baixo da procura, 12% para o cenário apresentado pela ORT e de 9% para o cenário alto da procura. O

³² Ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

segundo gráfico tem em conta o adiamento das ligações aos aproveitamentos hidroelétricos mencionados anteriormente. Neste caso, o acréscimo do proveito unitário é em 2018, inferior em todos os cenários de procura cerca de 2 a 3 pontos percentuais.

Figura 9-8 – Análise de sensibilidade – Hipótese 1 (proveitos unitários em base 100: tarifas 2014)



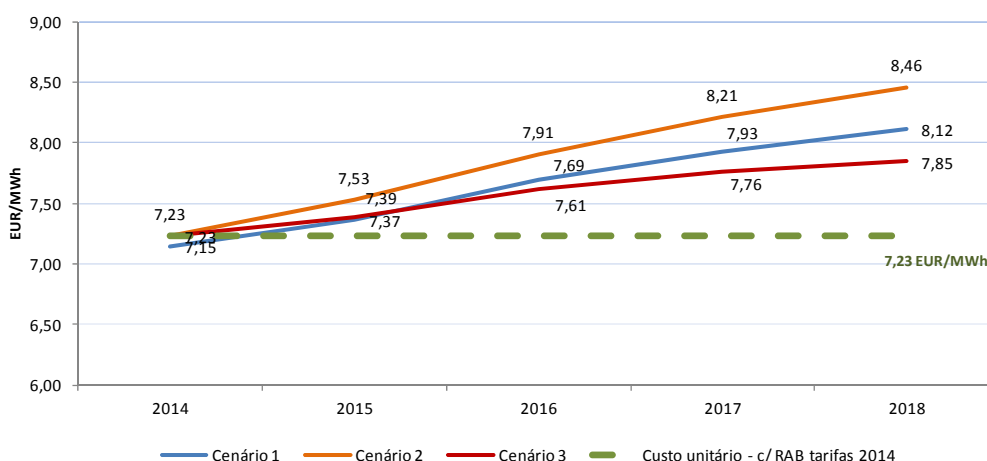
A Figura 9-9 apresenta a análise de sensibilidade para a hipótese 2 de evolução das taxas de remuneração dos ativos. Conforme mencionado anteriormente, a hipótese 2, contempla a redução da taxa de remuneração em 1 ponto percentual relativamente à hipótese 1. No primeiro gráfico, é

³³ Ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

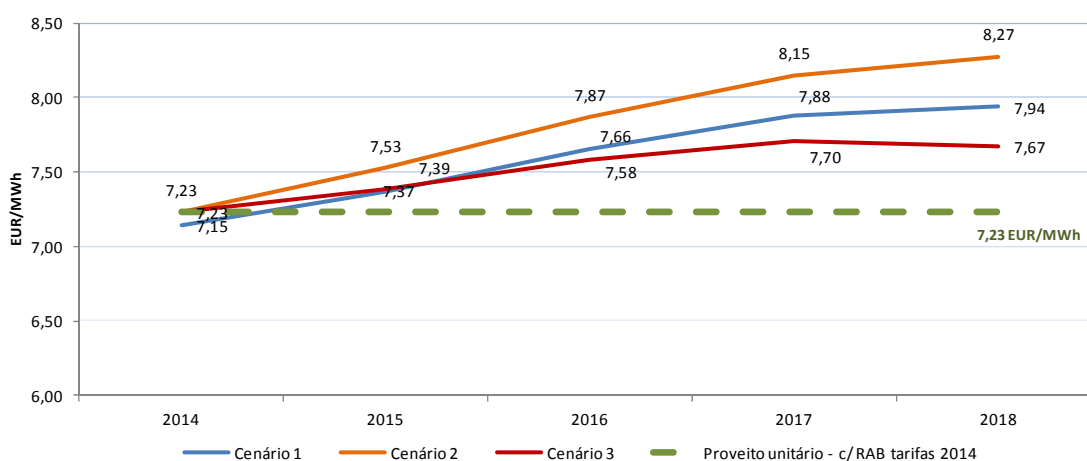
apresentada a evolução dos proveitos unitários do ORT para os 3 cenários de procura considerados e com as datas de conclusão dos projetos nos intervalos temporais previstos na proposta de PDIRT-E 2013. Verifica-se que para o cenário mais baixo da procura (cenário 2) o proveito unitário, em 2018, é cerca de 0,61 €/MWh mais elevado do que o verificado no cenário mais alto da procura (cenário 3).

O segundo gráfico apresenta a mesma análise considerando o diferimento dos investimentos nas ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega. Aqui, verifica-se que entre os cenários mais baixo da procura (cenário 2) e o cenário mais elevado (cenário 3), o proveito unitário apresenta em 2018 uma diferença de 0,60 €/MWh.

Figura 9-9 – Análise de sensibilidade – Hipótese 2 (proveitos unitários em EUR/MWh)
Com investimentos propostos no PDIRT-E



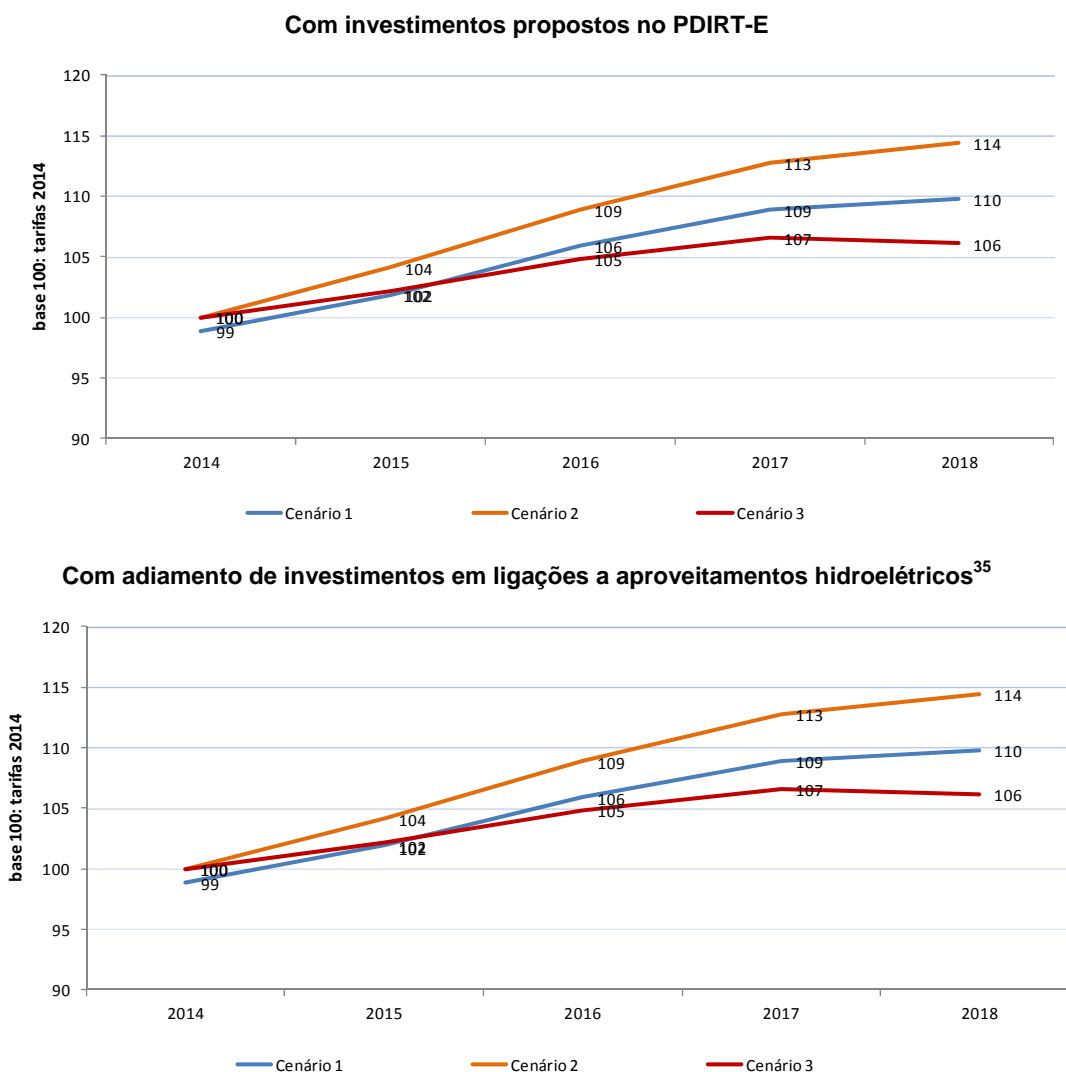
Com adiamento de investimentos em ligações a aproveitamentos hidroelétricos³⁴



³⁴ Ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

A Figura 9-10 apresenta a mesma análise da figura anterior em base 100 considerando como referencial os proveitos unitários do ORT implícitos nas tarifas de 2014. As evoluções são as mesmas apresentadas para a Figura 9-8.

Figura 9-10 – Análise de sensibilidade – Hipótese 2 (proveitos unitários em base 100: tarifas 2014)



O Quadro 9-1 resume os valores dos proveitos permitidos unitários do ORT, para 2018, tendo em conta as análises de sensibilidade apresentadas anteriormente:

- Cenários da procura de eletricidade;
- Hipóteses de taxas de remuneração dos ativos;

³⁵ Ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

- Adiamento da entrada em exploração das ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

Os marcadores vermelhos indicam as combinações de pressupostos com proveitos permitidos unitários mais elevados, enquanto os marcadores verdes indicam os que apresentam proveitos permitidos unitários mais baixos. Entre a combinação de pressupostos que apresenta proveitos unitários mais elevados (cenário 1 + H1 + datas de conclusão prevista na proposta de PDIRT-E 2013) e a combinação que apresenta proveitos permitidos mais baixos (cenário 3 + H2 + adiamento das ligações aos aproveitamentos hidroelétricos³⁶) a diferença é de 1,28 €/MWh. Recorde-se que o ponto de partida, o proveito unitário da atividade de transporte de energia elétrica implícito nas tarifas em vigor em 2014, é de 7,66 €/MWh.

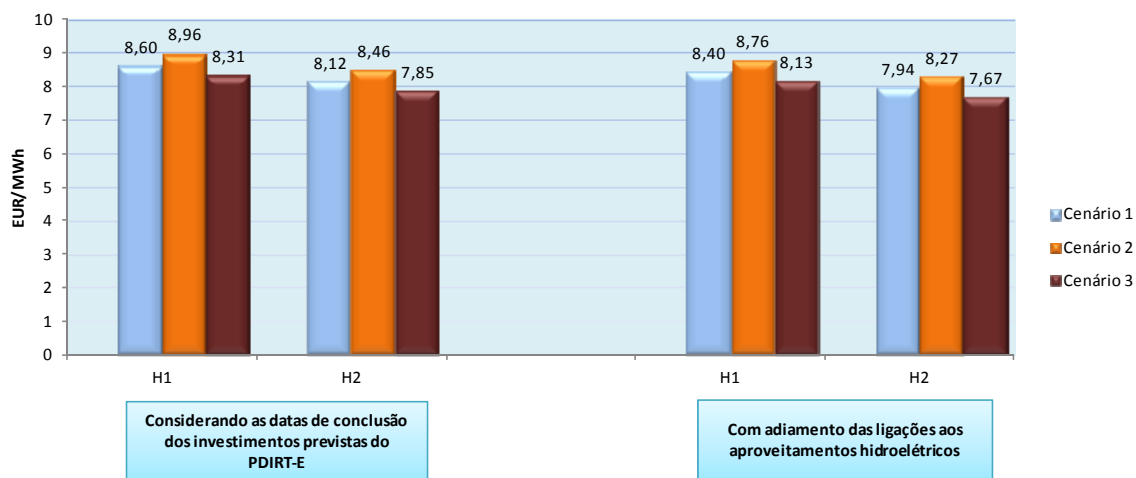
Quadro 9-1 – Resumo dos proveitos permitidos unitários em 2018

		EUR/MWh		
		Procura		
Taxa remuneração		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Com as datas de conclusão dos investimentos previstas do PDIRT-E	H1	● 8,60	● 8,96	● 8,31
	H2	● 8,12	● 8,46	● 7,85
Com adiamento das ligações aos aproveitamentos hidroelétricos	H1	● 8,40	● 8,76	● 8,13
	H2	● 7,94	● 8,27	● 7,67

Em termos gráficos os valores das análises de sensibilidade realizadas são apresentados em conjunto na Figura 9-11.

³⁶ Ligações aos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega.

Figura 9-11 – Resumo dos proveitos permitidos unitários em 2018



9.3 ANÁLISE DOS IMPACTES DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2013 (ANO 2018)

De modo a analisar o impacte tarifário, nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços finais, resultante dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013 analisaram-se cenários considerando a totalidade dos investimentos ou o resultante do adiamento dos investimentos nas ligações às centrais de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega. Para cada um destes casos tomaram-se em consideração dois cenários, um cenário H1 com remuneração do ativo à taxa teórica de 9% para os ativos valorizados a custos reais e de 10,5% para os ativos valorizados a custos de referência, e um cenário H2 com uma redução das referidas taxas em 1%.

ANÁLISE CONSIDERANDO OS INVESTIMENTOS PREVISTOS NO PDIRT

O cenário H1 considera os investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013 e uma remuneração do ativo à taxa teórica de 9% para os ativos valorizados a custos reais e de 10,5% para os ativos valorizados a custos de referência. Este cenário corresponde a um acréscimo de proveitos permitidos de 102 milhões de euros, no ano de 2018, face ao cenário inicial com a mesma taxa de remuneração que não inclui os investimentos previstos pela proposta de PDIRT-E 2013.

A este acréscimo de custos corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 3,3% na Tarifa de Acesso às Redes e 1,7% nos preços finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia).

No Quadro 9-2 apresentam-se as variações das Tarifas de Acesso às Redes e dos preços finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro 9-2 – Impacte tarifário em 2018 com investimentos previstos no PDIRT e taxa de remuneração cenário H1

Cenário H1	Acesso	Preços Finais
MAT/AT	6,2%	1,9%
MT	5,2%	2,2%
BT	2,5%	1,4%
Total	3,3%	1,7%

O cenário H2 considera os investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2013 e uma remuneração do ativo a taxas reduzidas em 1% relativamente à situação anterior (cenário H2). Este cenário corresponde a um acréscimo de proveitos permitidos de 94 milhões de euros, no ano de 2018, face ao cenário inicial com a mesma taxa de remuneração que não inclui os investimentos previstos pela proposta de PDIRT-E 2013.

A este acréscimo de custos corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 3,2% na Tarifa de Acesso às Redes e 1,7% nos preços finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia).

No Quadro 9-3 apresentam-se as variações das Tarifas de Acesso às Redes e dos preços finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro 9-3 - Impacte tarifário em 2018 com investimentos previstos no PDIRT e taxa de remuneração cenário H2

Cenário H2	Acesso	Preços Finais
MAT/AT	6,1%	1,9%
MT	5,1%	2,2%
BT	2,4%	1,4%
Total	3,2%	1,7%

ANÁLISE CONSIDERANDO O ADIAMENTO DOS INVESTIMENTOS NAS LIGAÇÕES ÀS CENTRAIS DE GIRABOLHOS, FRIDÃO E ALTO TÂMEGA

À semelhança da situação anterior o cenário H1 apresenta uma remuneração do ativo à taxa teórica de 9% para os ativos valorizados a custos reais e de 10,5% para os ativos valorizados a custos de referência. No entanto inclui-se o adiamento dos investimentos nas ligações às centrais de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega. Este cenário corresponde a um acréscimo de proveitos permitidos de 92 milhões de euros, no ano de 2018, face ao cenário inicial com a mesma taxa de remuneração que não inclui os investimentos previstos pela da proposta de PDIRT-E 2013.

A este acréscimo de custos corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 3,0% na Tarifa de Acesso e 1,5% nos Preços Finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia).

No Quadro 9-4 apresentam-se as variações das Tarifas de Acesso e dos Preços Finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro 9-4 - Impacte tarifário em 2018 com adiamento dos investimentos nas ligações às centrais hídricas e taxa de remuneração cenário H1

Cenário H1	Acesso	Preços Finais
MAT/AT	5,6%	1,7%
MT	4,7%	2,0%
BT	2,2%	1,3%
Total	3,0%	1,5%

O cenário H2 assume também o adiamento dos investimentos nas ligações às centrais de Girabolhos, Fridão e Alto Tâmega e inclui, por outro lado, uma remuneração do ativo a taxas reduzidas em 1% relativamente à situação anterior (cenário H2). Este cenário corresponde a um acréscimo de proveitos permitidos de 85 milhões de euros, no ano de 2018, face ao cenário inicial com a mesma taxa de remuneração que não inclui os investimentos previstos pela proposta de PDIRT-E 2013.

A este acréscimo de custos corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 2,9% na Tarifa de Acesso às Redes e 1,5% nos preços finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia).

No Quadro 9-5 apresentam-se as variações das Tarifas de Acesso às Redes e dos preços finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro 9-5 - Impacte tarifário em 2018 com adiamento dos investimentos nas ligações às centrais hídricas e taxa de remuneração cenário H2

Cenário H2	Acesso	Preços Finais
MAT/AT	5,5%	1,7%
MT	4,6%	2,0%
BT	2,2%	1,3%
Total	2,9%	1,5%