

**PARECER À PROPOSTA DO PLANO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE
DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE
PARA O PERÍODO 2016-2025
(PDIRT-E 2015)**

Fevereiro 2016

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	ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015 FACE À PROPOSTA DE 2013 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES	9
2.1	Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRT-E 2013	9
2.2	Evolução da proposta de PDIRT-E 2015 face à proposta de PDIRT-E 2013.....	10
3	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE	13
3.1	Enquadramento	13
3.2	Contexto macroeconómico	14
3.3	Evolução histórica do consumo de eletricidade e da ponta de carga	18
3.4	Comparação das previsões do consumo de eletricidade e pontas de carga face à anterior proposta de PDIRT	21
3.5	Previsão do consumo de eletricidade 2016-2025.....	23
3.6	Previsão para a ponta de carga.....	27
4	EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO	33
4.1	Produção a partir da Grande Térmica.....	33
4.1.1	Evolução da capacidade de produção a partir da grande térmica.....	33
4.1.2	Projetos de investimento na RNT para receção de nova produção de origem térmica	34
4.1.3	Análise e comentários	34
4.2	Integração de nova produção de origem renovável.....	35
4.2.1	Evolução da capacidade de produção a partir da grande hídrica.....	35
4.2.2	Evolução da capacidade da restante produção em regime especial.....	36
4.2.3	Produção “off-shore”	37
4.2.4	Projetos de investimento na RNT em receção de nova produção renovável.....	38
4.2.5	Análise e comentários	38
5	INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015	41
5.1	Análise dos montantes globais de investimento	41
5.2	Análise do vetor de investimento “desenvolvimento estratégico”	43
5.2.1	Reforço interno de rede.....	43
5.2.2	Gestão de reativa	49
5.3	Análise do vetor de investimento “apoio à rede de distribuição”.....	50
5.3.1	Apoio à RND.....	50
5.3.2	Coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND	52
5.4	Análise do vetor de investimento “Valorização Socio ambiental e Otimização territorial da rede”	53
5.4.1	Principais condicionantes socio-ambientais.....	53
5.5	Análise do vetor de investimento “Gestão do fim de vida útil de ativos”.....	55
5.5.1	Metodologia para planeamento do investimento	55
5.5.2	Projetos de investimento em gestão de fim de vida útil de ativos	55

5.6	Capacidade de interligação Portugal – Espanha	57
5.6.1	Capacidade de interligação disponível para efeitos comerciais	57
5.6.2	Utilização da capacidade de interligação	59
6	PLANEAMENTO	63
6.1	Metodologia de planeamento	63
7	VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS	65
8	INTEGRAÇÃO DE PROJETOS DE INTERESSE COMUM.....	71
8.1	Projetos de Interesse Comum (PCI)	71
9	ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS	77
9.1	Análise efetuada pelo operador da RNT	78
9.2	Impactes do PDIRT-E nos proveitos da Atividade de Transporte de Energia Elétrica	80
9.3	Impactes tarifários dos investimentos previstos no PDIRT-E 2015 (ano 2020).....	87
ANEXO I – SIMULAÇÕES DE IMPACTES DOS INVESTIMENTOS DO PDIRT-E 2015 NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TEE		91
I.	Cenário Base	91
II.	Cenários de Investimento e Análises de Sensibilidade ao Consumo	94

1 ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO

Em cumprimento ao 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 Eléctrica Nacional, 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 2016-2025 (PDIRT-E 2015)

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo a esta, nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, submeter o seu conteúdo a uma Consulta Pública com a duração de 30 dias.

Foi assim que a ERSE promoveu uma Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E 2015, elaborada pela REN – Rede Eléctrica Nacional, que decorreu de 26 de novembro de 2015 até 13 de janeiro de 2016.

Findo o período da Consulta Pública, nos termos dos números 5 e 6 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, compete à ERSE emitir um Parecer sobre a proposta de PDIRT-E.

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

Após a experiência de um primeiro ciclo de elaboração, avaliação, submissão a Consulta Pública da proposta de PDIRT-E 2013, com larga participação dos interessados, e o respetivo Parecer da ERSE, a análise da proposta de PDIRT-E 2015 foi assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço entre os aspetos positivos e negativos que se podem retirar dessa primeira experiência de desenvolvimento de todo o processo e, com essas conclusões, poder contribuir para a sua melhoria também processual.

A ERSE começa por realçar o mérito demonstrado pelo procedimento estabelecido de apreciação e aprovação das propostas de PDIRT-E, que se assume como um processo de avaliação da oportunidade dos diferentes projetos de investimento apresentados, que envolve as diversas entidades relevantes e é suportado numa Consulta Pública, a qual tem beneficiado de uma ampla participação de todos os interessados no setor, o que se destaca e muito se agradece. Ao ocorrer com uma periodicidade bianual, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal.

A primeira proposta apresentada no quadro legislativo estabelecido em 2012 (a proposta de PDIRT-E 2013) resultou na elaboração de um Parecer da ERSE, datado de abril de 2014, que incluiu um conjunto

de considerações e recomendações que tanto abrangiam os pressupostos económicos e técnicos que sustentavam a então proposta de PDIRT-E, como as metodologias utilizadas pelo operador da RNT na sua elaboração. Na altura, a ERSE considerou que não se justificava o agravamento das tarifas que o montante de investimentos previsto na proposta de PDIRT-E 2013 representava face à contração do consumo ocorrido nos anos anteriores, e face à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT. O desajuste que existia entre as necessidades de investimento perspectivadas pelo operador da RNT, na sua proposta de PDIRT-E 2013, para satisfazer a procura no período 2014-2023 e os dados à disposição dos vários agentes, levou a ERSE a considerar que o operador da RNT deveria reformular a proposta de PDIRT-E 2013, centrando-a unicamente na apresentação dos projetos de investimento cuja entrada em exploração se pudesse demonstrar ter de, obrigatoriamente, ocorrer até 2016, acompanhados da informação sobre custos e benefícios, clarificação dos seus méritos face às alternativas e da pertinência da sua calendarização. A ERSE recomendava assim que os restantes projetos de investimento que constavam da proposta de PDIRT-E 2013 deveriam ser explicitamente adiados e a edição de 2015 da proposta de PDIRT-E deveria reavaliar e reponderar as suas prioridades e calendários, e apresentar informação que permitisse a validação das opções tomadas.

O atual contexto do quadro económico e financeiro nacional e o nível de endividamento que caracteriza o Sistema Elétrico Nacional (SEN) obrigam a que os investimentos nas redes do SEN, cujos custos são recuperados pelas tarifas de acesso, sejam efetuados com prudência.

A proposta de PDIRT-E 2013 acabou por não ser aprovada, surgindo o momento para a apreciação da sua edição seguinte.

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta melhorias que se realçam, tentando incorporar algumas das recomendações e comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013, designadamente nas seguintes matérias:

- Previsão da evolução do consumo de eletricidade.
- Previsão para a ponta de carga da RNT.
- Caracterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento.
- Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas.
- Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT.
- Adiamento de projetos de investimento na RNT para receção da nova produção.
- Remodelações de instalações e equipamentos da RNT.
- Impacte tarifário do volume de investimento proposto.

No entanto, e apesar do esforço de melhoria referido, verifica-se que a proposta de PDIRT-E 2015 integra um conjunto de pontos que obrigam a uma cautelosa ponderação por parte da ERSE na elaboração do seu Parecer.

Esta dificuldade surge, à partida, por um lado, pelo facto do operador da RNT não ter identificado o conjunto de projetos de investimento que considera urgentes e a necessitarem de uma Decisão Final de Investimento na edição de PDIRT-E em avaliação. Por outro lado, porque o operador da RNT não esclarece, igualmente, qual a oportunidade dos restantes projetos de investimento ser avaliada na edição seguinte de PDIRT-E, isto é dois anos depois, ou em edições posteriores, quando os planos integrarem informação mais atualizada e fundamentada que demonstrem a necessidade da concretização dos projetos nas datas e na configuração apresentadas.

Registe-se que esta última prática foi concretizada pelo operador da RNTGN na sua proposta de PDIRGN-2015. A avaliação da oportunidade de uma proposta de PDIRT-E requer uma ponderação dos custos e benefícios que lhe estão subjacentes e a cada um dos projetos (ou conjunto de projetos) de investimento que a compõem. A especificação pelo operador da RNT de quais os projetos para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento na edição de PDIRT-E em avaliação, permitirá ao decisor ter uma visão mais clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento de cada um dos projetos (ou conjunto de projetos) de investimento sujeitos a uma Decisão Final de Investimento, reduzindo o montante de investimento associado à aprovação de cada uma das edições de PDIRT-E.

Assim, regista-se que o montante total de investimento de 1165 milhões de euros previsto na proposta de PDIRT-E 2015, dos quais 607 milhões de euros correspondem a projetos de investimento a entrar em exploração entre 2016 e 2020 e os restantes 558 milhões de euros de 2021 a 2025, continua a parecer desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT. O nível de investimento proposto é, aliás, superior ao volume necessário para garantir a manutenção da reposição do imobilizado que atinge o fim de vida útil contabilística.

Apresentam-se de seguida os diferentes aspetos que foram tidos em consideração na análise dos custos, impactes tarifários e, sobretudo, dos benefícios que suportam o Parecer da ERSE quanto à Proposta de PDIRT-E 2015.

EVOLUÇÃO DA PROCURA

As previsões do consumo de eletricidade têm que ser associadas aos cenários macroeconómicos que se perspetivam para o período em análise. O cenário central de consumo de eletricidade adotado na proposta de PDIRT-E 2015, correspondente ao cenário central do RMSA-E 2014, é coerente com as perspetivas macroeconómicas mais atualizadas e com os dados mais recentes de evolução do consumo.

Deverá igualmente prestar-se uma atenção crescente às alterações na configuração do SEN e no comportamento dos seus agentes que terão impactos, no médio e longo prazo, na energia elétrica

veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas, designadamente: i) a introdução e o reforço gradual das medidas de promoção da eficiência energética; ii) a implementação gradual das redes inteligentes; iii) a alteração gradual da estrutura de consumo de energia primária dos países europeus, decorrente de políticas energéticas e ambientais da União, com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade e o impacto da produção distribuída; iv) a eletrificação gradual do setor dos transportes, em particular através da introdução da mobilidade elétrica.

Nesse contexto, é de salientar que as análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura apresentadas no PDIRT-E 2015 mostram que não serão necessários investimentos específicos, para que a rede dê resposta às pontas de carga com agravamento por efeito de temperatura que estão contempladas no RMSA-E 2014, sendo este um cenário de solicitação extrema do lado da procura. Importa ainda acrescentar que o nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações que lhe são dirigidas e não à ponta de consumo do SEN.

ANÁLISE DOS CUSTOS E DOS IMPACTES TARIFÁRIOS NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

Para que a análise de impactes dos investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2015 abranja um espetro mais alargado de possibilidades de evolução dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), a ERSE utilizou vários cenários de investimento, dependentes de alterações na calendarização dos projetos apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, bem como da eventual obtenção de subsídios ao investimento para os projetos com estatuto de PCI. Deste modo, a evolução temporal do imobilizado da atividade de TEE remunerado é alterada e, atendendo à atual metodologia de regulação, também os respetivos proveitos permitidos. Adicionalmente, para cada um destes cenários foi ainda testada a sensibilidade do proveito unitário à evolução do consumo de energia elétrica.

Como resultado verificou-se que os valores dos proveitos unitários da atividade de TEE para 2020 que resultarão da entrada em exploração dos projetos de investimento previstos na proposta de PDIRT-E 2015, tendo em conta os diferentes cenários de investimento e as análises de sensibilidade ao consumo considerados, irão variar entre 6,22 €/MWh e 6,71 €/MWh, sabendo-se que o correspondente valor estimado para 2015 corresponde a 6,07 €/MWh.

Verifica-se que o impacte tarifário no ano de 2020, comparativamente com o nível tarifário em 2015, da presente proposta de PDIRT-E na Tarifa de Uso da Rede de Transporte situa-se entre cerca de 2,6% e 5,3%, dependendo do perfil temporal do investimento e do nível de subsídios atribuídos na construção dos projetos de interesse comum PCI previstos. Os impactes tarifários nas Tarifas de Acesso às Redes em muito alta e alta tensão situar-se-ão entre 0,5% e 1,2%. No que respeita aos impactes tarifários nas tarifas de venda a clientes finais em muito alta e alta tensão a sua materialidade situar-se-á entre 0,2% e 0,4% dos preços finais pagos.

O quadro seguinte apresenta estes impactes tarifários ao nível do uso da rede de transporte no ano de 2020 face a 2015, por tipo de tarifa – Tarifa de Uso da Rede de Transporte, Tarifas de Acessos às Redes e Tarifas de Venda a Clientes Finais – e por tipo de nível de tensão – muito alta, alta, média e baixa tensão. Estes impactes tarifários são em valores percentuais mais acentuados, por um lado, ao nível das tarifas de Acesso às Redes e por outro lado, para os clientes em muito alta e alta tensão.

Quadro 1-1 – Impactes Tarifários 2020/2015 (%) da proposta de PDIRT-E 2015 para diversos cenários de investimentos (Base, Inferior e Superior)

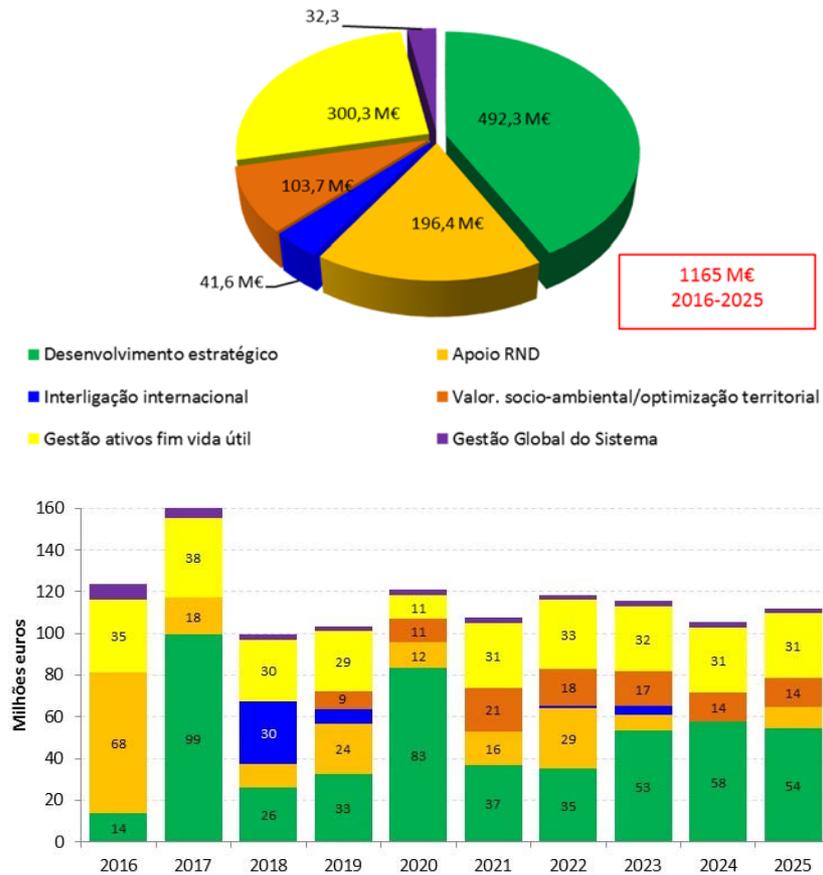
Cenário de Investimento PDIRT-E 2015 / Cenário Procura RMSA Central

Tarifas	Base	Inferior	Superior
Uso Rede Transporte	4,5%	2,6%	5,3%
Acesso às Redes	0,3%	0,2%	0,4%
MAT	1,0%	0,6%	1,2%
AT	0,9%	0,5%	1,0%
MT	0,5%	0,3%	0,6%
BT	0,2%	0,1%	0,3%
BTN	0,2%	0,1%	0,3%
Preços Finais	0,2%	0,1%	0,2%
MAT	0,3%	0,2%	0,4%
AT	0,3%	0,2%	0,4%
MT	0,2%	0,1%	0,3%
BT	0,1%	0,1%	0,2%
BTN	0,1%	0,1%	0,2%

AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS PROJETOS DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

A Figura 1-1 apresenta a distribuição do montante de investimento de 1165 milhões de euros, previsto na proposta de PDIRT-E 2015, pelos vetores de investimento e pelos 10 anos de horizonte temporal da sua abrangência.

Figura 1-1 – Distribuição do montante de investimento previstos na proposta de PDIRT-E 2015



Na generalidade, a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015 sobre os diversos projetos de investimento que a compõem, incluindo a informação complementar recebida da REN- Rede Elétrica Nacional, após solicitação para o efeito, não permitem ainda à ERSE assegurar que os mesmos correspondem à solução mais eficaz do ponto de vista do custo de investimento, para o objetivo a que cada um se destina, e que estão a ser cumpridos os critérios adequados de alocação de custos.

Poderão ser considerados exceção a esta situação, os projetos de investimento “Nova Interligação Minho – Galiza” e “Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Feira – Fase 1”, correspondendo respetivamente a montantes de 30 e 42 milhões euros e com entrada em exploração prevista em 2018 e em 2020, que foram sujeitos a todo o processo associado à sua classificação como PCI, sendo assim também possíveis candidatos a subsídios comunitários no âmbito do CEF¹.

Outro aspeto que, em muitos casos, deverá ser ponderado e melhor justificado, é a calendarização associada à concretização de cada um dos projetos de investimento. Parece necessária uma

¹ CEF – Connecting Europe Facilities, Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum (PCI), destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

reponderação cuidadosa, caso a caso, dos calendários apresentados, de modo a que seja garantido que o investimento não ficará ocioso, durante muito tempo, após a sua entrada em exploração. A concretização dos diversos projetos de investimento na RNT muito antes do tempo da sua efetiva necessidade é mais um fator que merece prudência para não colocar em causa a sustentabilidade de todo o sistema.

Finalmente, e apesar de, em alguns casos, existir ainda alguma lacuna de informação, admite-se ser necessário, permanentemente, concretizar projetos de investimento para substituição de equipamento em final de vida útil ou associados à reposição dos níveis de fiabilidade de equipamentos ou sistemas em exploração, bem como a concretização de ligações entre a RNT e a RND. No entanto, o elevado montante envolvido nestes dois vetores de investimento, respetivamente da ordem dos 127 milhões de euros e dos 54 milhões de euros, obriga a clarificar caso a caso e a uma maior justificação quanto à necessidade inequívoca da sua concretização no prazo e montante apresentado.

Apesar das expetativas criadas a diferentes níveis, todos os projetos de investimento deverão ser reponderados, com a necessidade e urgência da sua concretização melhor justificada, para que possam merecer uma Decisão Final de Investimento em sede de aprovação de uma proposta de PDIRT-E.

SÍNTESE

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta melhorias que se realçam e tenta incorporar algumas das recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013.

No entanto e apesar do esforço de melhoria referido, verifica-se que a proposta de PDIRT-E 2015 não está ainda em condições de poder ser aprovada no seu todo.

O montante total de investimento de 1165 milhões de euros, previsto na proposta de PDIRT-E 2015², continua a parecer desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT. Se considerarmos os montantes de investimentos previstos para o primeiro quinquénio, 607 milhões de euros, este desajustamento tem como implicação direta um aumento na tarifa de Uso da Rede de Transporte no ano de 2020, comparativamente com o nível tarifário em 2015, entre cerca de 2,6% e 5,3%, dependendo do perfil temporal da entrada em exploração dos investimentos e do nível de subsídios atribuídos na construção dos projetos de interesse comum (PCI) previstos.

Para que seja possível a aprovação do PDIRT-E no seu todo, em conformidade com o estabelecido na atual legislação do setor, e pelas razões apresentadas anteriormente e que melhor se fundamentam ao longo do presente Parecer, a ERSE propõe que a atual proposta de PDIRT-E 2015 seja alterada pelo

² Dos quais 607 milhões de euros correspondem a projetos de investimento a entrar em exploração entre 2016 e 2020 e os restantes 558 milhões de euros de 2021 a 2025.

concessionário da RNT, em conformidade com o presente Parecer da ERSE, os comentários recebidos durante a Consulta Pública e as instruções que receber do Concedente.

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.

Recomenda-se, ainda, que as futuras edições de proposta de PDIRT-E tenham em consideração o restante conjunto de recomendações que constam do presente Parecer e se aprofundem aqueles que constavam do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013.

A ERSE está disponível para cooperar com o Concedente no aprofundamento dos diferentes aspetos analisados no presente Parecer.

2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015 FACE À PROPOSTA DE 2013 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2013

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE emitiu em abril de 2014 um parecer sobre a proposta de PDIRT-E 2013 apresentada pelo operador da RNT. Previamente, a ERSE promoveu uma consulta pública do referido plano, cujos contributos e comentários beneficiaram a preparação do Parecer emitido pelo regulador.

Uma vez que se tratava da primeira proposta de PDIRT-E a ser apresentado no âmbito do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, a ERSE procurou realçar no Parecer à proposta de PDIRT-E 2013 que o procedimento estabelecido de apreciação e aprovação das propostas de PDIRT-E se assume como um processo de avaliação dos pressupostos para a elaboração destes planos e da oportunidade dos diferentes projetos de investimento apresentados. Ao ocorrer com uma periodicidade bianual, com o envolvimento das diversas entidades relevantes e incluindo uma consulta pública, este processo constitui-se como uma forma transparente e quase contínua de análise dos investimentos propostos pelo operador da RNT nos sucessivos planos.

Neste contexto, a ERSE propôs uma reavaliação do desenvolvimento dos projetos de investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2013, recomendando em particular a necessidade do operador da RNT:

- Rever o enquadramento macroeconómico da evolução da procura, e a adequação da ponta de consumo prevista no RMSA-E 2012³ para níveis ajustados à realidade verificada em 2012 e 2013.
- Identificar alternativas aos projetos apresentados e quantificação dos respetivos custos e benefícios.
- Quantificar os custos de cada projeto proposto para o primeiro triénio do horizonte do plano.
- Procurar uma maior coordenação entre o operador da RNT e os promotores no sentido de maximizar cofinanciamentos aos projetos reduzindo o impacto tarifário dos mesmos.
- Estudar a possibilidade de adiamento de projetos de investimento face ao adiamento das datas de comissionamento de centros hidroelétricos, concentrando a proposta no triénio inicial do horizonte do plano.
- Rever o impacte tarifário, em virtude da contração do consumo, dos excelentes níveis de qualidade de serviço e devido à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT.

³ RMSA-E 2012 – Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030.

2.2 EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2013

Comparando as duas propostas em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, constata-se que o valor total de transferências para exploração passa de 1090 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2013, para cerca de 610 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2015.

Em termos de restante conteúdo, a ERSE realça que foram introduzidas na proposta de PDIRT-E 2015 um conjunto de alterações que refletem as recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013, designadamente nas seguintes matérias:

- **Previsão da evolução do consumo de eletricidade:** A proposta incorpora a evolução da procura mais recente, adotando, como cenário central a menor exigência prevista no RMSA-E 2014, e realizando uma análise de sensibilidade a outros cenários de evolução da procura.
- **Previsão para a ponta de carga da RNT:** Foi documentada a contribuição da produção distribuída na satisfação da 'carga natural', tanto ao nível do funcionamento global da RNT, como também da segurança de abastecimento em cada ponto de entrega.
- **Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento:** Foi adotada uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, assente numa análise multi-atributo, para apoio à decisão no exercício de planeamento, numa ótica de custo e benefício.
- **Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas:** Foi incluída uma caraterização e justificação individual dos principais projetos de desenvolvimento da rede, sob a forma de ficha padrão integrando informação sobre enquadramento, benefícios esperados, descrição, alternativas e diagrama unifilar, com o objetivo de clarificar e fundamentar os projetos.
- **Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT:** Foi realizada uma decomposição anual do valor de investimento específico na atividade de Transporte de Energia Elétrica e de Gestão Global do Sistema para o primeiro quinquénio do plano, dos montantes correspondentes a entradas em exploração para cada vetor de investimento (líquidos de participações de terceiros), permitindo uma perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas.
- **Adiamento de projetos de investimento na RNT para receção da nova produção:** A proposta não prevê a entrada de nenhuma nova grande central térmica até 2025, adotando um cenário de manutenção do atual parque térmico. No que se refere à grande hídrica, do conjunto de novos aproveitamentos previstos na proposta de PDIRT-E 2015 e que ainda não entraram em exploração, a presente proposta mantém todos os restantes, mas adiando-os no tempo e não incorpora os aproveitamentos que, de acordo com as mais recentes indicações da DGEG, não entrarão em exploração no horizonte temporal da proposta de PDIRT-E 2015.

- **Remodelações de instalações e equipamentos da RNT:** São descritas as necessidades de investimento a realizar na modernização da RNT, tendo por base uma análise quantitativa e qualitativa do estado dos respetivos ativos, ponderado pelo nível de risco associado
- **Impacte tarifário do volume de investimento proposto:** É apresentada uma estimativa do impacto tarifário.

3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

3.1 ENQUADRAMENTO

A previsão da evolução da procura de energia elétrica é um dos aspetos a ter em conta para um adequado planeamento da rede de transporte e para a tomada de decisão sobre os investimentos a realizar, por duas razões principais:

1. Motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para satisfazer a ponta de carga nos pontos de entrega da rede, considerando, sempre que relevante, a capacidade e perfil da produção embebida ligada a jusante desses mesmos pontos de entrega;
2. Motivos económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade.

Conforme será explicitado adiante neste parecer, verifica-se que para o atual estado de desenvolvimento da rede de transporte em Portugal e atendendo à evolução recente da procura, este fator perdeu peso entre os fatores que determinam a necessidade de investimento. Em sentido contrário, as condicionantes impostas por políticas energéticas, em particular as relativas ao desenvolvimento de produção baseada em fontes renováveis, tem ganho peso crescente e implicado o desenvolvimento da rede de transporte para permitir a ligação de nova capacidade de produção nos locais onde existem os recursos renováveis, usualmente distantes dos locais de maior concentração de consumos. Esta alteração estrutural observada no setor elétrico nos últimos anos faz com que os investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2015 sejam particularmente sensíveis à evolução da oferta e menos à evolução da procura.

A proposta de PDIRT-E 2015 em apreço tem por base a evolução do consumo anual de eletricidade previsto nos cenários do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2015 a 2030 (RMSA-E 2015-2030)⁴. De entre estes cenários, o operador considerou que *“para efeitos da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários [...] o ORT adotou o de evolução menos exigente (Cenário Central), efetuando depois análises de sensibilidade a cenários complementares, de forma a salvaguardar o cumprimento das obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço técnica, incluindo um cenário com um crescimento inferior da procura.”* O cenário central considerado na atual proposta de PDIRT, com um crescimento médio anual implícito de 0,91%, traduz uma revisão em alta face à anterior proposta de PDIRT-E 2013.

⁴ Os cenários do RMSA-E 2015-2030 baseiam-se em dados reais até ao ano de 2013.

No Anexo 9, ponto III da proposta de PDIRT-E 2015, é apresentada a “Metodologia de previsão da evolução do consumo”, sendo referido que “a previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial.”. São descritos os modelos e as variáveis macroeconómicas explicativas subjacentes às previsões para cada um dos setores acima mencionados.

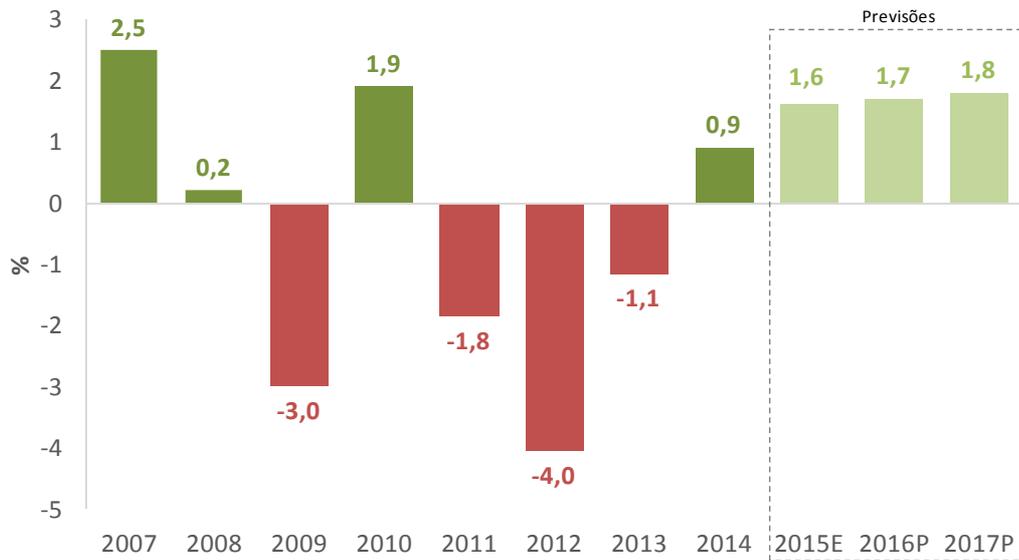
Assim, as previsões do consumo final de eletricidade deverão ter em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento das mais recentes previsões para a economia portuguesa que afetarão as perspetivas de evolução do consumo de eletricidade.

3.2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos) como é o PDIRT-E, mesmo que possua um carácter indicativo, 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 comportamento da economia portuguesa no ano de 2014, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 0,9%, depois de três anos de recessão económica (ver Figura 3-1).

Figura 3-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



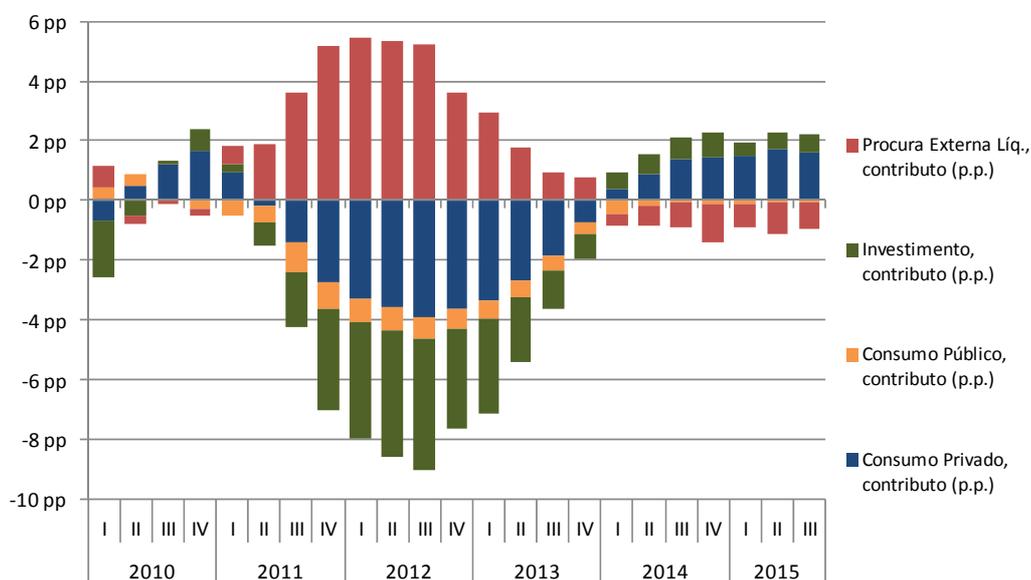
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

Nota: A estimativa rápida já publicada pelo INE aponta para um crescimento de 1,5% do PIB para 2015.

Esta recuperação da atividade em 2014 foi principalmente sustentada na procura interna, ao contrário do verificado nos três anos anteriores, com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, com taxas de crescimento de 2,2% e 5,3%, respetivamente.

Na Figura 3-2 pode-se observar esta inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de 2013 o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, tendo o investimento e o consumo privado contribuídos negativamente durante esse período. A partir de 2014 inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento muito acentuadas nos vários trimestres de 2014.

Figura 3-2 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Para 2015, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)⁵ apontam para uma recuperação da economia portuguesa, com um crescimento do PIB de 1,6%⁶, suportado na procura interna e na aceleração das exportações de bens e serviços. Existem contudo riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental do governo no executivo. Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP está também subjacente um cenário de desaceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito do abrandamento da economia global.

Para 2016 e 2017, as mais recentes projeções do BdP (ver Quadro 3-1) apontam para um dinamismo marginalmente superior da economia portuguesa, para 1,7% em 2016 e 1,8% em 2017. Em contraste com estas previsões do Banco de Portugal, as previsões, mais recentes, do FMI apontam para um abrandamento marginal da economia portuguesa, para 1,5% em 2016 e 1,4% em 2017, tendo subjacente um abrandamento substancial do investimento e uma desaceleração das exportações, com uma previsão da diminuição da taxa de desemprego para os 12,9%.

⁵ "Boletim Económico", dezembro de 2015, Banco de Portugal

⁶ Valor ligeiramente superior à estimativa rápida já publicada pelo INE, que aponta para um crescimento de 1,5% do PIB para 2015.

Esta divergência é também um reflexo do contexto de incerteza económico e político, tanto a nível global, como da economia portuguesa, em particular a deterioração da perceção externa do risco Portugal. A nível global os riscos e as incertezas que podem ter reflexo na economia que poderão ser mais relevantes são a indefinição política em Espanha, a diminuição drástica do preço do petróleo, os receios de desaceleração da economia chinesa e a incerteza sobre a política monetária, quer da Zona Euro, quer da Reserva Federal americana.

As previsões de mais longo prazo do FMI para a economia portuguesa são de uma desaceleração, em convergência para um crescimento de apenas 1,2% em 2020, refletindo todo este conjunto de incertezas e riscos anteriormente mencionados.

Quadro 3-1 – Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2014 e previsões para 2015 a 2020

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

	2014	2015 ^P	2016 ^P	2015 ^P			2016 ^P			2017 ^P			2018 ^P	2019 ^P	2020 ^P		
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	FMI	FMI	FMI
PIB	0,9	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,8	1,4	1,8	1,3	1,2	1,2
Consumo privado	2,2	2,2	1,7	2,7	1,7	1,6	2,6	1,8	1,6	1,5	1,9	1,7	1,5	1,8	1,3	1,1	1,1
Consumo público	-0,3	0,1	0,5	0,1	-0,5	0,5	0,3	0,3	0,9	0,4	0,4	0,1	1,1	0,4	0,8	0,7	0,5
Investimento	5,3	4,1	3,1	4,8	4,2	3,0	4,3	4,1	2,5	2,6	3,0	6,1	2,4	4,7	2,4	2,4	2,4
Exportações	3,3	5,4	4,5	5,3	5,5	5,9	4,9	3,3	4,8	5,5	4,3	5,1	4,7	5,3	4,5	4,4	4,3
Importações	6,4	6,1	4,7	7,3	4,5	6,0	6,5	3,6	4,8	5,4	4,9	5,6	5,0	6,0	4,8	4,6	4,5
Inflação*	-0,2	0,6	1,0	0,6	0,6	0,7	0,5	1,1	1,3	1,0	0,7	1,6	1,5	1,1	1,6	1,7	1,7
Deflador do PIB	1,3	1,1	1,2	n.d.	1,0	0,5	1,7	n.d.	1,3	0,8	1,5	n.d.	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
Desemprego (% população ativa)	13,9	12,4	11,7	n.d.	13,4	11,3	12,6	n.d.	12,9	10,6	11,7	n.d.	12,5	10,8	12,0	11,6	11,2

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

(**) Comissão Europeia (CE): Capacidade / necessidade líquida de financiamento, com base nas Contas Nacionais; P - Previsões

Fontes:

Banco de Portugal - "Boletim Económico, dezembro 2015"

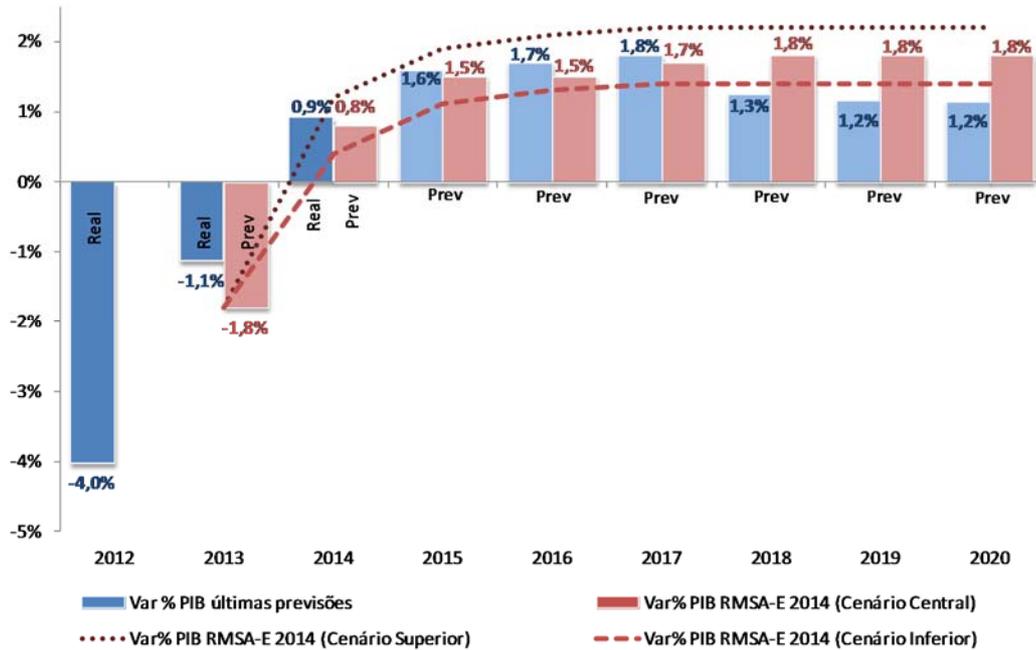
FMI - *World Economic Outlook, out./2015*; FMI - *Portugal, 2nd Post-Program Monitoring Discussions, Aug 2015*

OCDE - *Economic Outlook N. 98, novembro/2015*

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas fevereiro 2016

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-E 2014, sendo que este é também o utilizado para o RMSA-GN 2014. Na Figura 3-3 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes da evolução do PIB e os vários cenários de evolução do PIB subjacentes às previsões de consumo de eletricidade presentes no RMSA-E 2014/PDIRT-E 2015.

Figura 3-3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-E 2014/PDIRT-E 2015 com os dados mais recentes



Fonte: ERSE, Banco de Portugal (2015 a 2017), FMI (2018 a 2020), operador da RNT, proposta de PDIRT-E 2015, RMSA-E 2014

Segundo a REN – Rede Eléctrica Nacional, as previsões de evolução do consumo de eletricidade consideram, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, combinada com diferentes cenários de crescimento económico. Comparando os dados mais recentes, com os dados contantes na proposta de PDIRT-E 2015, é possível verificar que estes se baseiam em pressupostos que apontam para um cenário macroeconómico algo otimista no cenário superior ao longo do período temporal analisado. No cenário central, as previsões do RMSA-E 2014 são apenas otimistas no longo prazo, se se tiver em consideração as previsões do FMI para o período 2018-2020.

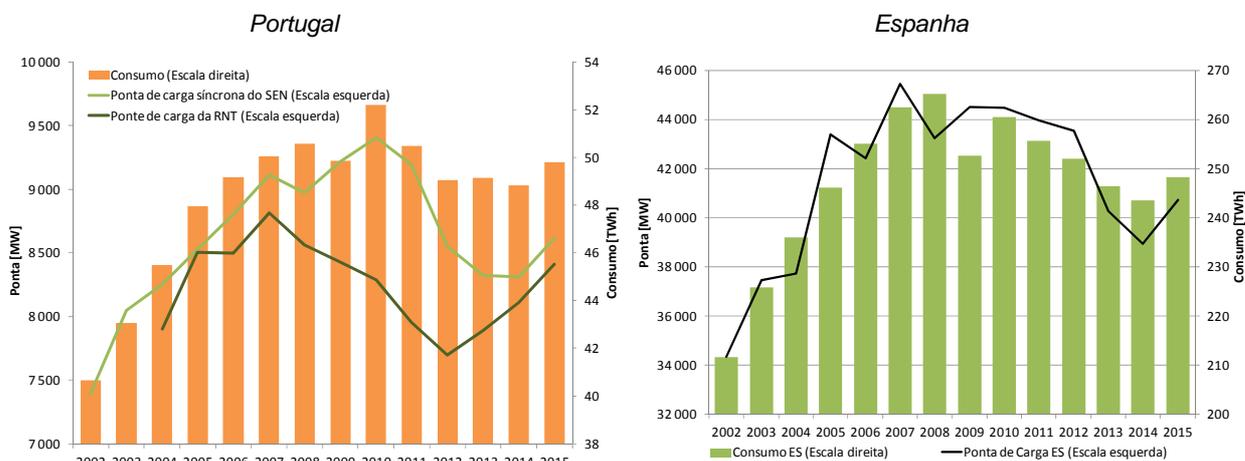
3.3 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E DA PONTA DE CARGA

A evolução da procura de eletricidade em Portugal até 2015 (Figura 3-4) permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são despicientes num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

1. O consumo total teve taxas de crescimento anuais elevadas até 2005 (taxa média acima de 5%), tendo-se desde então observado uma desaceleração, sendo que após 2010, ano em que se atingiu o máximo de consumo, iniciou-se um decréscimo no consumo. Deste modo, entre 2010 e 2015 registou-se uma taxa de crescimento média anual de -0,9%;

2. A queda do consumo em 2009 seguida do acréscimo atípico em 2010 refletiram, em parte⁷, a evolução da economia portuguesa nesses dois anos, como se observou pelo andamento do PIB na Figura 3-1;
3. A ponta síncrona de carga do SEN⁸ teve um forte crescimento até 2010 (taxa média acima de 3%), ano em que registou o máximo histórico, e desde então observou-se uma tendência de queda até 2014. Em 2015, voltou-se a verificar um crescimento da ponta síncrona;
4. A ponta de carga da RNT⁹ atingiu o máximo em 2007 e afastou-se desde então da ponta síncrona de carga do SEN, muito provavelmente influenciado pelo aumento da produção distribuída ligada na rede de distribuição. A diferença percentual máxima foi atingida em 2011 (-13,4%), embora após 2012 se tenha verificado uma convergência. Em 2015, com os dados disponíveis até outubro, a ponta de carga da RNT ficou 2,4% abaixo da ponta síncrona de carga do SEN.

Figura 3-4 – Evolução do consumo de eletricidade e das pontas de carga em Portugal e Espanha



Fonte: REN e REE

Na Figura 3-4 pode-se também observar a evolução da ponta de carga em Espanha, com um forte crescimento que se prolongou até 2007, seguido de uma tendência de decréscimo até 2014, seguida de uma recuperação em 2015, à semelhança do verificado em Portugal.

Analisando a evolução da procura de eletricidade em Espanha nos anos mais recentes é igualmente possível observar aspetos idênticos aos acima descritos para Portugal, designadamente um crescimento rápido do consumo, que no caso espanhol se prolongou até 2008, seguido de uma tendência de estagnação, ou mesmo decréscimo. A Figura 3-5 permite efetuar esta comparação. No caso espanhol

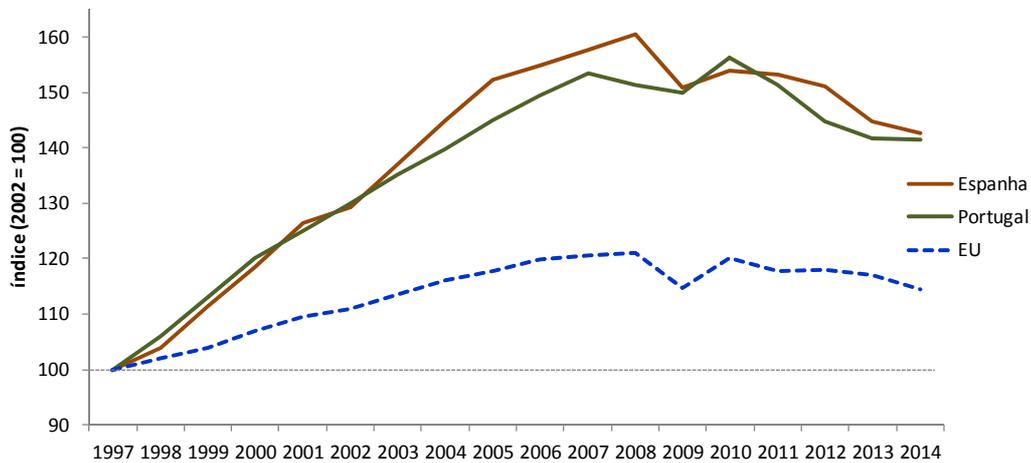
⁷ As condições climatéricas particulares de 2010 devem igualmente ser consideradas.

⁸ Entende-se por ponta síncrona de carga do SEN a potência simultânea máxima nos pontos de entrega a clientes das redes nacionais de transporte e distribuição de energia elétrica.

⁹ Entende-se por ponta de carga da RNT a potência simultânea máxima nos pontos de ligação da RNT a outras redes (distribuição e interligações internacionais) e a clientes.

também é visível a quebra de 2009, embora a recuperação em 2010 seja de menor amplitude, comparativamente com o sucedido em Portugal.

Figura 3-5 – Evolução do consumo de eletricidade em Portugal, Espanha e UE

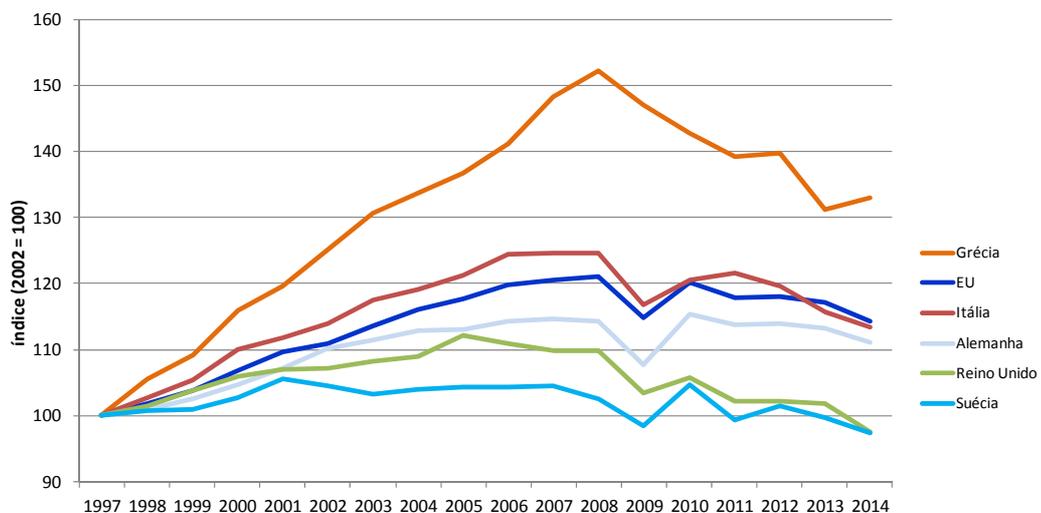


Fonte: Eurostat

Quanto à evolução do consumo de eletricidade por países europeus (Figura 3-6), observa-se, genericamente, uma tendência global de redução, a partir de 2008, interrompida por uma ligeira recuperação em 2010 semelhante à descrita para os países ibéricos.

Observa-se igualmente que de um modo geral os países do norte da Europa têm apresentado evoluções da procura mais moderadas do que os países do sul da Europa.

Figura 3-6 – Evolução do consumo de eletricidade na Europa



Fonte: Eurostat

No que respeita aos anos mais recentes, importa perceber as razões para as tendências observadas e a possibilidade destas tendências se manterem para o futuro. Em particular, nota-se uma queda no consumo de eletricidade a partir de 2011 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.

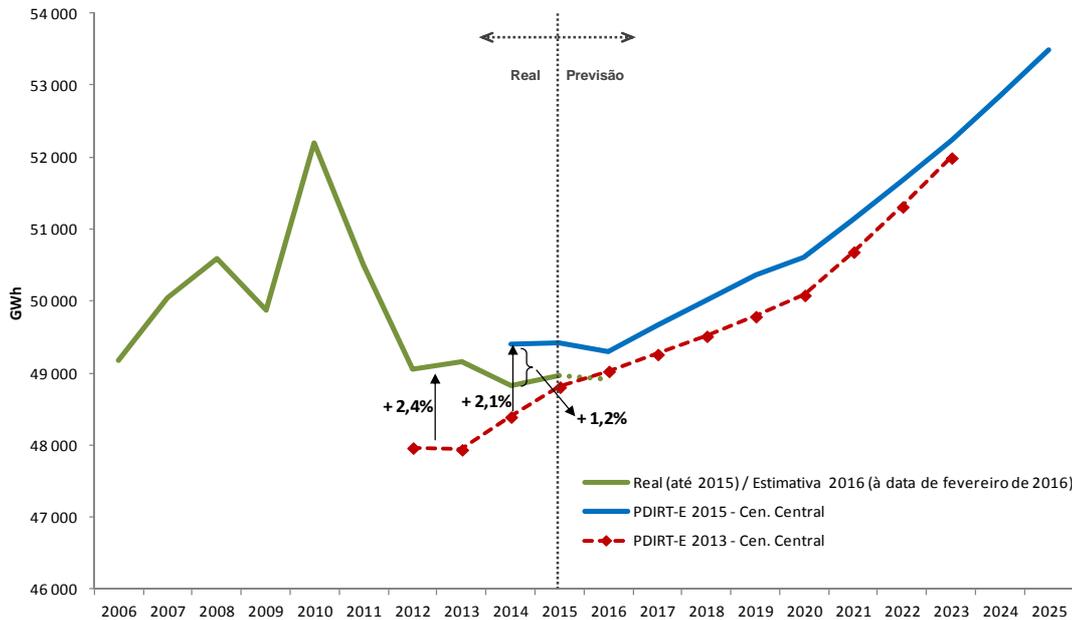
Contudo, não é expectável que esta tendência se mantenha no médio e longo prazo, se as previsões de crescimento económico se vierem a confirmar, embora se deva considerar o efeito de sinal contrário que poderá surgir devido a medidas de eficiência energética, da gestão ativa da procura de eletricidade e do autoconsumo, que terão, futuramente, impactos com maior significado no sentido de reduzir o consumo de eletricidade e das pontas de carga.

3.4 COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E PONTAS DE CARGA FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRT

Na atual proposta de PDIRT-E 2015 verifica-se que a previsão de consumo de eletricidade traduz uma revisão em alta face à proposta de PDIRT-E 2013, que abrangia o período de 2014 a 2023. Esta revisão em alta reflete, em parte, a melhoria das previsões do clima macroeconómico para 2014 em Portugal consideradas aquando da elaboração do RMSA-E 2015-2030, face às previsões constantes no RMSA-E anterior.

Comparativamente com as previsões de consumo constantes na anterior proposta de PDIRT-E 2013, e tendo como referência o ano de 2014, na Figura 3-7 podemos observar que a previsão do consumo na proposta de PDIRT-E 2015 foi revista em alta em 2,1%. Verifica-se que esta previsão da atual proposta de PDIRT-E para o cenário central está 1,2% acima do valor real verificado em 2014. Esta diferença está associada a uma inversão da tendência de ligeira recuperação observada entre 2012 e 2013 na diminuição do consumo de eletricidade em Portugal, que não se confirmou em 2014.

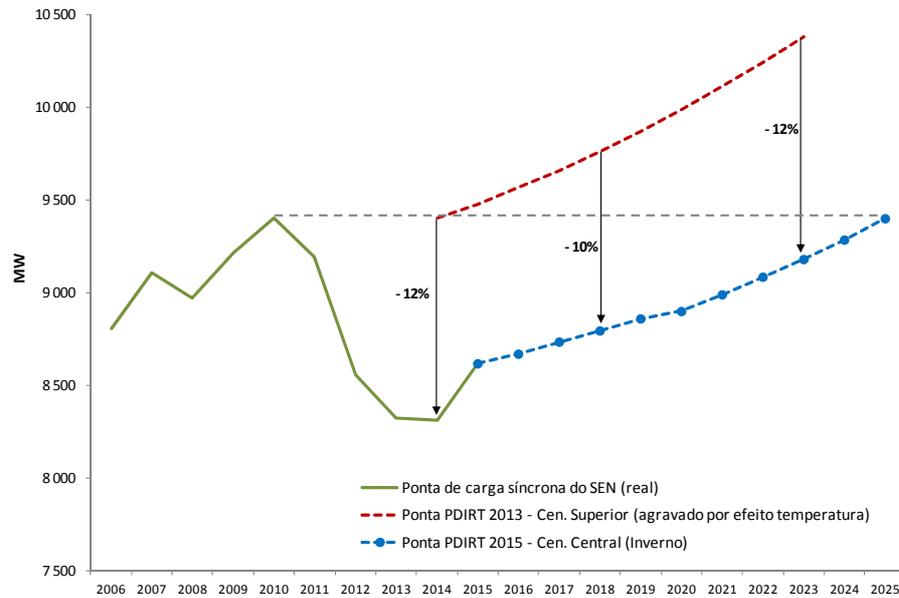
Figura 3-7 – Consumo de eletricidade real e previsto no PDIRT-E 2013 no PDIRT-E 2015



Fonte: ERSE, operador da RNT, proposta de PDIRT-E 2015, proposta de PDIRT-E 2013

Verifica-se que, ao contrário do registado para as previsões de consumo, as pontas de carga do SEN foram revistas em forte baixa face à proposta de PDIRT-E de 2013, respeitante ao período de 2014 a 2023 (Figura 3-8). Nesta figura podemos observar que a máxima ponta de carga do SEN foi atingida no ano de 2010. Segundo as previsões constantes da proposta de PDIRT-E 2015, esta ponta deverá ser apenas atingida em 2025, ao contrário do previsto na anterior proposta de PDIRT-E 2013, em que este valor máximo era o ponto de partida em 2014. Nota-se no entanto que no caso da proposta de PDIRT-E 2013, o operador da RNT considerou o Cenário Superior com agravamento por efeito de temperatura como referência para efeitos da adequação da rede à procura, o que justifica parte da diferença observada na ponta de carga entre as duas edições de propostas de PDIRT-E, sendo a diferença remanescente devida à revisão em baixa da previsão da ponta de carga da proposta de PDIRT-E 2015 face à proposta de 2013 (em cenários comparáveis).

Figura 3-8 – Pontas de carga reais e previsto nas propostas de PDIRT-E 2013 e de PDIRT-E 2015

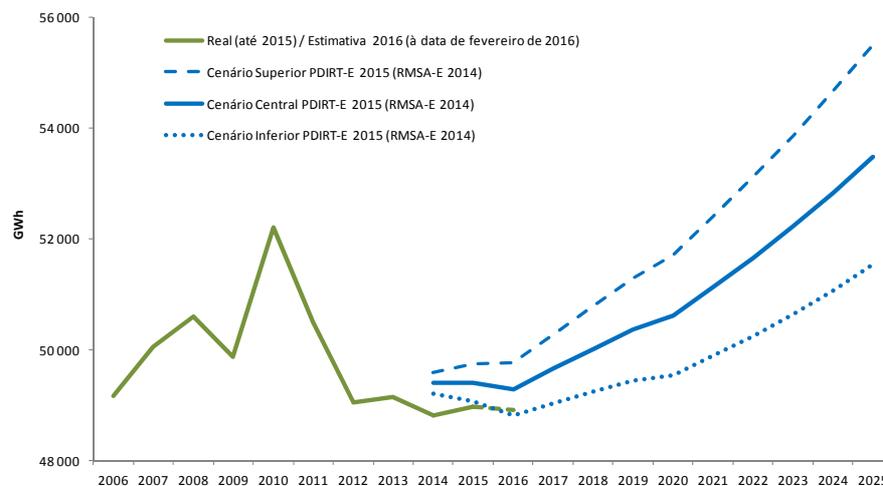


Fonte: ERSE, operador da RNT, proposta de PDIRT-E 2015, proposta de PDIRT-E 2013

3.5 PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE 2016-2025

A proposta de PDIRT-E 2015 em apreço plasma a evolução do consumo anual de eletricidade previsto no cenário central do RMSA-E 2014, cuja previsão se constata estar acima dos valores reais registados em 2014 e 2015, os quais estão em linha com o cenário inferior constante do RMSA-E 2014 (ver Figura 3-7). Apesar da adoção do cenário central para efeitos de adequação da rede às previsões de procura e de eventuais investimentos a realizar, o operador da RNT efetuou análises de sensibilidade a cenários de consumo complementares, contemplando crescimentos superiores e inferiores da procura.

Figura 3-9 – Cenários de previsão do consumo de eletricidade para 2016-2025



Fonte: ERSE, PDIRT-E 2015, RMSA-E 2014

Tal como referido anteriormente, a metodologia de previsão da evolução do consumo explicitada no PDIRT-E 2015 considerou que “a previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial”. As previsões de consumo de eletricidade para cada um destes setores foram baseadas em modelos econométricos em que as variáveis explicativas consideradas para cada setor são:

- VAB da indústria, para o sector da Indústria e Agricultura;
- PIB, para o sector Terciário;
- Rendimento Disponível Bruto das Famílias, para o sector Residencial.

No período de previsão apresentado na presente proposta de PDIRT-E, foram incluídos os seguintes efeitos que deverão ter um impacto crescente no consumo de eletricidade¹⁰:

- Implementação de novas medidas de eficiência energética definidas pelo Governo no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE);
- Penetração esperada de veículos elétricos (VE) no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros e comerciais ligeiros, autocarros e motociclos, definida no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER).

No entanto não foram disponibilizadas na proposta de PDIRT-E 2015 os dados de evolução das variáveis explicativas para os anos do respetivo horizonte temporal de previsão e os pressupostos subjacentes à

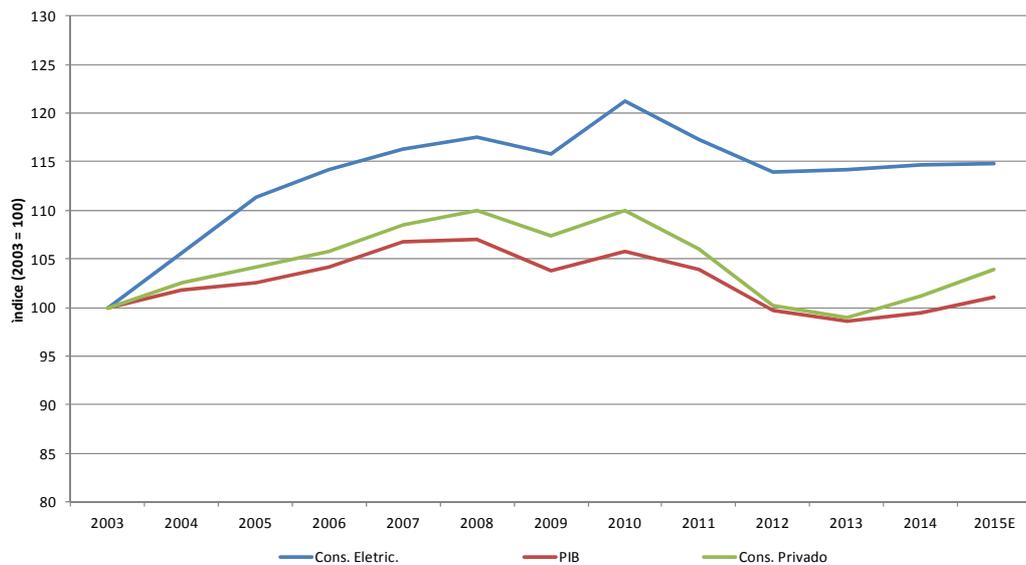
¹⁰ “Metodologia de previsão da evolução do consumo”, apresentada no ponto III, do Anexo 9, do PDIRT-E 2015.

sua previsão, impossibilitando assim uma análise mais robusta das previsões de consumo e de ponta de carga baseadas nos referidos modelos.

Na ausência das séries das referidas variáveis explicativas do consumo por setor consideradas na proposta de PDIRT-E 2015, a ERSE optou por realizar uma análise simplificada da relação entre a evolução do consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga do SEN e alguns indicadores macroeconómicos. Para além das variáveis explicativas por setor anteriormente mencionadas, seria igualmente relevante na explicação da evolução do consumo e das pontas de carga a análise de variáveis demográficas (e.g. número de habitantes), do preço médio da eletricidade para os consumidores, dos efeitos de temperaturas e das políticas de estímulo à eficiência energética.

A Figura 3-10 apresenta a evolução do consumo de eletricidade, juntamente com a evolução de dois indicadores macroeconómicos, o PIB e o consumo privado¹¹, no período de 2003 a 2015. A análise desta figura sugere a existência de uma correlação forte entre o consumo de eletricidade e estes indicadores¹².

Figura 3-10 – Evolução do consumo de eletricidade, do PIB e do Consumo Privado (Base 100=2003)



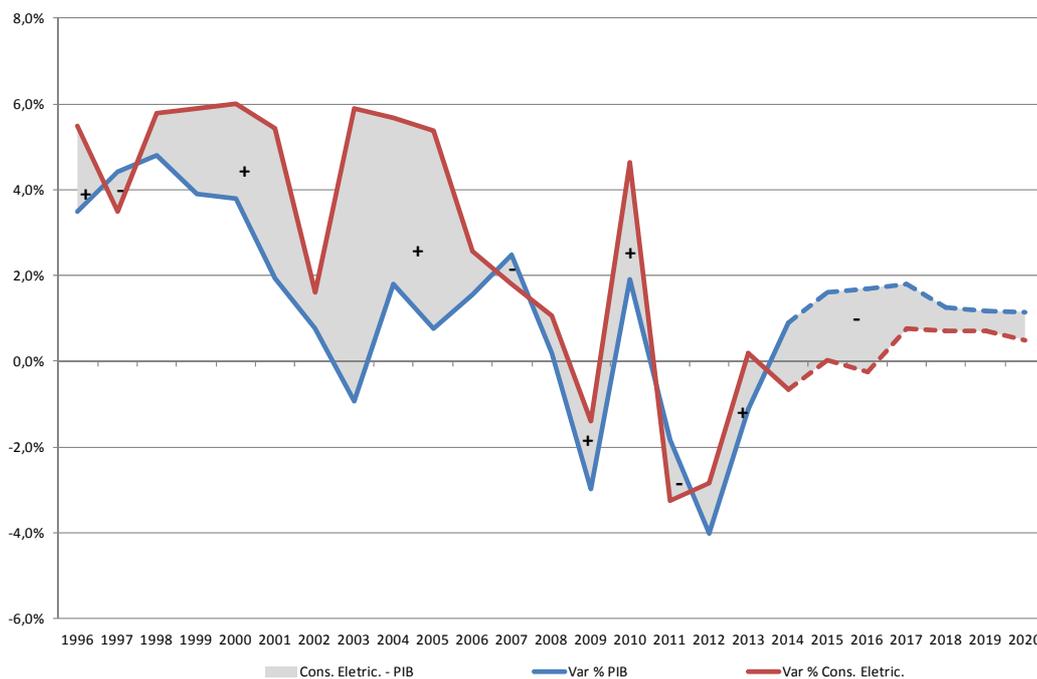
Fonte: ERSE, operador da RNT, INE, Banco de Portugal

Na Figura 3-11 e Figura 3-12 incluem-se, além das variações reais até 2014, as variações destas variáveis perspectivadas até 2020. No caso do consumo de eletricidade, os valores previsionais utilizados correspondem ao cenário central do RMSA-E 2014 adotado na proposta de PDIRT-E e no caso das variáveis macroeconómicas correspondem às previsões mais atualizadas apresentadas no Quadro 3-1.

¹¹ PIB e o consumo privado a preços constantes.

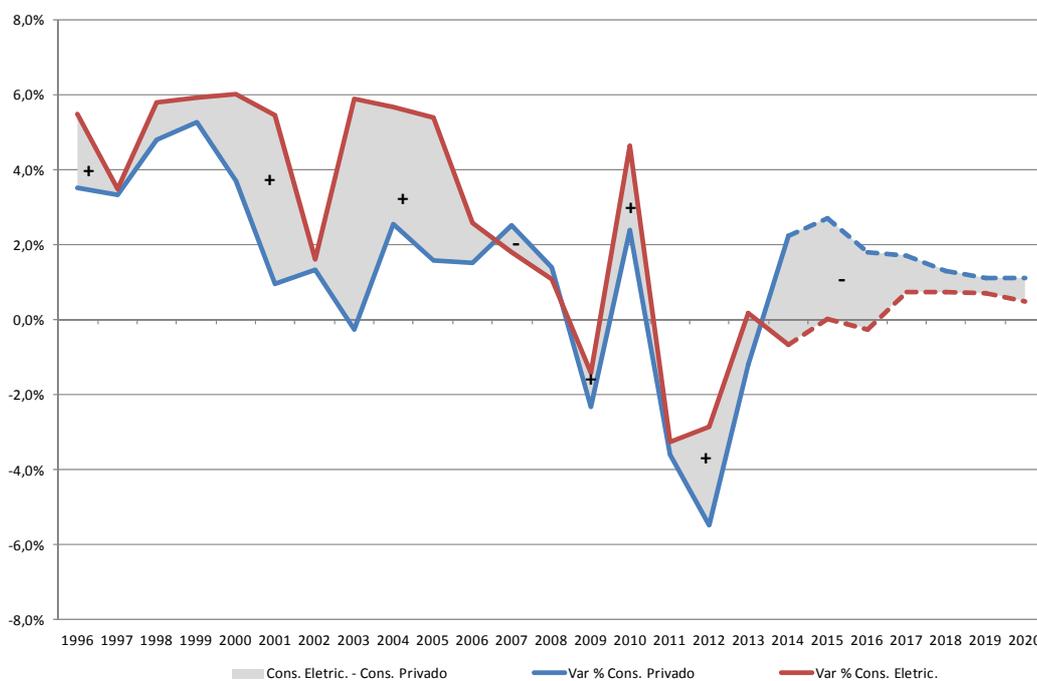
¹² Entre o PIB e o consumo de eletricidade a correlação obtida foi de 0,92 e entre o consumo privado e o consumo de eletricidade foi de 0,94.

Figura 3-11 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do PIB



Fonte: ERSE, operador da RNT, INE, Banco de Portugal, PDIRT-E 2015

Figura 3-12 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do consumo privado



Fonte: ERSE, operador da RNT, INE, Banco de Portugal, proposta de PDIRT-E 2015

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 privado¹³. As previsões poderão sugerir a confirmação da reversão do aumento da intensidade energética do PIB, que se verificou a partir de 2013¹⁴.

3.6 PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

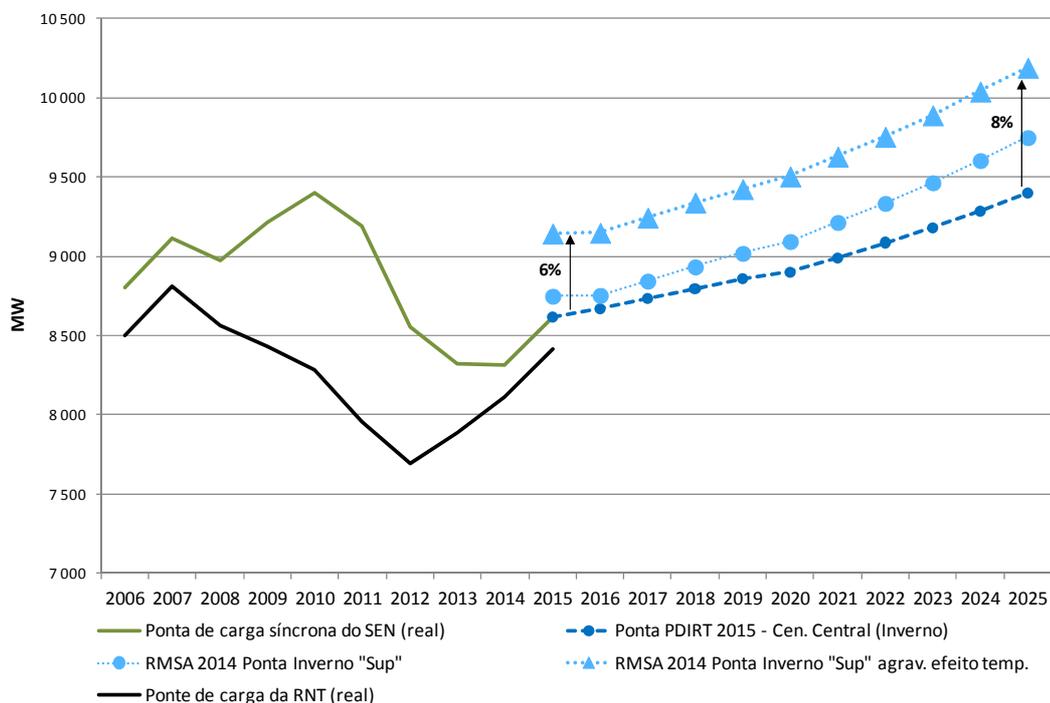
Na proposta de PDIRT-E 2015 são apresentados alguns dados históricos das pontas síncronas de carga sazonais verificadas no Continente, entre 2011 e 2015, com dados até março desse ano. Em termos previsionais, são apresentados na proposta de PDIRT-E 2015 dois cenários para as pontas de carga agregadas, que correspondem às pontas de inverno e de verão do cenário central do RMSA-E 2014 para o horizonte 2016 a 2025.

As pontas síncronas do SEN no cenário central de inverno, que são superiores às pontas síncronas de verão, são apresentadas na figura abaixo, conjuntamente com as previsões, também constantes do RMSA-E 2014, das pontas síncronas de inverno do cenário superior com e sem agravamento por efeito de temperatura.

¹³ A redução do autoconsumo resultante da Portaria n.º 399/2002, 18 de abril, explica o comportamento observado em 2003.

¹⁴ No entanto, é necessário ter-se em conta que se está a comparar as previsões de consumos da proposta de PDIRT-E 2015 com os dados macroeconómicos mais atualizados acima mencionados.

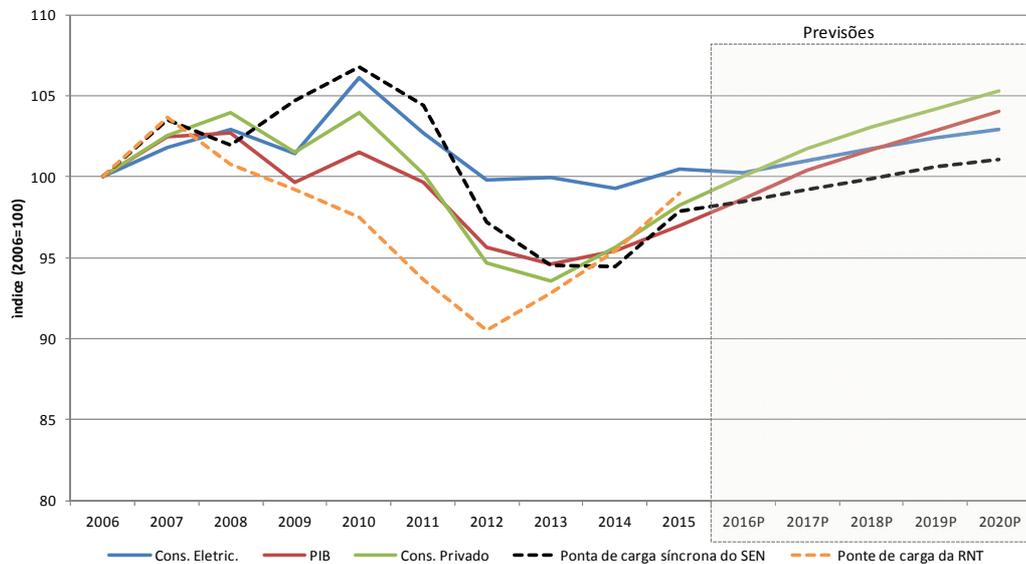
Figura 3-13 – Previsões da ponta síncrona de carga do SEN (Inverno) para o cenário central e para o cenário superior do RMSA-E 2014, com sem agravamento por efeito de temperatura



Fonte: ERSE, operador da RNT, INE, Banco de Portugal, proposta de PDIRT-E 2015

De modo similar à análise efetuada para o consumo, a figura abaixo apresenta a evolução histórica das pontas síncronas do SEN e das pontas de carga da RNT, comparadas com a evolução do PIB e do consumo privado. No caso das pontas síncronas do SEN esta comparação é alargada aos valores previsionais.

Figura 3-14 – Evolução do consumo de eletricidade, do PIB do Consumo Privado, da ponta síncrona de carga do SEN e da ponta de carga da RNT e previsões até 2020 (Base 100=2006)

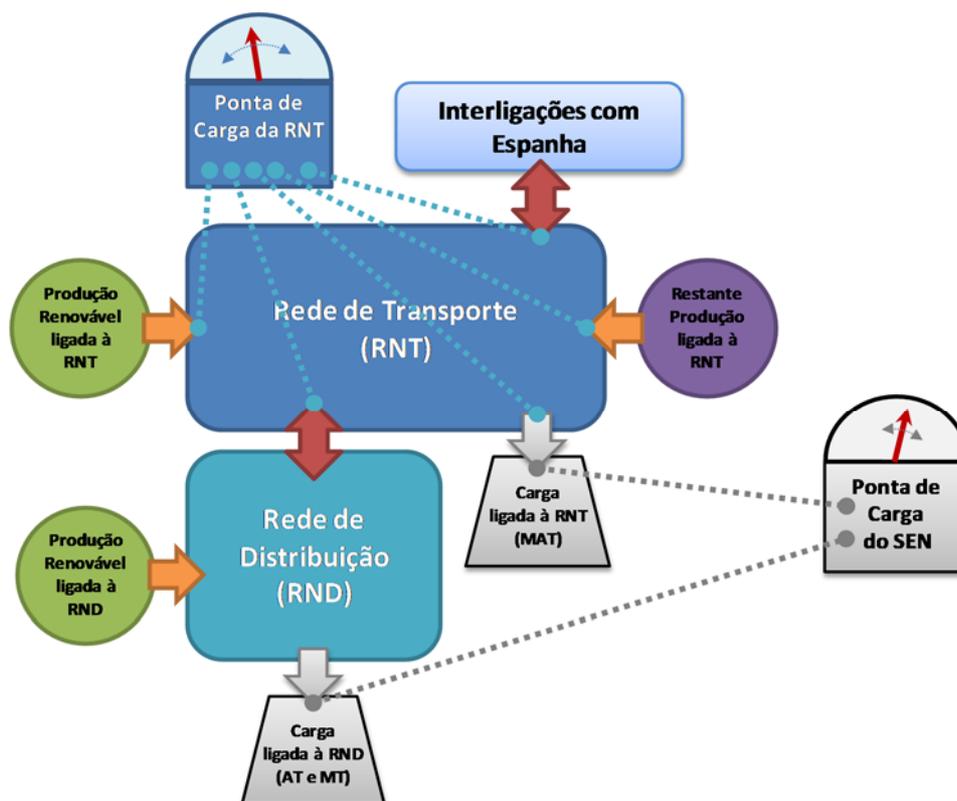


Fonte: ERSE, operador da RNT, INE, Banco de Portugal

Na figura anterior é possível observar que, à semelhança do observado para o consumo de eletricidade, também as pontas síncronas do consumo e as pontas de carga da RNT exibem um padrão de evolução correlacionado com o PIB e com o consumo privado. Realça-se que a aderência é mais elevada para a ponta de consumo do SEN comparativamente com a ponta de carga da RNT.

Este facto justifica-se pela maior diversidade de fatores que influenciam a ocorrência da ponta de carga da RNT, face aos que influenciam a ponta síncrona do SEN, os quais são ilustrados de forma esquemática na figura seguinte.

Figura 3-15 – Ponta de carga da RNT versus Ponta de carga do SEN



Enquanto a ponta de carga do SEN está dependente apenas do comportamento dos consumidores, designadamente do seu perfil de consumo e do fator de simultaneidade da ocorrência das pontas nos vários consumidores, independentemente da rede a que se encontram ligados, no caso da ponta de carga da RNT existem outros fatores a considerar. Com o aumento da produção embebida na rede de distribuição, os fluxos de potência nos pontos de ligação entre a RNT e a RND tornaram-se dependentes não só do perfil de consumo, mas também do perfil da produção ligada nestes pontos da rede, que contribuem para a satisfação da carga natural ligada ao mesmo ponto. Assim, na “equação” que permite determinar a ponta de carga da RNT há também que ter em conta o ponto de ligação dos consumidores e o ponto de ligação e perfil de produção das centrais que satisfazem esses consumidores. Adicionalmente, há que considerar os trânsitos de potência nas interligações com Espanha. Isto implica, necessariamente, que o exercício de previsão da ponta de carga da RNT seja um exercício complexo e dependente de fatores não controláveis e mais dificilmente previsíveis, designadamente a variabilidade do perfil da produção renovável.

Esta dependência foi particularmente notória nos anos de 2008 a 2012, conforme observado na Figura 3-14, tendo originado uma divergência significativa do comportamento da ponta de carga da RNT face à ponta síncrona do SEN, que terá resultado da existência de níveis significativos de produção embebida na rede de distribuição no momento em que ocorreu a ponta síncrona do SEN.

Um dos principais motivos que justificam os investimentos necessários na RNT é a garantia de que a infraestrutura está adequada às solicitações de carga a que estará sujeita, a qual se pode medir pela comparação da capacidade de transformação instalada face à ponta de carga registada nos pontos de entrega. No entanto, conforme anteriormente referido neste parecer e indicado no PDIRT-E através da análise da adequação da RNT à procura, para o atual estado de desenvolvimento da rede de transporte em Portugal e atendendo à evolução recente da procura, este fator perdeu peso entre os fatores que determinam a necessidade de investimento. Este último aspeto é reforçado pelo afastamento entre a ponta síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT.

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

Face ao anteriormente exposto, a ERSE tece as seguintes considerações sobre o consumo de eletricidade e pontas de carga adotados na proposta de PDIRT-E 2015 para o período 2016 a 2025:

- As previsões do consumo de eletricidade têm que ser associadas aos cenários macroeconómicos que se perspetivam para o período em análise. O cenário central de consumo de eletricidade adotado na proposta de PDIRT-E 2015, correspondente ao cenário central do RMSA-E 2014, é coerente com as perspetivas macroeconómicas mais atualizadas, acima descritas, e com os dados mais recentes de evolução do consumo;
- A comparação das previsões mais recentes para a evolução da atividade económica em Portugal com o cenário central de consumo utilizado no PDIRT-E, aponta para um ritmo mais lento de crescimento previsto do consumo de eletricidade face ao crescimento previsto para o PIB. Esta previsão é equivalente a uma ligeira diminuição da intensidade energética do PIB, que se poderá associar à gradual introdução de medidas de eficiência energética e a possíveis efeitos do autoconsumo, particularmente em consumidores domésticos;
- As pontas de carga síncronas do SEN adotadas na proposta de PDIRT-E 2015 estão alinhadas no primeiro ano de análise com a ponta de carga ocorrida em 2015 e correspondem sensivelmente à ponta de inverno verificada. As análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura apresentadas na proposta de PDIRT-E 2015 mostram que não serão necessários investimentos específicos, para que a rede dê resposta às pontas de carga com agravamento por efeito de temperatura que estão contempladas no RMSA-E 2014, que será um cenário de solicitação extrema do lado da procura. Conforme se observa na Figura 3-13 as pontas de carga previstas neste cenário atingem valores próximos da ponta de carga histórica ocorrida em 2010 no final do 1.º quinquénio do plano;
- 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 ao longo do tempo entre estas duas pontas, constata-se que atualmente já existem fatores que devem começar a ser considerados no exercício de planeamento para definir as solicitações nos pontos de ligação com a rede de

distribuição, como seja a produção embebida, a flexibilidade da procura e o autoconsumo. Contudo, entende-se que o exercício de previsão da ponta de carga da RNT acarreta uma complexidade acrescida, dado que não depende apenas das solicitações do consumo, mas sim de uma diversidade de fatores não controláveis e dificilmente previsíveis;

- Em linha com o já referido pela ERSE no Parecer à proposta de PDIRT-E 2013, deverá prestar-se uma atenção crescente aos novos fatores que terão impactos, no médio e longo prazo, na energia elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas. Entre estes fatores destacam-se os seguintes, que poderão ter efeitos de sentidos opostos:
 - i. A introdução e reforço gradual das medidas de promoção da eficiência energética, quer por via legislativa, tornando-se numa obrigação, quer por via de programas que induzam os consumidores a terem equipamentos e comportamentos mais eficientes;
 - ii. A implementação gradual das redes inteligentes, que permitirá uma gestão otimizada das redes e um aumento da flexibilidade da procura, dando aos consumidores a possibilidade de se transformarem em agentes ativos nos mercados elétricos, incluindo a opção do autoconsumo. Refira-se que esta tendência deverá ser reforçada com a introdução de um quadro legal a nível europeu, que está atualmente a ser desenvolvido pela Comissão Europeia, com a participação dos diferentes *stakeholders*. Este aspeto comporta um elevado potencial de redução das pontas de carga da RNT e da energia por ela veiculada;
 - iii. A alteração gradual da estrutura de consumo de energia primária dos países europeus, decorrente de políticas energéticas e ambientais da União, com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade, 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 capacidade de produção;
 - iv. A eletrificação gradual do setor dos transportes, em particular através da introdução de carros elétricos, poderá originar consumos de eletricidade acrescidos, os quais poderão ter características específicas, como seja a possibilidade de modulação.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no capítulo 9 são apresentadas análises de impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2015, considerando o cenário central de consumo nele perspetivado, mas também um cenário de consumo mais otimista, correspondente ao cenário Superior do RMSA, e outro mais pessimista, correspondente à evolução prevista no cenário Inferior do RMSA seguida de estagnação no consumo previsto no exercício tarifário de 2016.

4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta, para efeitos do planeamento da RNT, as previsões de evolução da capacidade de produção elétrica, desagregada por “Produção a partir da Grande Térmica”, “Produção a partir da Grande Hídrica” e “outra produção excluindo a Grande Térmica e Grande Hídrica”.

Em termos de grande térmica, o operador da RNT assume que não é expectável nenhuma alteração. Por sua vez, é desagregada a evolução prevista até 2025 da entrada de grandes aproveitamentos hidroelétricos incluídos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH).

No que respeita à restante PRE, excluindo a grande hídrica, a proposta de PDIRT-E 2015 apresenta a evolução prevista de nova potência instalada relativa a cada tecnologia em regime especial (cogeração, resíduos, biomassa, ondas, biogás, solar, pequena hídrica, e eólica “*on-shore*” e “*off-shore*”).

4.1 PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

4.1.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

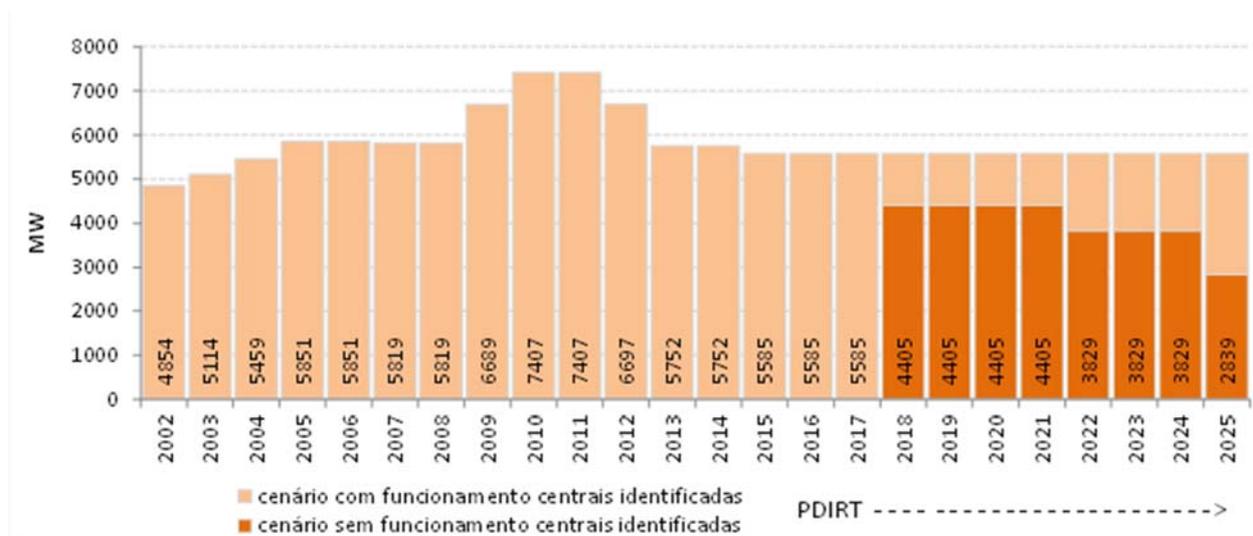
A proposta de PDIRT-E 2015, ao contrário da proposta de PDIRT-E 2013, não prevê a entrada em exploração das centrais de ciclo combinado a gás natural de Lavos e de Sines¹⁵, ambas em 2017, totalizando 1766 MW.

Já no que diz respeito ao descomissionamento de centrais, a proposta de PDIRT-E 2015 refere que, pelo menos até 2025, se irão manter disponíveis todas as grandes centrais térmicas atualmente em serviço, ao contrário do que era previsto na proposta de PDIRT-E 2013. Em alternativa, o operador da RNT opta corretamente por apresentar uma análise de sensibilidade considerando o eventual não funcionamento das atuais centrais a carvão de Sines e do Pego, e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, descrevendo e quantificando o impacto destas desclassificações na RNT em termos de antecipação de investimentos.

Em termos de evolução de capacidade instalada, a Figura 4-1 ilustra a evolução da capacidade instalada, com e sem funcionamento das referidas centrais.

¹⁵ A DGEG recebeu uma carta da SPOWER, S.A. no dia 28/06/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhe foi atribuída pela DGEG.
A DGEG recebeu uma carta da IBERDROLA Generation, SA Unipersonal no dia 27/12/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhe foi atribuída pela DGEG

Figura 4-1 – Evolução da capacidade instalada Grande Térmica



Fonte: ERSE, operador da RNT

4.1.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM TÉRMICA

Não são previstos na proposta de PDIRT-E 2015 quaisquer investimentos em receção de nova capacidade térmica. Já no que diz respeito à análise de sensibilidade efetuada no ponto 6.2.2. da proposta de PDIRT-E 2015, um eventual não funcionamento da central de Sines, implica, segundo o operador da RNT a antecipação para 2017 da conclusão do eixo a 400 kV Falagueira-Extremoz-Divor-Pegões (2018), bem como da reestruturação do eixo a 400 kV entre Lavos, Rio Maior, Almargem do Bispo e Fanhões (2023-2025).

4.1.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Tendo por base os comentários recebidos durante a fase de consulta pública, nomeadamente de promotores, sublinha-se a atualização dos pressupostos da proposta de PDIRT-E 2015, nomeadamente do RMSA-E 2014 que não prevê consideração das novas centrais de Lavos e Sines. De igual modo, a atual proposta de PDIRT-E 2015 dá resposta aos comentários recebidos na consulta pública em 2013, que afirmavam não existir qualquer decisão para o não funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego.

Não obstante um comentário na consulta pública à proposta de PDIRT-E 2015, questionando o porque da não desclassificação dessas centrais num contexto de metas nacionais de penetração de fontes renováveis, a ERSE considera adequada a opção apresentada pelo operador da RNT de ausência de qualquer projeto de investimento na RNT que o considere, uma vez que não existe qualquer decisão de paragem das referidas centrais.

A ERSE sublinha, no entanto, que no caso da análise de sensibilidade em que a paragem da central de Sines é considerada, a necessidade de que a antecipação de investimentos seja melhor documentada, para que fique inequivocamente associado a cada uma das antecipações de investimento identificadas, o benefício/inconveniente em termos dos parâmetros de funcionamento da rede afetados, sua profundidade e risco envolvido.

4.2 INTEGRAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM RENOVÁVEL

Englobado no vetor “Desenvolvimento Estratégico da Rede”, a proposta de PDIRT-E 2015 propõe um conjunto de projetos de investimento, ao longo dos cinco primeiros anos do plano, no total de 185 milhões de euros, com o objetivo de dar resposta às orientações de política energética, nomeadamente criando condições para receção de nova capacidade de produção de origem renovável e fazer face ao conjunto de licenças de produção já atribuídas em data anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

Neste sentido, a proposta disponibiliza informação, por região, da evolução do défice de capacidade da RNT ao longo do horizonte do plano, descrevendo os investimentos necessários, num cenário de profunda alteração na localização do parque produtor, com elevada concentração de produção renovável no interior norte e centro do País (nova grande hídrica, mas também eólica) e progressiva redução do valor da potência instalada a sul de Portugal continental.

4.2.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE HÍDRICA

Ao nível da produção hidroelétrica, entre 2015 e 2025, a proposta de PDIRT-E 2015 prevê a entrada em exploração de um conjunto de 11 novos empreendimentos, dos quais dois são reforços de potência, previstos no PNBEPH, e cujos pontos de ligação à RNT foram previamente acordados entre o promotor e o operador da RNT. Face à proposta de PDIRT-E 2013, mantêm-se os mesmos aproveitamentos, mas atualizam-se as datas previstas do respetivo comissionamento, como referido na Quadro 4-1.

Quadro 4-1 – Datas de entrada em exploração de PRE Grande Hídrica

2016-2018		2019-2025	
Ribeiradio/Ermida	2014 => 2015	Girabolhos/Bogueira	2017 => 2020
Baixo Sabor	2014 => 2015	Fridão	2018 => 2020
Venda Nova III (reforço)	2015	Alto Tâmega	2018 => 2022
Salamonde II (reforço)	2015 => 2016	Daivões	2018 => 2022
Foz Tua	2015 => 2017	Gouvães	2018 => 2022
		Alvito	2022 => 2020

Fonte: ERSE, operador da RNT

Com a entrada em exploração destes aproveitamentos hidroelétricos, a capacidade de produção hídrica aumentará cerca de 3500MW entre 2015 e 2025, como se observa na Figura 4-2. Na mesma figura é possível verificar a transferência de nova capacidade do período entre 2016 e 2018 para o período 2020-2022, em resultado do adiamento do comissionamento de novos aproveitamentos hídricos.

Figura 4-2 – Evolução da capacidade instalada em PRE Grande Hídrica prevista no PDIRT-E 2015

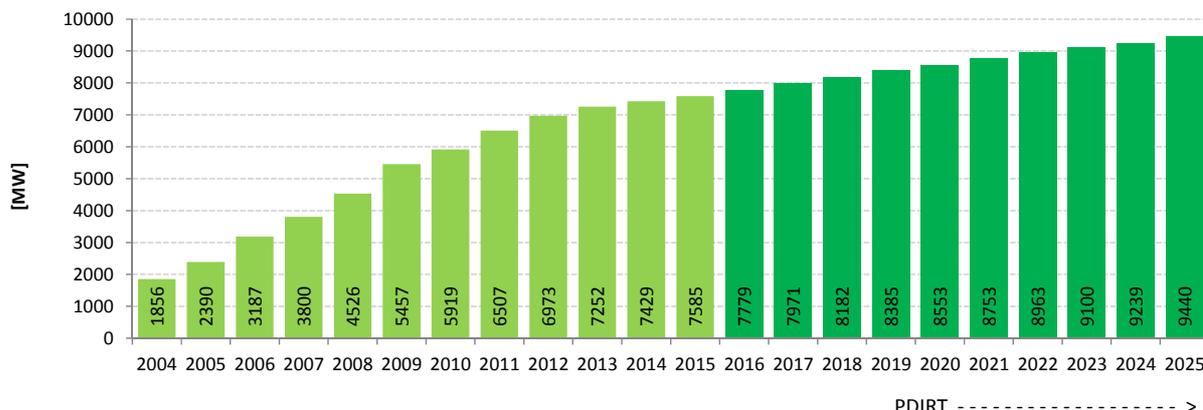


Fonte: ERSE, operador da RNT

4.2.2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DA RESTANTE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

A atual proposta de PDIRT-E 2015, indexada ao RMSA-E 2014, prevê até ao horizonte de 2025 um crescimento de aproximadamente 1 900 MW do parque electroprodutor (excetuando a Grande Hídrica), dos quais 1 000 MW em parques eólicos e de 400 MW em aproveitamentos solares (fotovoltaico e térmico). Do total de mais de 9000 MW previstos em PRE em 2025, 5820 MW será de capacidade eólica “on-shore”, com um crescimento de cerca de 780 MW entre 2016 e 2019, e 890 MW entre 2020 e 2025. Ao contrário da proposta de PDIRT-E 2013, a atual proposta de PDIRT-E 2015 apresenta 25 MW de nova capacidade em eólica “off-shore”, a comissionar até 2017.

Figura 4-3 – Evolução da capacidade instalada em PRE, excluindo grande hídrica



Fonte: ERSE, operador da RNT

4.2.3 PRODUÇÃO “OFF-SHORE”

Aquando do Parecer da à proposta de PDIRT-E 2013, e no seguimento de comentários recebidos durante a consulta pública por parte do promotor do projeto “Windfloat” (projeto de produção eólica “off-shore” ao largo de Viana de Castelo) sobre a ausência de projetos de investimento destinados à receção de produção eólica “off-shore”, a ERSE entendeu dever ser avaliada a necessidade de uma ligação do referido projeto à RNT e 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.

A proposta de PDIRT-E 2015 inclui um projeto de investimento destinado a assegurar a receção de produção eólica “off-shore” ao largo de Viana de Castelo e escoamento da mesma através da RNT.

O projeto “Windfloat” foi aprovado no âmbito do programa comunitário *New Entrants Reserve 300 (NERBOO)* em 2011, visando testar a tecnologia de sistemas eólicos em plataformas flutuantes, de capacidade nominal de 25 MW e com financiamento associado de cerca de 30 milhões de euros. Para além da turbina de 2 MW que já se encontra instalada durante a fase piloto, o projeto “Windfloat” tem uma licença de produção de 25 MW adicionais, enquadrado no valor de 50 MW previsto no PNAER 2020, para projetos de eólica “off-shore”, a serem instalados após 2016 em toda a costa portuguesa.

O projeto de investimento na RNT é apresentado na proposta de PDIRT-E 2015 como compreendendo duas fases de investimentos até 2025 e uma terceira fase, já fora do horizonte temporal de abrangência da atual proposta do PDIRT-E, num montante total ainda não definitivo, mas superior a 100M€

4.2.4 PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT EM RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

O Quadro 4-2 resume os principais projetos de investimento na RNT apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, para receção de nova produção renovável, no quinquénio 2016-2020, num total de 178M€

Quadro 4-2 – Principais projetos de rede para receção de renovável

Projeto	M€	Ano	Objetivo
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Feira (Fase 1)	42,2	2020	Integração das centrais hidroelétricas do PNBEPH do Alto Tâmega
Ligação a 220 kV V.P.de Aguiar - Carrapatelo	15,7	2019	Receção de produção renovável (eólica)
Ligação a 400 kV Penela-Seia - Fase 1	10,9	2019	Receção produção da central de Girabolhos
Ligação a 400 kV Penela-Seia - Fase 2	22,0	2020	
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	38,6	2017	Receção de produção renovável (eólica)
Linha 400 kV Extremoz Divor	11,0	2016	Segurança N-1 RND, Receção de produção eólica (solar), eixo N-S interior em caso paragem Sines
Fecho eixo 400kV Falagueira-Extremoz-Divor-Pegões	31,3	2018	
Cabo submarino, 150kV, 17km Linha aérea 150 kV, 11km até SE RNT Vila Fria	48,0	2017	Receção de Produção renovável “off-shore” ao largo de Viana do Castelo (Fase 1)
Subestação “off-shore” 150/60kV Desvio e prolongamento linha 15 km da zona SE Vila Fria até SE Ponte Lima	ND 6	Até 2022	Receção de Produção renovável “off-shore” ao largo de Viana do Castelo (Fase 2)

Fonte: ERSE, operador da RNT

4.2.5 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Aquando do Parecer da à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE sublinhou a necessidade de se analisar a possibilidade de adiamentos dos projetos de investimento relativos aos eixos “Ribeira da Pena-Feira” e ao eixo “Penela-Seia”, destinados à receção da produção das centrais hidroelétricas de Fridão, Alto Tâmega. A ERSE recomendou ainda a revisão e adiamento do eixo a 400 kV Penela-Seia, uma vez que a construção do aproveitamento de Girabolhos/Bogueira tinha sido adiado de 2017 para 2019, não se justificando por isso a calendarização prevista na proposta de PDIRT-E 2013. Neste sentido, a proposta de PDIRT-E 2015 teve em conta as mais recentes previsões (à data da sua elaboração) de comissionamento dos aproveitamentos hídricos, sendo importante manter esta preocupação de adequação da data de entrada de exploração das linhas elétricas, que se venham a construir, com eventuais adiamentos que venham a ocorrer do comissionamento dos referidos aproveitamentos.

No anterior parecer à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE salientou igualmente a ausência de informação quantitativa, que permitisse comprovar qualquer défice de capacidade de receção e transporte da RNT que justificassem o elevado investimento previsto para o presente objetivo. Em particular, era omissa a quantificação da necessidade de reforço de rede relativo à produção PRE e à produção em regime

ordinário de origem hídrica. A atual proposta de PDIRT-E 2015 vem colmatar em parte esta lacuna, identificando as principais zonas de rede onde existe défice de capacidade de receção de produção, apresentando quais os principais projetos que visam resolver esses défices de capacidade e desagregando por zona qual a capacidade adicional de ligação de nova produção para os horizontes 2016, 2020 e 2025. De acordo com a informação disponibilizada, os novos projetos permitirão um aumento de cerca de 4000 MW de capacidade de receção de produção para todos o horizonte do plano, das quais 2000 MW até 2020.

Apesar desta mais-valia e da disponibilização de informação por zona de rede, a ERSE continua a considerar que deveria ser disponibilizada informação sobre qual o volume de novas licenças de produção atribuídas para cada subestação da RNT, por forma a melhor fundamentar cada um dos projetos propostos.

A ERSE considera ainda que, no atual quadro económico e financeiro, deve ser reavaliada a calendarização dos projetos relativos ao reforço da RNT para receção de nova produção em regime especial e, sempre que possível, devem ser adiados projetos de investimento na RNT, 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 cinco primeiros anos do horizonte temporal de abrangência do PDIRT-E. A concretização de determinados projetos de investimento na RNT muito antes do tempo para os quais são absolutamente necessários é mais um fator que merece prudência para não colocar em causa a sustentabilidade de todo o sistema. Dever-se-á também assegurar que os investimentos na RNT a realizar irão servir necessidades que perdurarão no tempo e não correm riscos desnecessários de poderem ficar ociosos no médio ou no longo prazo.

Por outro lado, o operador da RNT deverá passar a ter em consideração o disposto pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais decorrente do 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, 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. Este tema já tinha sido identificado no Parecer à proposta de PDIRT-E 2013 e necessita de concretização urgente.

Em relação ao projeto de investimento associado à receção de energia “*off-shore*” ao largo de Viana de Castelo, o promotor do aproveitamento justifica a necessidade do projeto de rede com os compromissos estabelecidos aquando do lançamento do projeto piloto “*off-shore*” de 2MW, justificando que a sua viabilidade só será possível se a RNT criar as condições de receção. Quanto aos encargos com o projeto, o promotor entende que deve ser ele a suportar os encargos de ligação entre as unidades de geração e o ponto de receção da rede, através de cabo de 60kV. No entanto, o promotor entende que o ponto de receção não deve ser em terra mas sim localizado em território marítimo, na extremidade do cabo

submarino de 150kV, onde no futuro o operador da RNT instalaria uma subestação submarina. Assim, o operador da RNT suportaria todo o projeto, com exceção das ligações entre as unidades geradoras.

Tendo em conta os comentários recolhidos durante a consulta pública, verifica-se que o projeto de investimento para receção de capacidade “*off-shore*” ao largo de Viana de Castelo, conforme apresentado na proposta de PDIRT-E 2015, não é consensual.

Diversos participantes colocam em causa o tratamento dado a este projeto no âmbito da proposta de PDIRT-E 2015, em virtude de considerarem que deveria ser essencialmente tratado no âmbito da regulamentação que legisla as ligações às redes por parte dos produtores.

Por sua vez, o contributo do Conselho Consultivo da ERSE (CC) para a Consulta Pública realça que o investimento agora proposto pelo operador da RNT para receção da energia desta fase pré-comercial do aproveitamento de energia eólica “*off-shore*” ao largo de Viana de Castelo virá a ser remunerado no âmbito da sua concessão. Por sua vez, refere ainda que “para eventuais fases posteriores deste projeto, este procedimento pode levantar algumas questões de natureza jurídica e que o CC desconhece qual a norma jurídica em que se baseia essa atribuição, tanto mais que tal extensão é competência dos ministérios da Defesa, das Finanças, do Mar, do Ambiente, da Economia e da Agricultura.”

Um aspeto ainda não referido e que a ERSE considera relevante levantar, é o facto da potência de produção atribuída ao projeto “*Windfloat*” ser de 27 MW e ser difícil de entender que deva ser o operador da RNT a concretizar um projeto de investimento para sua receção e este possa vir a poder ser considerado como um projeto de custo economicamente eficiente, já que para tal prevê a instalação de cabos submarinos e linhas áreas de 150 kV, com uma capacidade de receção de potência instalada até 200 MW. Deste modo, é necessário que seja justificado qual a razão para que um projeto de receção de produção de somente 27 MW (única potência de produção que se encontra licenciada) não seja feito através de uma ligação à RND e seja explicada a razão que justifica esta ligação à RNT. Deste modo, antes de uma qualquer sua aprovação e licenciamento, o operador da RNT e o operador da RND deverão estudar e ponderar, em alternativa, soluções de receção desta produção nas suas redes, para que possa vir a ser apresentada para aprovação aquela que se demonstrar como economicamente mais eficiente.

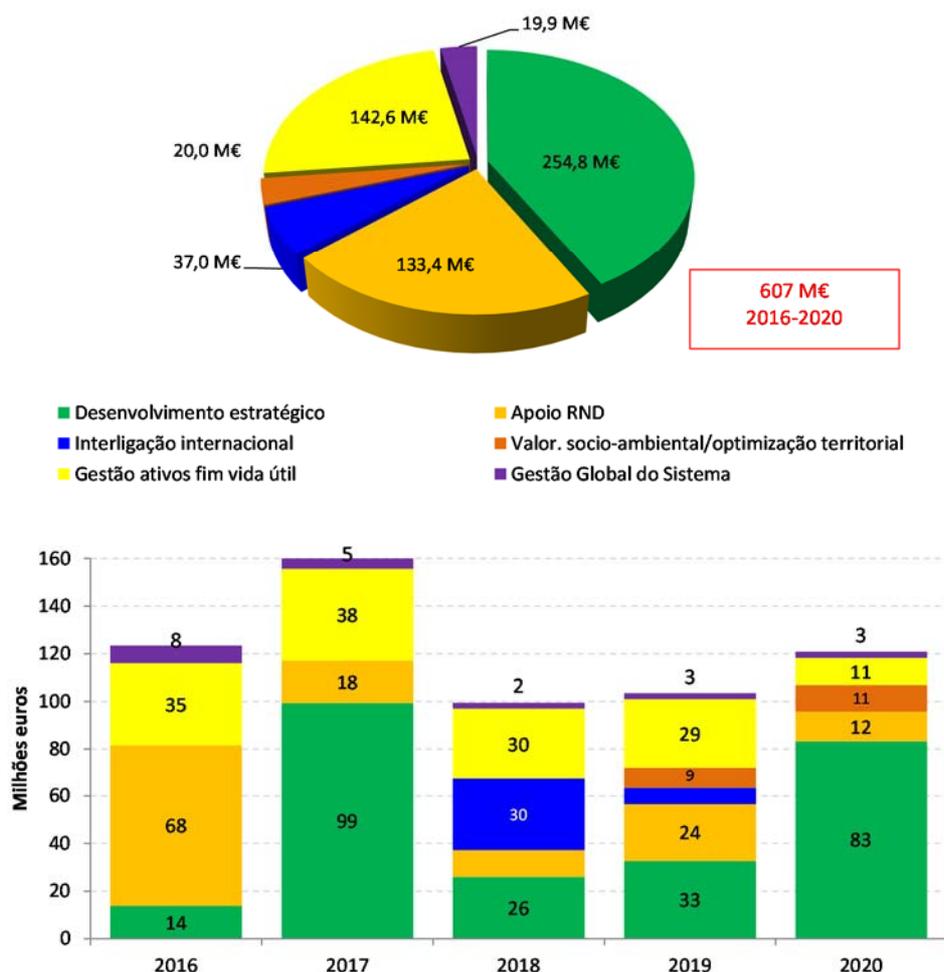
5 INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

5.1 ANÁLISE DOS MONTANTES GLOBAIS DE INVESTIMENTO

Ao contrário da proposta de PDIRT-E 2013, em que a informação económica apresentada se encontrava limitada aos cinco primeiros anos, a atual proposta de PDIRT-E 2015 disponibiliza informação económica desagregada por cada quinquénio e, dentro de cada quinquénio pelos principais vetores de investimento. Assim, o investimento para todo o horizonte da proposta de PDIRT-E 2015 totaliza um montante da ordem dos 1165 milhões de euros, dos quais 607 milhões de euros, entre 2016 e 2020, e os restantes 558 milhões entre 2021 e 2025.

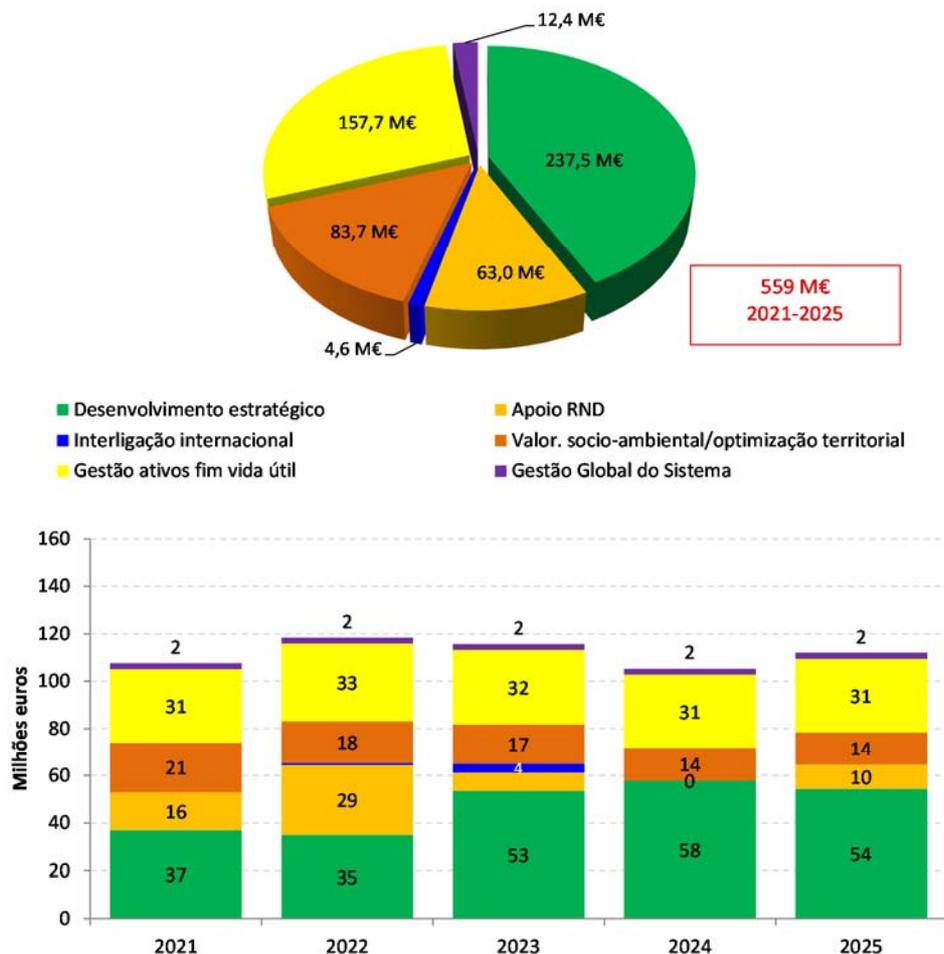
A Figura 5-1, referente ao primeiro quinquénio e a Figura 5-2, relativa ao segundo ilustram a desagregação por vetor de investimento e temporal do investimento proposto.

Figura 5-1 – Investimento proposto no horizonte 2016-2020



Fonte: ERSE, operador da RNT

Figura 5-2 – Investimento proposto no horizonte 2021-2025



Fonte: ERSE, operador da RNT

Da análise aos valores apresentados na proposta de PDIRT-E 2015 destaca-se o investimento no vetor “desenvolvimento estratégico”, num total de 45% e 46% no primeiro e segundo quinquénios, num total de 532 M€. Este vetor inclui os projetos de rede para receção de nova produção, renovável, bem como outros reforços estratégicos de rede e investimentos em equipamento para controlo dos perfis de tensão de rede.

Destaque igualmente para o vetor “gestão de fim de vida útil de ativos” representando cerca de 24% e 28% nos 2 quinquénios, num total de 300 M€, e englobando investimento na modernização e substituição de ativos de rede. Finalmente, o investimento de apoio à RND que representa 22% e 10%, num total de 190 M€ e que engloba não apenas o reforço de rede em termos de novas subestações, mas igualmente eixos de transporte de apoio à RND.

5.2 ANÁLISE DO VETOR DE INVESTIMENTO “DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO”

Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, o vetor de investimento “Desenvolvimento Estratégico” pretende dar resposta aos objetivos estratégicos de Política Energética, Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço e Competitividade.

Para tal, engloba três grandes grupos de projetos de investimento, com as seguintes finalidades:

- Responder às necessidades de capacidade de receção da rede para integração de nova produção de origem renovável.
- Garantir a segurança do abastecimento de consumos e garantir os adequados níveis de qualidade de serviço e segurança de operação da RNT
- Adequar a RNT em termos de perfis de tensão e otimizar a gestão dos trânsitos de reativa na RNT.

A proposta de PDIRT-E 2015 propõe um investimento global, ao longo dos cinco primeiros anos do seu horizonte temporal de abrangência, da ordem dos 255 milhões de euros, ou seja 45% do investimento total desse período.

Para além dos projetos relativos à integração de renováveis (185 M€), são ainda previstos diversos projetos em reforço interno de rede (41 M€) e em gestão de reativa e controlo dos perfis de tensão (13 M€).

5.2.1 REFORÇO INTERNO DE REDE

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.

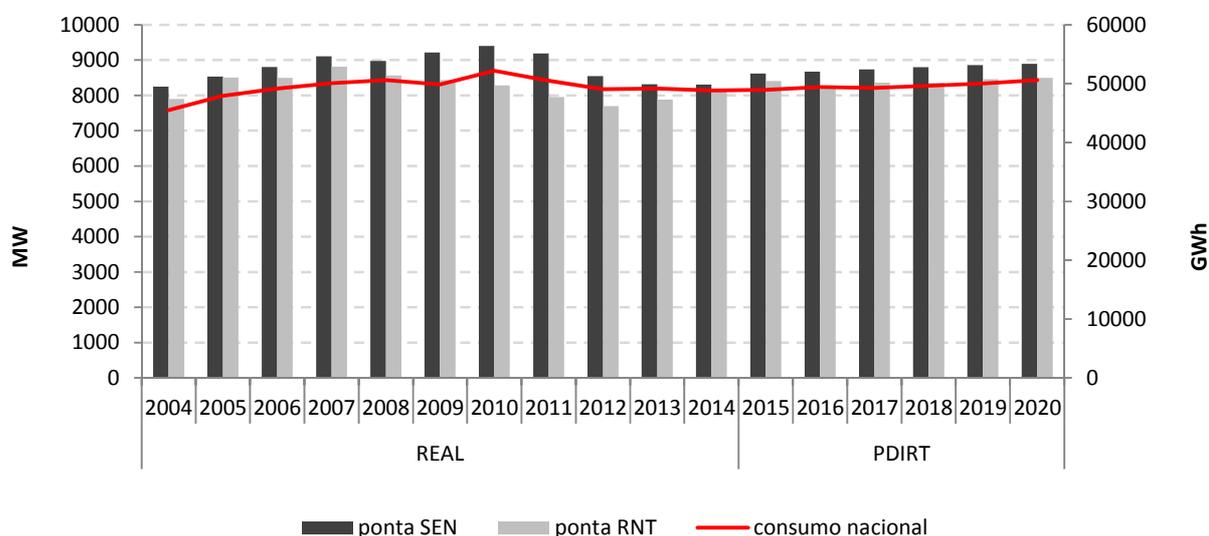
O papel da RNT no abastecimento do consumo divide-se em abastecimento de clientes finais ligados fisicamente à RNT em MAT e à alimentação de clientes ligados à RND, através das ligações a subestações MAT/AT. Neste âmbito, a RNT é dimensionada não apenas para fazer face ao consumo médio dos clientes, 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 5-3.

A proposta de PDIRT-E 2015 considera o RMSA 2015-2030, no que se refere a uma recuperação da ponta do SEN após 2014, para valores registados em 2012. No entanto, até 2020, não prevê valores próximos dos máximos registados em 2010, que foi de 9403 MW.

Por outro lado, a proposta de PDIRT-E 2015 não apresenta qualquer informação sobre a evolução prevista para a ponta efetiva da RNT, mas apenas para a ponta síncrona do SEN.

Em termos de contribuição da produção embebida, o operador da RNT refere que produção embebida foi tida em devida conta na simulação e adequação da rede à procura. Desta forma, o planeamento dos reforços internos da rede tem também em consideração aqueles montantes de potência, utilizando-os nos cenários de simulação e verificação da adequação de operação da RNT em diferentes horizontes temporais futuros. A ERSE considera que, devem ser identificadas para cada subestação qual o impacto da produção embebida na ponta máxima da subestação e em que medida essa contribuição afeta o exercício de planeamento.

Figura 5-3 – Evolução da ponta histórica da RNT e ponta do SEN



Fonte: ERSE, operador da RNT

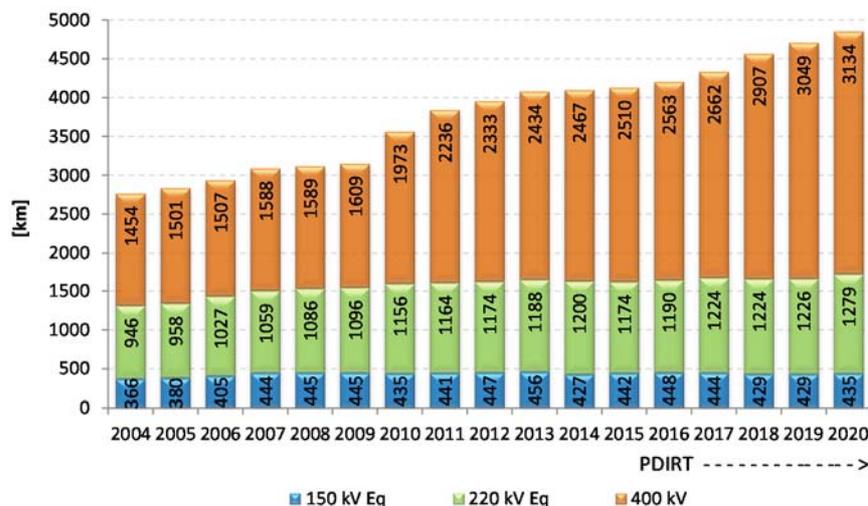
EVOLUÇÃO E DESEMPENHO DA RNT

O investimento realizado ao longo da última década na RNT resultou num crescimento acentuado 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 2015, 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 400kV¹⁶ (Figura 5-4).

¹⁶ Considerou-se que cada km de rede de 220 kV corresponde a 1/3 de km de rede de 400kV, e cada km de rede de 150kV corresponde a 50% de km de rede de 220 kV.

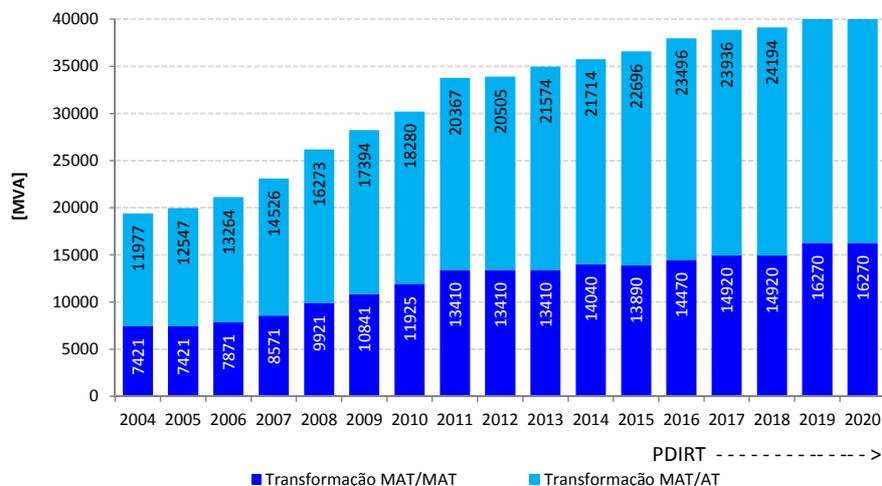
Figura 5-4 – Evolução do comprimento da RNT



Fonte: ERSE, operador da RNT

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 a 400kV até 2018 em Alcochete, Ponte de Lima, Pegões e Fundão, estando prevista apenas uma nova subestação a 150 kV em Ourique. 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 150kV, essencialmente na região do Algarve, e entre os 400 kV e os 220 kV na região das Beiras interiores, como se verifica na Figura 5-5 – Evolução da capacidade de transformação instalada na RNT

Figura 5-5 – Evolução da capacidade de transformação instalada na RNT

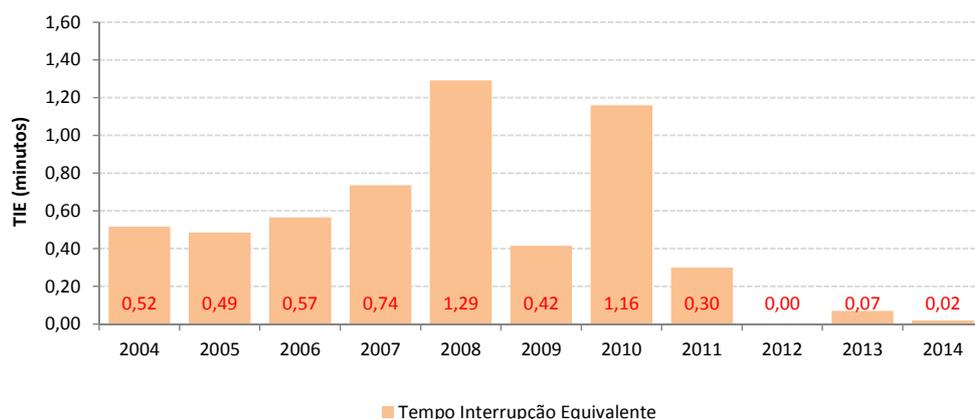


Fonte: ERSE, operador da RNT

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 5-6.

Esta melhoria é explicada, segundo a proposta de PDIRT-E, 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 5-6 – Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente da RNT

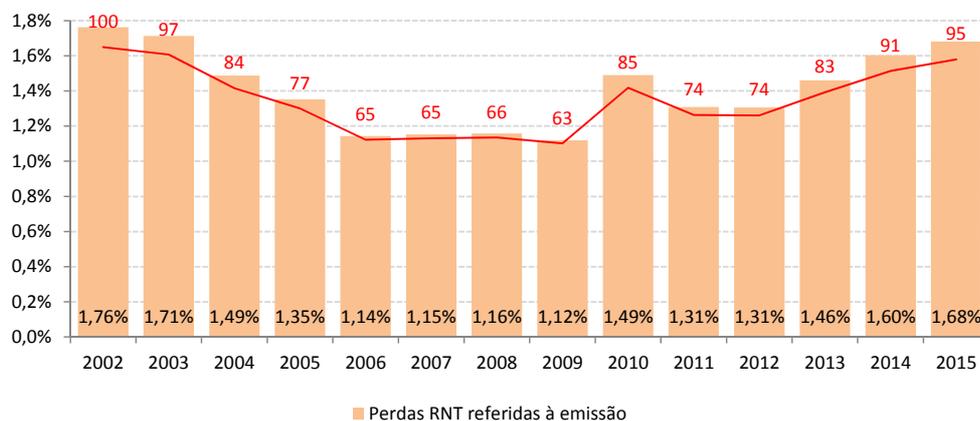


Fonte: ERSE, operador da RNT

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 2015.

Figura 5-7 – Evolução das perdas na RNT referidas à emissão



Fonte: ERSE, operador da RNT

PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REFORÇO INTERNO DA RNT

A proposta de PDIRT-E 2015 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.

O Quadro 5-1 resume os principais projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, relativos ao reforço interno da RNT, e englobados no vetor de “Desenvolvimento Estratégico de rede”, previstos no quinquénio 2016-2020, num total de cerca de 40M€¹⁷.

¹⁷ O montante total de investimento alocado ao apoio à RND é cerca de 133 M€, mas uma vez que cada projeto contribui para mais do que uma finalidade e vetor de investimento. No entanto, o custo total destes projetos é de 210M€

Quadro 5-1 – Principais projetos classificados como reforço interno da RNT

Projeto	M€	Ano	Objetivo
Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	13,8	2019	Aumento da flexibilidade da RNT zona Grande Porto
Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo (2º ATR)	2,7	2019	Segurança N-1 entre redes 400kV e 220kV
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	7,3	2020	Aumento da flexibilidade da RNT zona Grande Lisboa
Linha 400 kV Extremoz-Divor ¹⁸	5,5	2016	Segurança N-1 RND, Receção de produção eólica (solar), eixo N-S interior em caso paragem Sines
Fecho eixo 400kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	23,5	2018	

Fonte: ERSE, operador da RNT

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

No parecer à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE salientou o contexto de não crescimento da ponta e consumo nacionais, bem como dos excelentes níveis de qualidade de serviço prestado pela RNT, para recomendar prudência na identificação do investimento necessário, apontando para a necessidade de uma redobrada fundamentação quanto aos projetos de investimento a incluir nas propostas de PDIRT-E, com entrada em exploração no curto e médio prazos.

Entretanto, não se registou nos últimos dois anos, nem é expectável que venha a ocorrer no curto prazo, uma evolução das pontas da RNT que justifique um elevado investimento em reforço da RNT. Assim, e perante o contexto socioeconómico, ainda que admitindo uma perspetiva de uma evolução positiva da procura, a ERSE reforça a sua recomendação de que 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 2017. A ERSE recomenda ainda que, para esses projetos, seja imprescindível que se identifiquem quais 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 2018, ou cujo licenciamento tenha de ser obtido até 2018 para permitir a sua entrada em funcionamento até 2020, é recomendável que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015 em termos de benefícios sejam complementada com os impactos, monetizados, da sua não realização no período temporal a que corresponda a necessidade de uma tomada de Decisão Final de Investimento, permitindo assim uma análise comparativa de uma hipótese de não investimento com os projetos propostos, essencial

¹⁸ A nova linha Extremoz –Divor e o fecho do eixo 400kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões tem um montante total de investimento é de 31M€, dos quais apenas 24M€ são alocados ao reforço interno da RNT, sendo os restantes 7M€ alocados ao apoio à RND

para que o decisor veja demonstrado o mérito e a urgência dos mesmos, antes de ter de tomar uma Decisão Final de Investimento (seja ela de aprovação, adiamento ou não aprovação).

5.2.2 GESTÃO DE REATIVA

CONTEXTO DA GESTÃO DE REATIVA

Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, a mudança de paradigma registada ao longo dos últimos anos no que respeita à reativa nas redes com impacto ao nível dos perfis de tensão na RNT, dificulta o seu controlo em largos períodos de tempo, afetando a fiabilidade e a qualidade do abastecimento e da operação da rede de transporte, em especial em períodos de menor consumo, em que as linhas estão em vazio ou com uma utilização muito reduzida,

Segundo o operador da RNT, este facto é resultado, nomeadamente, de um conjunto de alterações ao nível dos requisitos regulamentares relacionados com a reativa, seja no que se refere à regulamentação da sua produção, nomeadamente no que se refere à renovável eólica, seja no que tem que ver com o consumo e respetivo tarifário. Também o crescimento da RNT, em particular no nível de tensão de 400 kV, motivado pela importância da tecnologia eólica no “mix” de produção e redução do número de geradores síncronos clássicos em operação na rede é apontado pelo operador da RNT como um fator importante.

Tal como é referido, para responder a esta realidade, o operador da RNT refere, na proposta de PDIRT-E 2015, que tem sido obrigado a recorrer a alterações topológicas da RNT, retirando temporariamente de serviço um conjunto alargado de linhas com o objetivo de conseguir controlar o perfil de tensões na RNT.

PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA GESTÃO DE REATIVA

Face a esta dificuldade, e atendendo à necessidade e vantagens para a operação da rede da utilização de reatâncias *shunt*, o operador da RNT prevê, na proposta de PDIRT-E 2015, a necessidade de instalação de reatâncias *shunt* num conjunto de subestações da RNT, de forma a continuar a garantir o cumprimento dos critérios de aceitabilidade para desvios de tensão definidos nos “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” impostos pelo respetivo Regulamento da Rede de Transporte.

Até 2018, estão previstas reatâncias *shunt* – unidades de 150 MVar - nas subestações de Pedralva, Feira e Palmela, instalações da RNT que nos estudos referidos pelo operador da RNT foram identificadas como as mais favoráveis para o controlo eficiente dos perfis de tensão.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

O tema da gestão de reativa e controlo dos perfis de tensão foi abordado no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013, tendo sido na altura referido que a proposta era 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 ERSE recomendou então que a proposta fosse revista e que incluísse 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.

Neste sentido, a proposta de PDIRT-E 2015 já inclui parte desta informação, abordando o tema das opções técnicas alternativas, e fundamentando o não recurso à opção de alteração topológica da rede, em termos qualitativos, sem no entanto quantificar e monetizar os riscos associados.

Por outro lado, a proposta é omissa em termos de alternativas que correspondam a uma diferente coordenação entre os operadores da RNT e RND, no diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de reativa entre redes e o correspondente controlo do perfil de tensão. Neste âmbito, e não colocando de parte a necessidade de pontualmente se recorrer a estes equipamentos, devendo sempre ser justificados em situações pontuais onde seja demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos, a ERSE considera que decorre do quadro legal e regulamentar a estrita necessidade de que os operadores das redes procurem coordenar entre si a operação das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede.

5.3 ANÁLISE DO VETOR DE INVESTIMENTO “APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO”

5.3.1 APOIO À RND

O vetor “Apoio à rede de Distribuição” é complementar ao vetor “Desenvolvimento Estratégico de Rede” dando igualmente resposta aos objetivos estratégicos Segurança de Abastecimento e Qualidade de Serviço, mas procurando ainda responder a questões de eficiência da operação da RNT.

Na atual proposta de PDIRT-E 2015, na ausência de necessidades de rede associadas à alimentação de consumidores ligados diretamente à rede de transporte (MAT), são propostos investimentos que incidem principalmente na alimentação das redes de distribuição em AT, que por sua vez alimentam as restantes redes e consumidores a jusante (AT, MT e BT), acomodando solicitações do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), num montante total de investimento de 133M€¹⁹ entre 2016 e 2020.

¹⁹ O montante total de investimento alocado ao reforço interno de rede é cerca de 40M€, mas uma vez que cada projeto contribui para mais do que uma finalidade e vetor de investimento, o custo total destes projetos é de 75M€

PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT PARA APOIO REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-2 resume os principais projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, classificados como apoio à RND, e que para além do reforço da alimentação à RND através da de novos eixos a 400kV e reconfiguração dos atuais, correspondem à abertura de seis novos pontos injetores (novas subestações) em Vila Nova de Famalicão, Almargem do Bispo e Alcochete e em Divor, Pegões e Ourique.

Quadro 5-2 – Principais projetos classificados como apoio à RND

Projeto	M€	Ano	Objetivo
Criação do injetor Trafaria (nova SE)	29,9	2016	Reforço da fiabilidade RNT e segurança N-1
Criação do injetor Alcochete (nova SE)	15,3	2016	Reforço da fiabilidade RNT e segurança N-1
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	7,3	2020	Aumento da flexibilidade da RNT zona Gde Lisboa
Linha 400 kV Extremoz Divor ²⁰	5,5	2016	Segurança N-1 RND, Receção de produção eólica (solar), eixo N-S interior em caso paragem Sines
Fecho eixo 400kV Falagueira-Extremoz-Divor-Pegões	7,8	2018	
Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira	4,1	2016	Aumento da flexibilidade da RNT zona Sotavento Algarvio e aumento capacidade receção renovável

Fonte: ERSE, operador da RNT

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

O reforço da alimentação à RND através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT, bem como a remodelação das atuais unidades, 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 2015 justifique cada um dos investimentos propostos com a necessidade de melhorar a flexibilidade da alimentação à RND, a informação deveria ser complementada com as devidas referência ao PDIRD-E 2014, quer em termos de quantificação de necessidades da RND, quer em termos de alocação destes benefícios à RND, de forma ao operador da RND os reconhecer aquando da próxima edição do PDIRD-E 2016. Este cruzamento entre ambos os planos de desenvolvimento e investimento em redes, deve ainda ser fundamentado por estudos e indicadores técnicos que permitam fundamentar essa efetiva necessidade de reforço e demonstrar que as opções de investimento propostas são a melhor opção.

²⁰ A nova linha Extremoz –Divor e o fecho do eixo 400kV Falagueira-Extremoz-Divor-Pegões tem um montante total de investimento é de 31M€, dos quais apenas 24M€ são alocados ao reforço interno da RNT, sendo os restantes 7M€ alocados ao apoio à RND

Assim, embora durante a consulta pública tenha sido confirmada pelo ORD a existência de trabalhos de coordenação, os méritos dos projetos em causa deverão ser confirmados na próxima edição do PDIRD-E 2016, nomeadamente em termos de assunção de benefícios para a RND decorrentes destes pontos injetores.

Já no que diz respeito ao agrupamento de projetos, incluindo os projetos do novo eixo a 400kV no Alentejo, e tendo em conta a evolução das pontas e consumos descritos na proposta de PDIRT-E 2015, bem como a baixa probabilidade de retirada de exploração da central a carvão de Sines no curto prazo, não é apresentada informação suficiente que permita quantificar quais os impactos da sua não realização nas datas previstas e do consequente adiamento da decisão para uma das próximas edições da proposta de PDIRT-E a ocorrer em 2017 ou seguintes.

5.3.2 COORDENAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RNT E O OPERADOR DA RND

Num contexto em que a proporção da capacidade de produção ligada às redes de distribuição está a crescer e emerge a tecnologia que permitirá uma participação efetiva da procura, as relações e cooperação entre o operador da RNT e o operador da RND afiguram-se como uma área fulcral para que seja possível um desenvolvimento das redes eficiente em termos económicos na perspetiva de toda a cadeia de valor.

A operação estável e segura das redes de transporte e distribuição, com adequados níveis de qualidade de serviço, requererá uma elevada coordenação entre os respetivos operadores, atendendo à diversidade de condições de exploração que surgirão no contexto acima referido. Refira-se que estas ideias estão patentes no documento de conclusões “The Future Role of DSOs”, publicado pelo CEER em julho de 2015.

Adicionalmente, observou-se no passado que o operador da RNT tem sido responsável por decisões de planeamento numa perspetiva global do SEN, designadamente associadas ao equilíbrio produção-consumo e, em grande medida, à garantia de perfis de tensão adequados nas redes.

Num cenário futuro, o potencial oferecido pela flexibilidade das cargas e pelo armazenamento de energia poderá resultar no aparecimento de sistemas locais de regulação do equilíbrio produção-consumo²¹ e da tensão da rede de distribuição, que implicará uma coordenação dos Operadores da RNT e da RND nestes temas.

Na proposta de PDIRT-E 2015 são apresentados casos de coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND, que visam uma adequação dos respetivos planos de investimentos e das condições de exploração das suas redes. Em particular, referem-se os estudos efetuados em conjunto para a melhoria da qualidade de serviço na fronteira RNT/RND (fecho de malhas) e também a recalendarização de novos

²¹ Este desenvolvimento será natural para a regulação secundária e terciária, mantendo-se a regulação primária (controlo frequência-potência) fora dos sistemas locais de equilíbrio produção-consumo.

pontos injetores, como por exemplo a antecipação da abertura da subestação de Alcochete ou o atraso da subestação de Vila Nova de Famalicão, de forma a coordenar o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição.

A ERSE salienta a importância destas práticas de coordenação entre operadores, recomendando que as mesmas sejam aprofundadas e que conduzam a uma maior e melhor fundamentação de decisões conjuntas de investimento, patentes em futuras propostas de PDIRT-E e PDIRD-E.

5.4 ANÁLISE DO VETOR DE INVESTIMENTO “VALORIZAÇÃO SOCIO AMBIENTAL E OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE”

5.4.1 PRINCIPAIS CONDICIONANTES SOCIO-AMBIENTAIS

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, a proposta de PDIRT-E 2015 destaca a avaliação ambiental dos projetos propostos, essencial para garantir que na fase de construção dos projetos não surgem 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.

A ERSE considera que a mitigação de impactes ambientais relacionados com os traçados da RNT, designadamente enterramento de linhas e alterações de traçados, devem ser sempre considerados em sede de Avaliação de Impacto Ambiental, onde se deve também ponderar a minimização dos custos de investimento nas redes elétricas a suportar pelos consumidores de energia no âmbito da aplicação das tarifas de acesso às redes.

PROJETOS DE INVESTIMENTO NA RNT RELATIVOS A CONDICIONANTES SOCIO AMBIENTAIS

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta dois grupos de projetos de investimento que são motivados por condicionantes socio ambientais, cuja programação temporal foi já ajustada face à proposta de PDIRT-E 2013, e cujo prazo de realização, entre 2020 e 2025, mantem o seu carácter previsional:

Quadro 5-3 – Principais projetos classificados como condicionantes socio-ambientais

Projeto	M€	Ano	Objetivo
Nova linha 220kV, 47km, fora da região ADV Desmontagem de 50km da rede existente	8,8	2019	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro, com recolocação de troços
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias-Prelada, 7km	11,2	2020	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto
Cabo subterrâneo Loures - Carriche, 7km	7,3	2020	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa

Fonte: ERSE, operador da RNT

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE sublinha que os projetos em questão são na sua essência exatamente os mesmos que constavam na proposta de PDIRT-E 2013, não se registando qualquer alteração à fundamentação dos mesmos, apenas uma recalendarização, para mais tarde, a qual não é contudo definitiva, podendo os mesmos ser novamente adiados. Neste sentido, a proposta de PDIRT-E 2015 refere 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 2020 e 2022, sujeita à adequada oportunidade num contexto de melhoria global do desempenho do SEN.

Em termos de otimização de corredores de linha por motivos socio ambientais, com base nos comentários recolhidos na consulta pública, a ERSE reafirma a sua posição emitida no seu parecer à proposta de PDIRT-E 2013, de que os projetos apenas deverão ser realizados precedidos dos estudos previsto no âmbito da Declaração de Impacto Ambiental (DIA) 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.

Destaque para os comentários recebidos durante a Consulta Pública, por parte de um conjunto de autarquias, que mostraram o seu desacordo face a determinados projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, nomeadamente quanto a necessidade de enterramento ou alteração de

traçados de linhas da RNT, demonstrando que é essencial assegurar um real equilíbrio entre o cumprimento das obrigações a que o concessionário da RNT está sujeito, o impacto no ordenamento do território dos desenvolvimentos do setor elétrico e a ponderação dos custos eficientes que implicam as soluções a adotar.

5.5 ANÁLISE DO VETOR DE INVESTIMENTO “GESTÃO DO FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS”

O vetor de investimento “Gestão de fim de vida útil de ativos” é complementar aos restantes vetores de investimento, em especial ao vetor “Desenvolvimento Estratégico de Rede”, dando igualmente resposta aos objetivos estratégicos Segurança de Abastecimento e Qualidade de Serviço, mas procurando ainda responder a questões de eficiência da operação da RNT.

A proposta de PDIRT-E 2015 descreve as necessidades de investimentos em remodelação de equipamentos da RNT, decorrente de análises efetuadas pelo operador da RNT aos riscos de operação de equipamentos com sinais de insuficiência funcional ou obsoletos, tendo por base a estratégia de gestão de ativos atualmente seguida pela empresa, assente numa metodologia de avaliação que se traduz por um indicador proposto pelo operador da RNT denominado Índice de Estado do Ativo (IE).

5.5.1 METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO

Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, o operador da RNT procura prever as necessidades de investimento em remodelação de ativos, através de uma análise ao estado dos principais equipamentos instalados na RNT, ponderado pelo nível de risco associado.

Para tal, o operador da RNT adotou um indicador designado “Indicador do Estado do Ativo (IE)”, calculado através da avaliação de seis critérios ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão): a) Idade; b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas; c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência; d) *Know-how* interno e externo; e) Disponibilidade de peças de reserva; f) Desempenho.

Com base no resultado do cálculo do IE, o operador da RNT ordena os ativos em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia e identificando quais os ativos mais críticos (i.e. IE mais reduzido), e como tal uma prioridade de investimento.

5.5.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

De acordo com a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015, nos próximos 5 anos cerca de 850 km de linhas deverão alcançar 30 anos de operação, enquanto nos 5 anos seguintes, isto é no

segundo quinquénio do plano, mais 800 km deverão também atingir esta idade. Num total de 6 900 km²² atualmente em exploração, cerca de 2 000 km estão já em fim de vida útil contabilística. Se, numa hipótese teórica, fossem substituídas todas as estas linhas o investimento necessário ascenderia a 300 M€, contra os 27M€ propostos.

No que respeita aos transformadores de potência, a caracterização da RNT atual mostra que mais de 30% dos autotransformadores e transformadores MAT/AT tem uma idade acima dos 25 anos, aumentando a probabilidade de necessidade de substituição em função dos estudos de fiabilidade e dos crescentes custos de manutenção. Se fosse substituído todo o equipamento de subestações, ao atingir o seu fim de vida útil contabilístico, o investimento necessário ascenderia a 500 M€ contra os 110M€ propostos.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2015, dos 133M€ previstos no plano de renovação da RNT 100M€ dizem respeito aos 3 primeiros anos do horizonte do plano, subdividido em remodelação de linhas (*uprating* ou substituição de cadeias de isoladores) e equipamento de subestações, com destaque para as remodelações integrais das subestações de Porto Alto e Carregado, com mais de 40 anos, as quais representam cerca de 25 M€. Adicionalmente, incide essencialmente em remodelações de sistemas de proteção e comando²³ (cerca de 31% do investimento total em remodelações entre 2016 e 2020) e remodelação de linhas (19%).

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

No parecer à proposta de PDIRT-E 2013 a ERSE recomendou que o operador da RNT desse 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.

A ERSE recomendou ainda que para os casos em que a fiabilidade da rede fosse colocada em causa, o operador disponibilizasse em paralelo com os indicadores, a demonstração dos benefícios resultantes do investimento proposto, para que o impacto destes investimentos seja melhor compreendido e aceite pelos consumidores.

A proposta de PDIRT-E 2015 regista uma melhoria significativa no que diz respeito à fundamentação das propostas de investimento, nomeadamente disponibilizando um conjunto de indicadores técnicos que registam melhorias em virtude da ação de modernização. Adicionalmente, é disponibilizada informação sobre a melhoria Índice de Estado do Ativo (IE). No entanto, não é apresentada informação sobre qual era

²² Comprimento dos corredores de linha.

²³ O tempo de vida útil contabilístico dos sistemas de proteção e comando é de 10 anos, enquanto para a generalidade do restante equipamento de rede, nomeadamente linhas e transformadores, é de 30 anos.

o IE antes da ação de modernização, não permitindo assim verificar qual o critério base para a tomada de decisão. Por outro lado, não é apresentada qualquer informação sobre qual a importância desse ativo na rede, através do denominado Índice de criticidade.

Assim, a ERSE recomenda que em exercícios futuros estas informações sejam disponibilizadas, de forma a tornar mais clara a fundamentação da decisão de investir na modernização desses ativos.

A proposta de PDIRT-E 2015 complementa não só a quantificação dos benefícios decorrentes da poupança com o Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil (IMEEFVU), num total de 6 M€, mas desagrega este valor por cada projeto. No entanto, não são quantificados ou monetizados os ganhos decorrentes do aumento da fiabilidade de operação da RNT, equivalentes por exemplo ao custo evitado com o custo decorrente da falha desses equipamentos.

A ERSE recomenda assim que seja melhorada a informação sobre os benefícios, monetizando não apenas o valor não pago através do IMEEFVU, mas igualmente os ganhos com a ação em termos de fiabilidade.

Finalmente, a ERSE admite 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. No entanto, a ERSE recomenda que o operador da RNT deverá centrar a reformulação da proposta de PDIRT-E 2015 nos referidos projetos de investimento cuja entrada em exploração se venha a revelar ter de, obrigatoriamente, ocorrer até 2018, permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a urgência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão.

5.6 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL – ESPANHA

A capacidade de interligação assume uma particular importância no sentido de permitir trocas internacionais, quer de carácter comercial, quer para socorro mútuo entre a rede de Portugal e do resto da Europa, em particular com a rede de Espanha.

5.6.1 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA EFEITOS COMERCIAIS

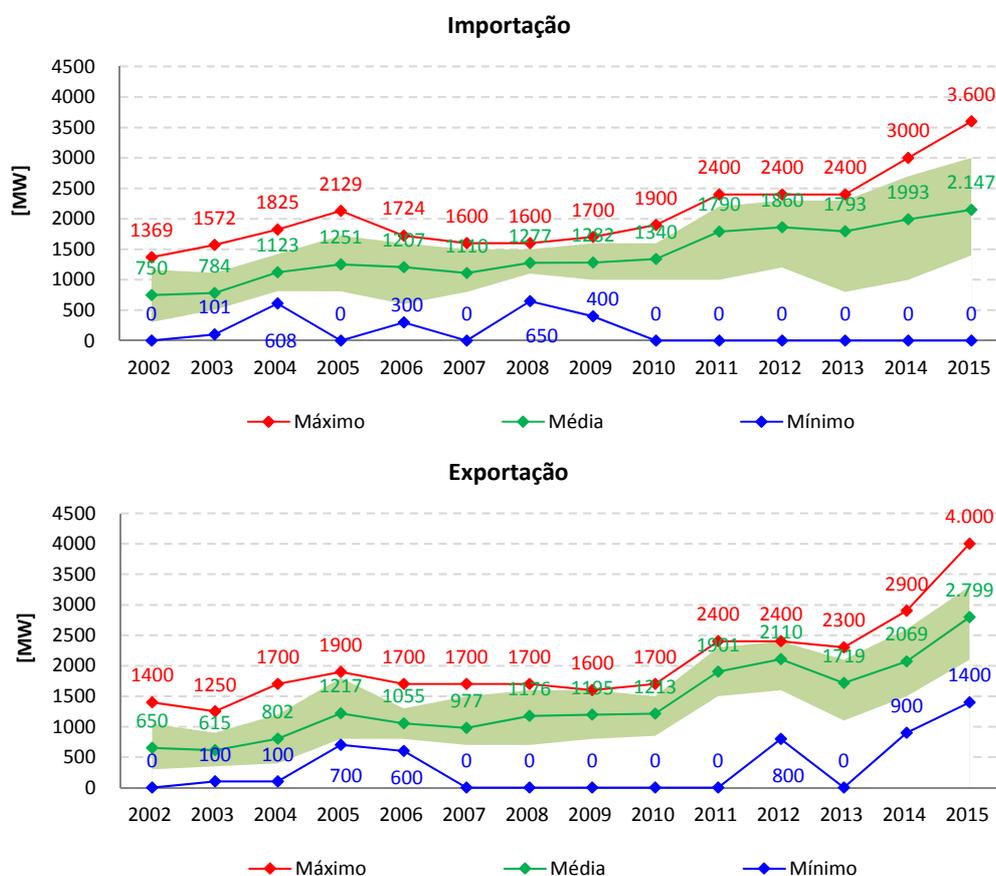
Ao longo da última década, resultado dos investimentos realizados pelos operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha, quer em termos de reforço interno de rede de transporte quer em termos de novas linhas de interligação, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL),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

Para tal contribuiu a entrada em exploração de projetos como: segundo circuito a 400 kV Alto Lindoso-Cartelle e nova linha de interligação a 400kV Alqueva-Balboa, ambos em 2004, e mais recentemente a nova linha de interligação a sul, a 400kV, Tavira-Puebla de Guzmán (2014), bem como todos os reforços

de rede registados ao longo desta década, com destaque para a reconfiguração topológica da RNT na região de Trás-os-Montes e a criação do eixo do Douro nacional.

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 2150 MW em 2015, novo máximo histórico. Este crescimento foi ainda mais acentuado no sentido exportador, cujos valores médios passaram no mesmo período de 800 MW para 2800 MW, igualmente um novo máximo histórico. Figura 5-8.

Figura 5-8 – Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMIE

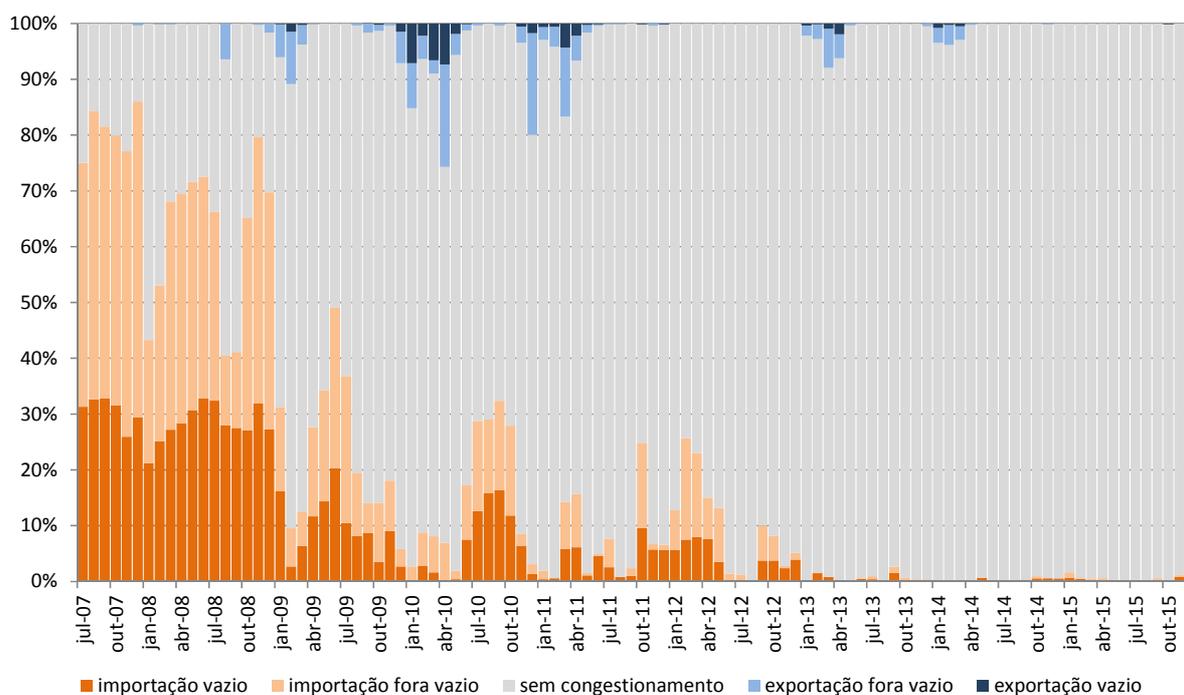
Embora o valor médio da capacidade disponível para fins comerciais tenha crescido significativamente, registaram-se valores consideravelmente inferiores com valores mínimos de capacidade nulos em algumas horas, no sentido importador, situação que já não se registou em sentido inverso. Segundo o operador 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.

5.6.2 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Em termos de utilização da capacidade de interligação, ao longo dos últimos anos, 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, para cerca de 2% no final de 2015. 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.

Entre Janeiro de 2013 e Julho 2014 contudo, e especial em períodos de maior hidraulicidade, registou-se uma inversão desta tendência de diminuição verificando-se congestionamentos na interligação em 20 a 30% do tempo, mas agora no sentido exportador, fruto de um também crescente volume de energia exportada ao longo dos últimos anos (3,2 GWh em 2014). Em 2015, a integração foi quase total.

Figura 5-9 – Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMEL

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, meta que estando mais próxima, ainda não é alcançada durante a maior parte do tempo (apenas durante algumas horas do ano).

Para concretizar esse objetivo, a proposta de PDIRT-E 2015 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 2014 (TYNDP 2014)*", cuja conclusão prevista na anterior proposta de PDIRT-E 2013 para 2016, foi agora adiada para 2018.

Em termos de projetos internos, na atual proposta de PDIRT-E 2015 são revistos os projetos de investimentos a realizar na região do Minho e Grande Porto, todos a 400kV, com a alteração do traçado do eixo a 400kV entre as novas subestações de Vila do Conde e Viana do Castelo, agora entre as subestações de Vila Nova de Famalicão e Ponte de Lima. Este eixo será articulado com o eixo entre a Subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado, a concluir até 2022.

À semelhança da proposta de PDIRT-E 2013, o operador da RNT refere a importância da tendência de crescimento da capacidade instalada de produção renovável eólica a qual, em períodos de menor consumo, constituindo uma limitação às trocas na interligação no sentido importador, por razões de segurança da rede, limitação que será resolvida em parte com a realização dos investimentos propostos pois 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.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

No parecer à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE realçou a importância da necessidade de coordenação entre os investimentos propostos para o reforço da capacidade de interligação e os desenvolvimentos a nível da interligação Espanha-França. A ERSE realçou ainda a ausência de estudos conjuntos de âmbito regional (Portugal – Espanha - França) e europeu, com vista à demonstração dos benefícios da concretização dos reforços da capacidade de interligação, sem serem ultrapassadas as limitações relacionadas com a capacidade de interligação entre a Península Ibérica e França.

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 aliás 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.

6 PLANEAMENTO

6.1 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO

O PDIRT-E é um dos dois instrumentos de planeamento da rede de transporte, consagrado na lei, a par com a Caracterização da RNT, cuja elaboração obedece a um procedimento normalizado pela lei. A elaboração do PDIRT-E deve ter por base os cenários e pressupostos previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E), bem como os padrões de segurança para planeamento da RNT previstos no Regulamento da Rede de Transporte, e ainda observar as demais disposições regulamentares, designadamente as normas dos regulamentos de Operação da Rede e da Qualidade de Serviço. Adicionalmente, na elaboração da sua proposta de PDIRT-E, o operador da RNT deve garantir, a nível nacional, a coordenação com o operador da RND e com o respetivo PDIRD, e a nível internacional, garantir a coordenação com o plano decenal à escala europeia, bem como com a rede de transporte de Espanha.

Um dos principais objetivos do exercício de planeamento deve ser a identificação de lacunas da RNT, que sejam previsíveis no curto prazo e médio prazo, nomeadamente aquelas ao nível do cumprimento dos objetivos de política energética, integração de mercados e a garantia da segurança de abastecimento e qualidade de serviço.

Para tal, e de acordo com as melhores práticas internacionais, o operador da RNT deve, basear o seu exercício de planeamento em cenários de evolução da procura e oferta, tal como previstos no documento RMSA, bem como nos pressupostos associados a indicadores como preços de combustíveis, preço CO₂, etc..

Complementarmente à adoção de um cenário de referência, o operador da RNT deve realizar análises de sensibilidade aos principais indutores de investimento, procurando antecipar eventuais alterações ao cenário base, ainda que o resultado dessas análises deva ser indicativo, necessitando de ser validado em exercícios de planeamento subsequentes (de 2 em 2 anos).

Assim, identificadas as necessidades de rede para o cenário referência e tendo em conta o resultado das análises de sensibilidade, o operador deve analisar e comparar qualitativamente e quantitativamente as diferentes alternativas possíveis e seleciona aqueles projetos de rede que melhor respondem às necessidades identificadas, e, ao mesmo tempo, garantam a melhor relação custo-benefício.

Esta comparação deve ser realizada quer quantitativamente quer qualitativamente, através da quantificação dos benefícios associados a cada projeto.

Para tal, deve ser adotado um ano de referência, normalmente coincidente com o final do período do plano ou posterior, para o qual se considera como implementados todos os projetos não concorrentes, e se determina um conjunto de parâmetros associados à operação da rede.

Com base nos resultados desses estudos, é simulada a mesma rede mas retirando um projeto de cada vez, e comparando o valor dos benefícios resultantes da aplicação da metodologia de análise custo benefício antes e depois desse projeto ser retirado. Este exercício deve depois ser realizado para todos os projetos concorrentes, selecionando aqueles que apresentem melhor relação custo benefício.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

No que diz respeito à informação constante no RMSA-E 2014 utilizada pelo operador na elaboração do PDIRT-E 2015, durante a ERSE entende que se deve ter em consideração que o exercício de planeamento é iniciado e terminado com uma diferença temporal que resulta, por vezes, num desfasamento entre os pressupostos constantes nos RMSA e os dados mais recentes aquando da consulta pública da proposta de PDIRT-E. Neste sentido, e porque este desfasamento foi objeto de comentários durante a consulta pública, a ERSE solicita ao operador que efetue análises de sensibilidade aos principais parâmetros associados à evolução da oferta e da procura, em especial com impacto no primeiro quinquénio.

Em termos de identificação de necessidades de rede, a proposta refere que são utilizadas, entre outras, ferramentas computacionais específicas de simulação desenvolvidas em parceria com entidades académicas como por exemplo no processo de cálculo para a capacidade de receção de nova produção e o modelo de avaliação da adequação da produção (modelo probabilístico de simulação de Monte Carlo), ambos desenvolvidos por equipas INESC/REN. A ERSE considera que estas parcerias são importantes, esperando que as mesmas resultem numa maior caracterização das necessidades de rede, não apenas em termos absolutos, mas igualmente desagregadas geograficamente por subestação.

Em termos de determinação dos benefícios, objeto de secção autónoma neste parecer, a ERSE reforça a necessidade de transparência não apenas quando à metodologia de cálculo e aos indicadores a quantificar, mas em termos de disponibilização dos cenários simulados para o ano de referência e as diferenças entre o ano atual e o ano de referência.

A ERSE realça a importância da disponibilização de informação sobre cada projeto de investimento através de fichas caracterização nomeadamente com a disponibilização de informação sobre as necessidades de rede a que o projeto dá resposta bem como a sua descrição, os benefícios esperados, e as alternativas associadas. Adicionalmente a atual proposta já disponibiliza informação sobre os custos associados a cada projeto.

7 VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

METODOLOGIA DE VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, as decisões de investimento e de seleção da melhor alternativa para responder às necessidades de rede identificadas são baseadas num processo denominado “Apoio à decisão multicritério/custo-benefício”, incorporando as sugestões recebidas durante o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023, e descrita no ponto 6.4 do documento de proposta.

Para tal, o operador da RNT adotou a metodologia combinada multicritério/custo-benefício aprovada pela Comissão Europeia sob proposta pela ENTSO-E, sendo a mesma utilizada no TYNDP e que permite realizar uma avaliação homogénea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. Esta metodologia é recomendada pela ENTSO-E, uma vez que não se podem monetizar todos os benefícios associados ao projetos de investimento.

Assim, a metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) já oferece ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados (tal como o benefício socioeconómico decorrente da integração de fontes de energia renovável e do reforço da capacidade de interligação, e custos evitados para o SEN).

A proposta de PDIRT-E 2015 descreve no ponto 6.4.2.3 os principais atributos a valorizar, em função do vetor de investimento em causa, sendo de destacar 1) Benefício Socioeconómico; 2) Redução das perdas de energia; 3) Integração da Produção de FER; 4) Redução das Emissões de CO₂; 5) Redução das perdas de energia; 6) Redução de Energia em Risco; 7) Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE); 8) Qualidade da Onda de Tensão; 9) Redução de carga natural em risco de interrupção; 10) Redução de carga sem recurso em risco corte; 11) Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade; 12) Redução de potência de produção em risco de corte; 13) Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco; 14) Redução de custos para o SEN.

De entre estes atributos a quantificar, a proposta apenas disponibiliza informação monetária para o Benefício Socioeconómico, decorrente de projetos que permitam uma maior integração de produção renovável, e para a redução de custos do SEN, associados aos investimentos de modernização da RNT.

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para efeitos de análise custo-benefício, a proposta de PDIRT-E refere que na definição de blocos de projetos, foram adotadas as boas práticas advogadas pela ENTSO-E, e que foram agregando os projetos quando os investimentos partilhavam a mesma área geográfica e perseguiam um objetivo em comum.

Assim, foram definidos os seguintes blocos de projetos:

- Receção de produção na região de Trás-os-Montes;
- Receção de produção na região de Seia;
- Receção de produção na região do Centro Interior;
- Reforço estratégico da RNT – Reatâncias;
- Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto;
- Reforço estratégico da RNT, na região Centro;
- Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal;
- Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve;
- Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto;
- Ligação à RND, na zona Centro;
- Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;
- Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve;
- Competitividade Nacional e União Energética;
- Gestão do Fim de Vida Útil dos Ativos⁶⁹;
- Valorização do capital natural e cultural;
- Valorização do espaço urbano da região do Porto;
- Valorização do espaço urbano da região de Lisboa.

Com base nestes blocos de projetos, agregando aqueles projetos de investimento que cumpriam os requisitos adotados pelo operador da RNT, foram determinados os benefícios associados a cada bloco e ao mesmo tempo comparados esses benefícios com os decorrentes de blocos de projetos alternativos, de forma a validar a opção tomada, resultando nos benefícios globais descritos na Figura 3.1 onde é possível verificar que o benefício global monetizado totaliza cerca de 180 M€ por ano, dos quais 174M€ são benefícios sócio económicos, distribuídos entre os vetores Desenvolvimento estratégico da RNT (139M€) e capacidade de interligação (35M€). Os restantes 6M€ são associados à Gestão de ativos em fim vida útil.

Figura 7-1 – Síntese de Benefícios e custos 2016-2025

Análise Global dos Benefícios

Benefícios	Vetores de Investimento					Total Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da RNT	Ligação à RND	Capacidade de Interligação	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Otimização Territorial	
Benefício Socioeconómico (M€/ano)	139	...	35	174
Redução de Custos para o SEN (M€/ano)	6,4	...	6,4
Manutenção ou criação de emprego externo (n)	6 955	4 058	625	2 829	2 090	16 557
Integração da Produção de FER (GWh/ano)	2 039	2 039
Perda de ER Evitada (MWh/ano)	180 000	180 000
Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	544	...	100	644
Aumento do ICP (%)	9	9
Redução de Energia em Risco (*) (MWh/ano)	441	441	882
Redução de carga natural em risco de interrupção (*) (MW)	5 538	...	5 538
Redução de carga sem recurso em risco corte (*) (MW)	2 082	...	2 082
Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (*) (MVA)	184 633	...	184 633
Redução de potência de produção em risco de corte (*) (MW)	19 557	...	19 557
Redução de ENF em risco (*) (MWh/ano)	12 083	...	12 083
Redução das perdas de energia (MWh/ano)	57 376	35 781	-3 082	90 075
Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	4	...	4
Área do espaço envolvente valorizada (km ²)	569	569
Redução da ocupação territorial de superfície (km)	50,4	50,4

(*) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

No parecer à proposta de PDIRT-E 2013, a ERSE realçou que a proposta carecia de informação clara e sistemática acerca da caracterização dos projetos de investimento, nomeadamente em termos de rubricas de custo bem como, por um lado, a necessidade à qual o projeto dava resposta e, por outro, o benefício que se espera alcançar com o referido projeto de investimento. Assim, a ERSE considerou que sem essa caracterização detalhada por projeto de investimento, a proposta de PDIRT-E 2013 não se encontrava em condições de poder merecer o seu Parecer favorável, recomendando a sua revisão.

A proposta de PDIRT-E 2015 já disponibiliza informação com vista a fundamentar as decisões tomadas sobre opções de investimento face às alternativas estudadas. No ponto 6.4 da proposta são apresentados os resultados da metodologia adotada pelo operador da RNT em termos de benefícios resultantes dessas opções. São descritos os princípios subjacentes à metodologia adotada para valorização dos projetos de investimento, através da identificação de um conjunto de atributos por vetor de investimento, os quais são valorizados em termos monetários ou em termos de grandezas físicas.

Assim, são monetizados os benefícios decorrentes dos benefícios socioeconómicos decorrentes da redução dos custos com combustíveis fósseis devido a uma maior integração de produção renovável, com redução das emissões de CO₂ e ainda ganhos decorrentes da troca com as redes interligadas com a RNT. Outros atributos como a redução de perdas, acréscimo de integração de renovável na rede, diminuição da carga natural em risco, ou redução do risco de perda de capacidade de transporte da rede ou da capacidade de ligação de produção à RNT são valorizados em termos energéticos sem qualquer indicador económico que permita a sua monetização.

Conforme foi referido no ponto 3.2, para quantificar os benefícios de cada projeto, o operador da RNT adota um ano de referência (2025) com todos os projetos incluídos, e efetua os respetivos estudos de mercado validados por estudos de rede. Retirando um projeto de cada vez, o operador compara o valor dos benefícios com e sem o projeto, assim determinando o benefício do mesmo, o qual é monetizado para os benefícios sócio económicos.

No entanto, neste processo, o operador da RNT refere que define blocos de projetos, adotando as boas práticas advogadas pela ENTSO-E, em que cada bloco de projetos integre vários investimentos complementares. Assim, na proposta de PDIRT-E 2015 apenas são quantificados os benefícios por bloco de projeto.

A ERSE recomenda que a informação disponibilizada seja complementada com a descrição da metodologia adotada pelo operador da RNT na agregação dos projetos num bloco (cluster), nomeadamente adotando as recomendações da ACER no sentido de que, para além de se agregarem projetos quando os investimentos partilham a mesma área geográfica, perseguem um objetivo em comum, e pertencem a um plano para a mesma área de rede, só se definam *clusters* de projetos se a soma dos

benefícios destes seja inferior ao benefícios do cluster agregando todos os projetos. E para tal, apenas devem fazer parte do *cluster* os projetos que representem pelo menos 20% do valor total de benefícios.

Assim, a ERSE recomenda que sejam fornecidos os dados dos benefícios de cada projeto e da percentagem dos benefícios do bloco total.

A ERSE regista a melhoria face ao exercício de planeamento do PDIRT-E 2013, nomeadamente a quantificação dos valores dos benefícios, com destaque para a monetização de alguns indicadores como os indicadores socioeconómicos (SEW). Não obstante, a ERSE considera que o exercício deve ser melhorado no sentido de promover uma maior transparência e correspondência entre os benefícios de cada projeto e os agentes que irão recolher esses benefícios.

Para tal, e em linha com as boas práticas recomendadas pela ACER, a ERSE recomenda que:

- Em termos de benefícios socioeconómicos:
 - Os benefícios socioeconómicos associados a cada projeto sejam desagregados por país, e sejam desagregados nas suas três componentes: excedente do produtor, excedente do consumidor e rendas de congestionamento.
 - Os benefícios associados à variação de perdas sejam monetizados e seja indicado qual o valor do fator multiplicador utilizado para valorizar os benefícios.
 - O ano de referência utilizado seja coerente com o mesmo utilizado no TYNDP, adotando 2020 e 2030 como anos de referência para a rede de referência (ainda que considerando a rede no horizonte final do PDIRT-E).
 - Seja disponibilizado, em anexo, os cenários de produção associados à RNT no cenário atual e em cada um dos anos de referência, para que possam ser identificadas quais as unidades geradoras que são adicionadas ou retiradas em função dos estudos de rede e de mercado, contribuindo para a redução do custo variável, com a particularidade de que atualmente grande parte do nosso parque produtor está sob o regime de CMEC.
 - Adicionalmente, seja disponibilizado quais as unidades de produção associadas à redução de energia desperdiçada através do aumento da capacidade de receção e escoamento na RNT.
 - Sejam indicados todos os indicadores de preço associado às emissões de CO₂.

- Em termos de segurança de abastecimento:

Seja monetizada a energia não fornecida e seja indicado qual o valor do fator multiplicador utilizado para valorizar os benefícios.

8 INTEGRAÇÃO DE PROJETOS DE INTERESSE COMUM

No âmbito da política energética, a Comissão Europeia desenvolveu e adotou em 2015 o Pacote para a União da Energia, no qual um dos objetivos definidos é atingir um nível mínimo de interligações elétricas de 10% em todos os Estados Membros no ano de 2020, tendo por referência a capacidade de produção instalada em cada Estado Membro. Este objetivo faz parte da estratégia para a criação de um sistema elétrico resiliente e seguro à escala europeia, que permita ultrapassar a fragmentação nacional e regional dos mercados, para se alcançar um mercado de eletricidade realmente competitivo ao nível europeu. Com as redes fortemente interligadas será igualmente possível aumentar a integração de produção de eletricidade proveniente de fontes renováveis disponíveis nas diferentes geografias da Europa, que contribuirão para alcançar os objetivos de política ambiental e de desenvolvimento sustentável, através da descarbonização do *mix* energético, bem como permitirá a redução da dependência energética da Europa.

A Comissão Europeia e o Conselho Europeu consideram que o objetivo acima referido poderá ser maioritariamente assegurado através da implementação dos Projetos de Interesse Comum (PCI), com o enquadramento legislativo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, devendo ser dada prioridade aos projetos de interligação que contribuem para o aumento deste indicador nos Estados Membros em que o mesmo se encontra abaixo de 10%.

No caso de Portugal a implementação dos PCI de eletricidade da 1.ª lista da União (que elevarão a capacidade de interligação com Espanha para 3000 MW para fins comerciais) permitirá alcançar em 2020 um nível de interligação entre 10% e 15%. Tal não acontecerá com Espanha, cujas interligações deverão representar entre 5% e 10% da capacidade instalada, mesmo após a implementação de todos os PCI da 1.ª lista relativos às interligações com França.

8.1 PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)

O Regulamento (UE) n.º 347/2013 pretende facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias, tendo para o efeito criado um quadro legal que permite a identificação das infraestruturas de eletricidade e gás natural, que contribuem para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários considerados estratégicos à escala europeia. Este regulamento tem aplicação direta em todos os Estados Membros e 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, orientações para os procedimentos de licenciamento destes projetos, que sejam mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras para a imputação de 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).²⁴

De acordo com a alínea a) do número 2 do artigo 4.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, 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 do mercado, a segurança do aprovisionamento ou a sustentabilidade.

Dos projetos incluídos na presente proposta de PDIRT, foram classificados como PCI na 1.ª lista da União, publicada através do Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, os seguintes:

- Linha de 400kV Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão e a subestação de Ponte de Lima, que juntamente com a linha de 400kV Beariz-Fontefría e a subestação de Beariz, formam o PCI n.º 2.17;
- Linha de 400kV Pedralva-Sobrado e a linha de 400kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira, respetivamente PCI n.º 2.16.1 e PCI n.º 2.16.3, que conjuntamente com a linha de 400kV entre a subestação de Pedralva e a zona de Ponte de Lima (PCI n.º 2.16.2), entretanto concluída em 2015, formam um *cluster* de PCI²⁵. Estes projetos permitem a integração e escoamento da nova produção renovável proveniente das novas centrais hidroelétricas das zonas do Cávado, Alto Tâmega e Serra da Estrela, bem como contribuem para o aumento da capacidade de interligação na fronteira Portugal-Espanha.

Nota-se que no caso do PCI n.º 2.17, além dos investimentos em território português, há que considerar os investimentos complementares em Espanha, da responsabilidade do respetivo operador da rede de transporte, pelo que a concretização deste projeto na sua plenitude necessita do comprometimento do operador da rede de transporte homólogo, bem como das entidades espanholas.

Estes projetos na rede de transporte portuguesa inserem-se num corredor prioritário para o reforço das interligações das redes elétricas no eixo norte-sul da Europa Ocidental (designado *NSI West Electricity*), o qual inclui projetos de reforço da rede interna na Alemanha, projetos de reforço das interligações deste

²⁴ Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro de 2013, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum (PCI), destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

²⁵ Alguns PCI estão agrupados em *clusters* devido à sua interdependência ou por serem projetos concorrentes/potencialmente concorrentes para um objetivo comum. No caso deste *cluster*, as linhas de 400kV que o compõem são todas necessárias para melhorar a integração de produção renovável e reforçar a interligação com Espanha, sendo os benefícios identificados na análise custo-benefício alcançados apenas no caso de todas as linhas serem construídas.

país com a Holanda, Bélgica, Áustria e Suíça, projetos de reforço da interligação entre França e Espanha e entre França e Itália, bem como projetos de reforço da rede interna de Espanha.

Na segunda lista da União, divulgada pela Comissão Europeia em novembro de 2015²⁶, os projetos acima identificados mantiveram o estatuto de projetos de interesse comum (*cluster* PCI n.º 2.16 e PCI n.º 2.17), o que confirma a sua relevância para o desenvolvimento do mercado único europeu e a expectativa de que os benefícios gerados pelos mesmos à escala europeia superem os custos que lhe estão associados.

Para além de uma prévia análise custo-benefício, nos procedimentos com vista à definição da segunda lista da União estes projetos foram sujeitos a uma avaliação pela ERSE, previsto pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013, o qual, para o projeto de reforço da interligação Portugal-Espanha, foi realizado em conjunto pelos reguladores de Portugal e Espanha (CNMC). Para este projeto em particular, estas entidades reguladoras consideraram que o nível de interligação entre os dois países é satisfatório e associaram a otimização dos benefícios por ele gerados ao desenvolvimento de projetos que reforcem a interligação entre Espanha e França, com vista a uma maior integração europeia do mercado ibérico de eletricidade. Adicionalmente, a Agência Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) emitiu também pareceres prévios às listas regionais dos projetos de eletricidade e gás natural candidatos à segunda lista de PCI²⁷, os quais beneficiaram da contribuição do regulador português no âmbito da colaboração europeia que desenvolve.

Com a obtenção do estatuto de PCI, estes projetos deverão ser analisados de forma diferente dos restantes projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2015. Em particular, importa destacar os seguintes aspetos:

- Possibilidade de imputação dos custos de investimento entre os Estados Membros em que o projeto produz um impacto líquido positivo, se existir impacto líquido negativo em algum dos Estados-Membros em que o projeto é implementado. De acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, são os promotores dos projetos com o estatuto de PCI que devem requerer às respetivas entidades reguladoras um pedido de análise do investimento com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento (*investment request*);
- Elegibilidade para a obtenção de assistência financeira da União Europeia na fase de estudos e na fase de construção, através dos programas específicos para os PCI, que poderá ser sob a forma

²⁶ 2nd PCI List <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-unveils-list-195-key-energy-infrastructure-projects>

²⁷ *Opinions ACER:*

On the draft regional lists of proposed electricity PCIs 2015

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2014-2015.pdf

On the draft regional lists of proposed gas PCIs 2015

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2015-2015.pdf

de subsídios a fundo perdido ou através de condições de financiamento preferenciais. Com o atual enquadramento legal, as candidaturas a financiamentos do CEF para a fase de obra têm como um dos seus requisitos a apresentação prévia do pedido de análise do investimento, com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento do projeto em causa.

FINANCIAMENTO PARA PCI

A atribuição de apoios comunitários sob a forma de subsídios ou de juros bonificados 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.

Na proposta de PDIRT em apreço, o operador da RNT identifica especificamente para os projetos com estatuto de PCI a possibilidade de recorrer ao CEF. Esta forma de subsídios destina-se a financiar a fase de estudos e a fase de construção dos PCI, embora no caso desta última se foque nos projetos que não são viáveis comercialmente, por terem impactes significativos em termos de aumentos das tarifas de acesso às redes. No entanto, não está definido o limite para o aumento tarifário para que se considere a inviabilidade comercial de um projeto, o que introduz alguma discricionariedade na definição deste limite. Por conseguinte, para a grande maioria dos PCI serão as receitas obtidas no mercado ou 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 torna a obtenção de fundos através do CEF numa medida praticamente de último recurso.

Com a renovação do estatuto de PCI dos projetos de linhas de 400kV acima referidos e da subestação de Ponte de Lima, através da sua inclusão na segunda lista da União, o operador da RNT alargou o horizonte temporal para obter fundos do CEF, o que permitirá a apresentação de candidaturas para a fase de construção, que beneficiarão por um lado do aumento da maturidade dos projetos, em particular do reforço da interligação com Espanha, e por outro da experiência já adquirida pelo operador da RNT nestes processos. Assim, espera-se que o operador da RNT envide todos os esforços para acautelar o cumprimento das condições previstas no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e no Regulamento (UE) n.º 1316/2013, com o intuito de maximizar as suas possibilidades de captação de fundos do CEF, cujos montantes de cobertura corresponderão ao menor dos seguintes valores:

- 50% dos custos elegíveis. No caso dos PCI que promovam um alto nível de segurança de abastecimento esta taxa poderá subir para 75%;
- Valorização das externalidades positivas associadas ao PCI, determinadas pela análise custo-benefício;

- A componente de custos que torna o PCI comercialmente inviável.

Refira-se ainda que a Comissão Europeia e o BEI lançaram em 2015 um programa designado de Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos²⁸, na forma de financiamentos com juros bonificados, que abrange o setor da energia e cujas oportunidades de financiamento poderão ser exploradas pelo operador da RNT, no papel de operador da rede de transporte. O objetivo da CE e do BEI é que este fundo atue como um catalisador para mobilizar até 315 mil milhões de euros de financiamento privado para investimentos estratégicos na Europa, através da captura e mitigação de falhas de mercado permitindo a redução de risco para os investidores.

Face ao exposto, constata-se que a obtenção de subsídição dos investimentos propostos no PDIRT-E 2015 poderá contribuir para a desoneração do SEN. No entanto, os montantes limitados disponíveis para o fundo do CEF²⁹, os critérios impostos para a sua obtenção e o facto dos projetos com estatuto de PCI representarem uma percentagem de cerca de 12% do investimento deste PDIRT-E no 1.º quinquénio, tornam o decréscimo tarifário que possa resultar da obtenção destes fundos relativamente reduzido.

Não obstante, a análise dos impactos dos investimentos previstos neste PDIRT-E nos custos suportados pelos consumidores de eletricidade portugueses, apresentadas no capítulo 9 deste parecer, tiveram em consideração as possibilidades de obtenção de financiamento através do CEF referidas neste capítulo.

²⁸ European Fund for Strategic Investments <http://www.eib.org/efsi/index.htm>

²⁹ Os montantes a fundo perdido do CEF são de 5,85 milhões de euros para o período 2014 a 2020. Segundo a Comissão (CEF infoday 2013), os investimentos necessários para todo os setores elétrico e do gás, relevantes na Europa para o horizonte 2013 a 2022, seriam superiores a 200 mil milhões de euros.

9 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

Os projetos de investimento incluídos na proposta no PDIRT-E 2015 provocarão alterações nos custos das atividades reguladas de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS), quer por via dos custos com capital, quer por via dos custos de exploração, e por conseguinte terão impactes nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores de energia elétrica. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de energia elétrica e, no caso particular das tarifas de uso da rede de transporte, das solicitações (potência) e da energia elétrica veiculada por esta rede.

Os custos de investimento incluídos na proposta de PDIRT-E 2015, num total de 1 165M€ para todo o horizonte de aplicação do plano, são apresentados com desagregação por projeto, sendo os valores das transferências para exploração indicados em base anual no 1.º quinquénio (2016-2020) e em valor médio anual no 2.º quinquénio (2021-2025). Atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o 2.º quinquénio e à maior incerteza nos valores de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos realizada pela ERSE incidiu apenas no quinquénio 2016-2020. Nota-se que, pelo facto do PDIRT ser revisto bienalmente, os projetos que caem na janela temporal do 2.º quinquénio serão seguramente analisados em momentos futuros.

Por outro lado, os custos incluídos na análise de impactos efetuada pela ERSE respeitam apenas à atividade de TEE, cujos investimentos representam 97% das transferências para exploração previstas no PDIRT-E 2015 para o 1.º quinquénio. No que respeita aos restantes 3%, imputados à atividade de GGS, o seu impacto nas tarifas de acesso às redes deverá ser diminuto, pelo que, na perspetiva tarifária, não se considerou relevante proceder a uma análise de impactes desta atividade, tal como para a TEE.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacte da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos da atividade de TEE, que serão recuperados através da tarifa de Uso da Rede de Transporte, e num segundo momento estima-se o impacte tarifário da proposta de PDIRT-E 2015, quer para as tarifas de acesso, quer para as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Foram considerados diferentes cenários de investimento, adiante convenientemente descritos, e verificou-se a sensibilidade dos impactos face a diferentes previsões de evolução do consumo de energia elétrica.

Os restantes pressupostos usados nestas simulações, descritos no ponto 9.2, respeitam ao valor inicial e às evoluções consideradas para a base de ativos regulados, para os custos de exploração e para as restantes componentes dos proveitos permitidos à atividade de TEE. Importa referir que as análises de impactes tarifários efetuadas no presente documento pela ERSE são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos do SEN, designadamente os CIEG, as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, consideram que estes custos não se alteram ao longo do período analisado.

9.1 ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNT

ENQUADRAMENTO

O operador da RNT, na proposta de PDIRT-E 2015, apresenta o impacte tarifário para o quinquénio 2016-2020 das previsões de investimento incluídas no plano, considerando apenas a alteração da base de ativos regulada e diferentes cenários da procura. As restantes componentes de proveitos mantêm-se constantes para o período em análise. O ponto de partida são os dados de Tarifas 2015, com algumas exceções como se verificará mais adiante.

De acordo com o referido na proposta de PDIRT-E 2015, as simulações de impactes efetuadas tiveram por base os seguintes pressupostos:

- Preços médios do setor elétrico e das tarifas de acesso considerando o consumo final a clientes;
- Proveitos unitários da atividade de transporte considerando os custos com CAPEX e OPEX sujeitos a eficiência e o consumo referido à emissão;
- Taxa de remuneração constante igual a 6,4% (valor de Tarifas 2015);
- Aplicação do mecanismo de custos de referência para o apuramento da base de ativos regulada a custos totais.

Foram igualmente considerados três diferentes cenários para a evolução do consumo referido à emissão, os quais tiveram como ponto de partida a previsão do operador da RNT para o ano de 2015, tendo por base os valores registados até fevereiro de 2015. A partir desse ano, foram consideradas as taxas de evolução implícitas nos cenários da procura inferior, central e superior do RMSA-E 2014. Para a obtenção do consumo final a clientes, o operador da RNT usou as taxas de perdas nas redes implícitas no cálculo tarifário de 2015.

Nos vários cenários de análise de impactos tarifários, o operador da RNT apresenta sempre uma redução de preços unitários face ao valor de 2015, sendo a variação média anual de -0,2% no cenário inferior e de -0,8% no cenário superior, quer para o preço médio de venda a clientes finais, quer para o preço médio das tarifas de acesso. No entanto, ao nível dos proveitos unitários da atividade de transporte, o operador da RNT apresenta um aumento nos proveitos unitários que varia entre +0,17cent€/kWh, no cenário inferior, e -0,01 cent€/kWh no cenário superior, o que corresponde a uma variação média anual de 0,55% e de -0,03%, respetivamente.

ANÁLISE DOS PRESSUPOSTOS SEGUIDOS PELA REN – REDE ELÉTRICA NACIONAL

Os cálculos dos impactes da presente proposta de PDIRT-E no montante de custos a recuperar pelas tarifas que foram efetuados pela ERSE não produzem resultados similares aos apresentados pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2015.

Existe, assim, um conjunto de pressupostos e de abordagens metodológicas seguidas pela REN – Rede Elétrica Nacional, que afastam o exercício de cálculo dos proveitos unitários que efetuou, dos cálculo efetuados pela ERSE.

Nos cálculos dos proveitos unitários apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, o operador da RNT teve em conta os custos de capital (CAPEX), que evoluem de acordo com os investimentos previstos no plano, e os custos de exploração (OPEX) sujeitos a aplicação de metas de eficiência, que se mantêm constantes ao longo do período em análise. No entanto, o operador da RNT não considerou o impacte da aplicação das atuais metodologias regulatórias no OPEX, designadamente a aplicação de metas de eficiência anuais e a evolução dos indutores físicos (extensão da rede e número de painéis em subestações), que dependem dos investimentos propostos neste plano.

O operador da RNT considerou o ano de 2015 como ponto de partida para a evolução das previsões, tendo mencionado que os dados considerados para esse correspondem maioritariamente aos dados de Tarifas 2015. Contudo, não é totalmente claro quais foram os dados considerados, por não terem sido apresentados valores que permitam a sua comparação com os valores publicados pela ERSE nos respetivos documentos das Tarifas para 2015. Adicionalmente, para esse mesmo ano o operador da RNT não considerou para o consumo de energia elétrica um valor facilmente identificável, referindo que se baseou numa previsão que incorpora valores observados até fevereiro de 2015, sem contudo mencionar o valor dessa previsão.

Regista-se ainda que a análise de impactes apresentada pelo operador da RNT teria beneficiado caso tivessem sido apresentados cenários hipotéticos, que balizassem a evolução dos proveitos da atividade de TEE, designadamente para situações não controláveis pelo operador da RNT, tais como o diferimento da necessidade de reforço da rede devido à não entrada em exploração de alguns centros electroprodutores nos prazos previstos neste plano ou a eventual estagnação do consumo de energia elétrica ao longo do período em análise.

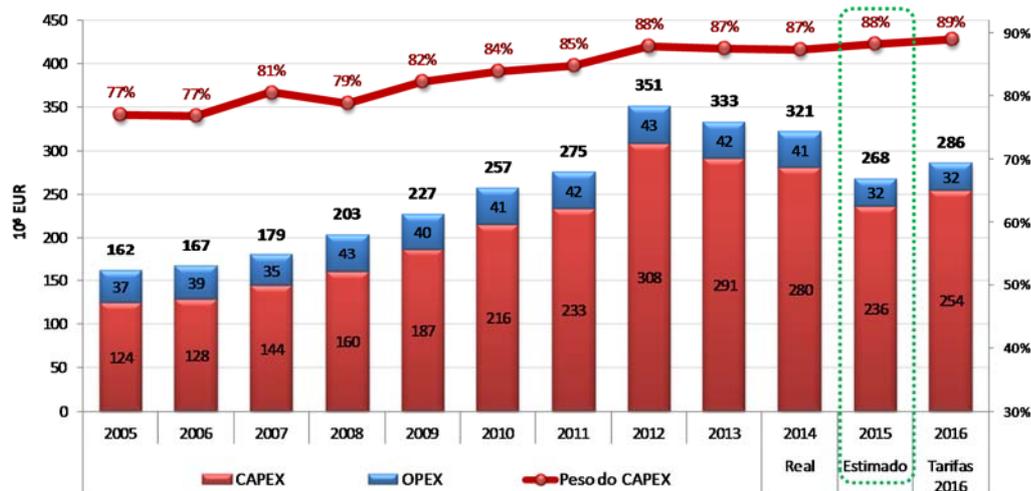
Simulações desta natureza integram as previsões da ERSE apresentadas no ponto seguinte.

9.2 IMPACTES DO PDIRT-E NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

Os proveitos associados ao custo com capital (*CAPEX - Capital Expenditures*)³⁰ têm assumido um peso bastante significativo e crescente nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, como se observa na Figura 9-1. Por outro lado, os custos de exploração (*OPEX - Operational Expenditure*) têm-se mantido relativamente estáveis, exceto na transição do período regulatório 2012-2014 para o período regulatório 2015-2017, onde ocorreu um ajustamento, para baixo, da base de custos de exploração desta atividade. O ponto de partida para as simulações dos impactes realizados pela ERSE é o nível de proveitos que se estimaram para a atividade de TEE para o ano de 2015, tendo por base os cálculos do exercício tarifário de 2016, assinalados a tracejado na figura abaixo.

Figura 9-1 – Evolução dos proveitos de CAPEX e OPEX da atividade de TEE

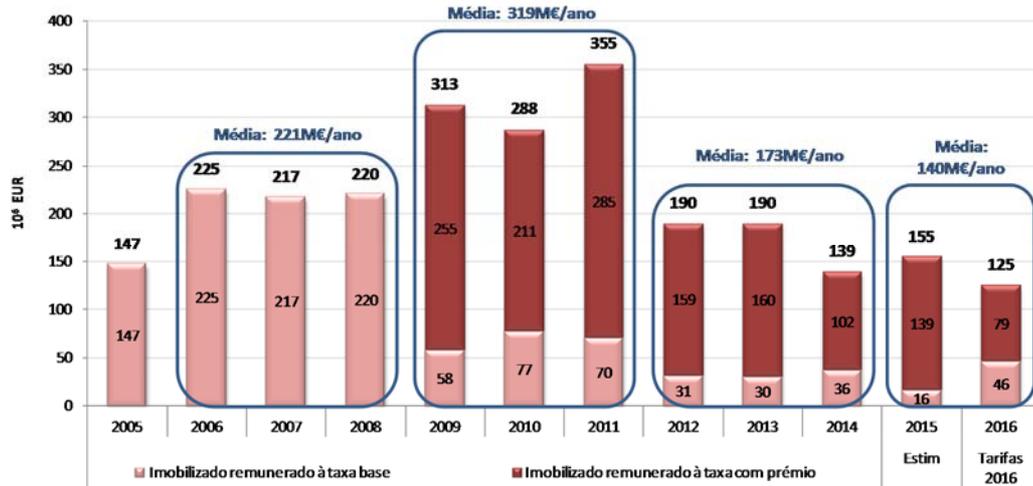


No que respeita às transferências de ativos para exploração, verifica-se na Figura 9-2 que no período regulatório 2009-2011 atingiram-se os máximos históricos, o que contribuiu significativamente para o acréscimo de CAPEX observado nesses anos. Este efeito foi amplificado nos anos seguintes devido ao aumento da taxa de remuneração por efeito da degradação das condições de financiamento da República Portuguesa e, conseqüentemente, das empresas nacionais no período de crise iniciado em 2011. A figura seguinte apresenta também a repartição dos ativos transferidos para exploração pelas taxas a que são

³⁰ Que correspondem às amortizações do ativo e à remuneração do ativo líquido: CAPEX = Ativo líquido de amortizações e participações x taxa de remuneração + amortização líquidas de participações. No gráfico da Figura 9-1 os proveitos associados ao incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil foram incluídos na componente de CAPEX.

remunerados, visto que desde 2009 é aplicado um mecanismo de custos de referência³¹, que permite que estas taxas beneficiem de um prémio, dependendo dos custos de investimentos estarem ou não em linha com custos de referência. Observa-se que a maioria do imobilizado entrado em exploração obteve uma taxa de remuneração com prémio.

Figura 9-2 – Evolução dos investimentos da atividade de TEE transferidos para exploração

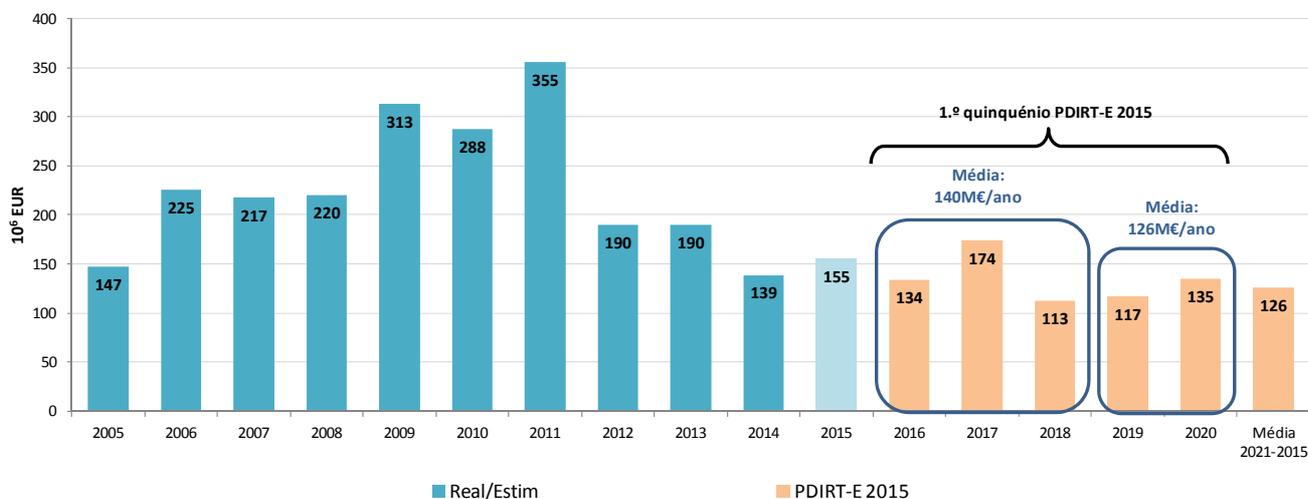


CENÁRIO BASE DE AVALIAÇÃO DE IMPACTES

Como cenário central para a avaliação dos impactes nos consumidores considerou-se que os investimentos da proposta de PDIRT-E 2015 se realizarão nas datas previstas e que a procura evoluirá de acordo com o cenário base do RMSA-E 2014. A figura seguinte apresenta a evolução das transferências para exploração da atividade de TEE (a custos totais), para o 1.º quinquénio do PDIRT-E 2015.

³¹ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, alterado pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

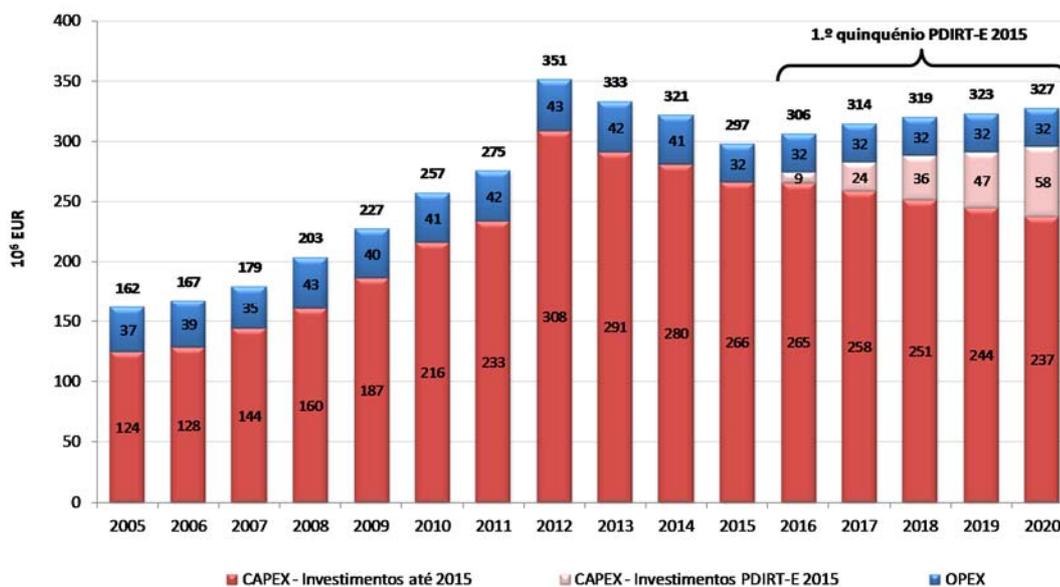
Figura 9-3 – Evolução das transferências para exploração da TEE (a custos totais) com base nos investimentos da proposta de PDIRT-E 2015



Para a realização do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE no período de 2016 a 2020, a ERSE considerou ainda um conjunto de pressupostos, que se encontram no Anexo I.

A aplicação destes pressupostos permitiu projetar a evolução dos proveitos da atividade de TEE no período 2016 a 2020, apresentada na Figura 9-4.

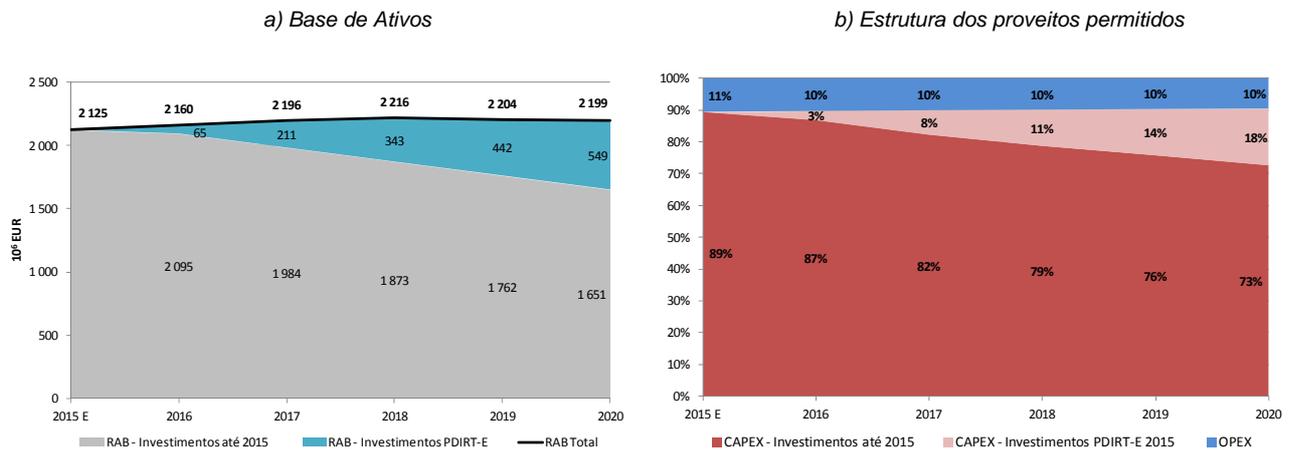
Figura 9-4 – Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE no cenário base de avaliação de impactes



Nota-se que a diferença observada no valor de CAPEX do ano 2015, entre a figura anterior (266M€) e a Figura 9-1 (236M€), corresponde ao ajustamento t-1 do CAPEX realizado nas tarifas 2016, no valor de 29,4M€ a devolver pela empresa, o qual não foi considerado na Figura 9-4, de modo a que o cálculo dos proveitos permitidos no ano inicial das simulações seja coerente com o cálculo das respetivas previsões, visto estas não incluírem ajustamentos.

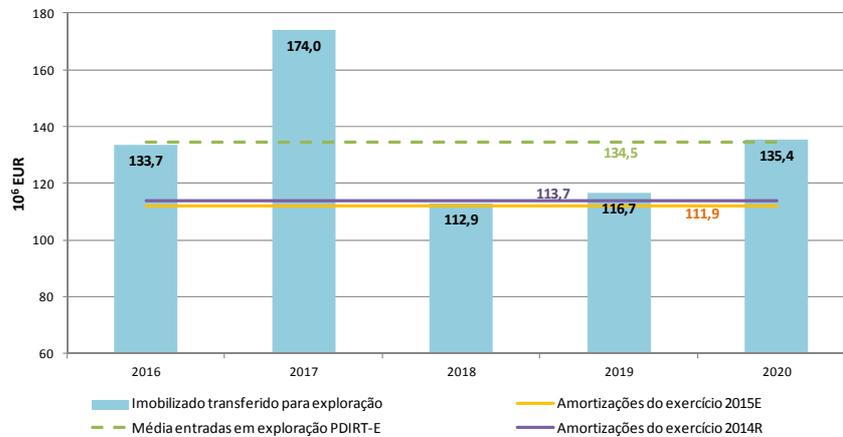
O efeito das transferências para exploração dos investimentos do PDIRT-E na base de ativos regulados e na estrutura dos proveitos permitidos da atividade de TEE é apresentado na figura seguinte. Ao nível dos impactos na estrutura de proveitos verifica-se que o peso do CAPEX correspondente aos investimentos propostos no PDIRT-E 2015 representará cerca de 18% do total dos proveitos que se projetam para esta atividade no ano de 2020.

Figura 9-5 – Efeito dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2015 na base de ativos regulada e nos proveitos perspetivados para a atividade de TEE



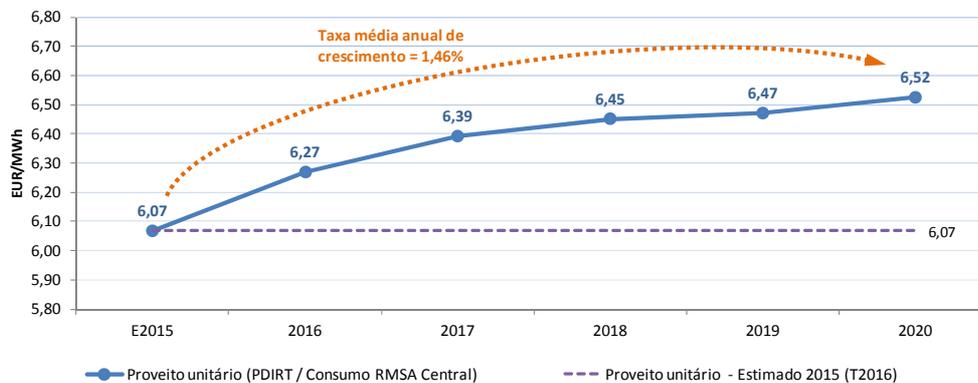
Para ter uma perceção do nível médio do investimento proposto no PDIRT-E em relação ao valor dos ativos atualmente em exploração na atividade de TEE, procedeu-se à comparação das transferências para exploração no 1.º quinquénio do PDIRT-E e do seu valor médio, com as amortizações do exercício líquidas de participações. A figura seguinte ilustra a comparação efetuada, permitindo concluir que o valor médio do investimento transferido para exploração se situa acima do nível para reposição do ativo amortizado anualmente, tendo em conta os dados reais de 2014 e os dados estimados para 2015.

Figura 9-6 – Comparação do imobilizado transferido para exploração com as amortizações do exercício



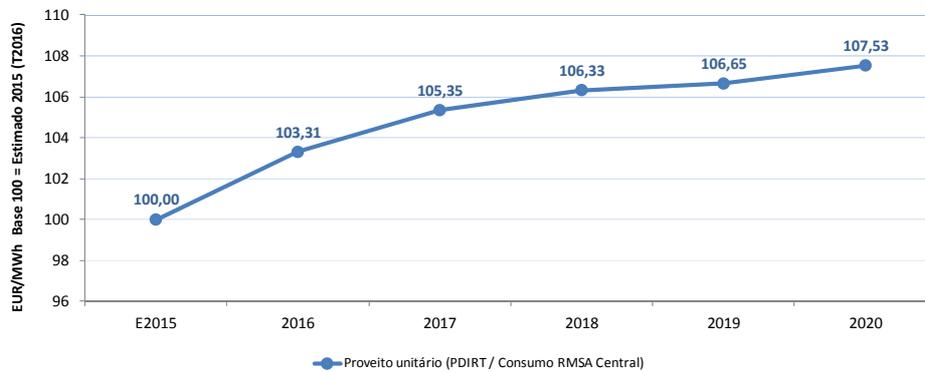
Neste cenário base de avaliação de impactes, considerou-se que o consumo de energia elétrica evolui de acordo com o cenário central do RMSA-E 2014, o que corresponde também ao pressuposto considerado na proposta de PDIRT-E 2015. A Figura 9-7 apresenta a evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE, considerando os pressupostos mencionados.

Figura 9-7 – Evolução do proveito unitário da atividade de TEE no cenário base de avaliação de impactes



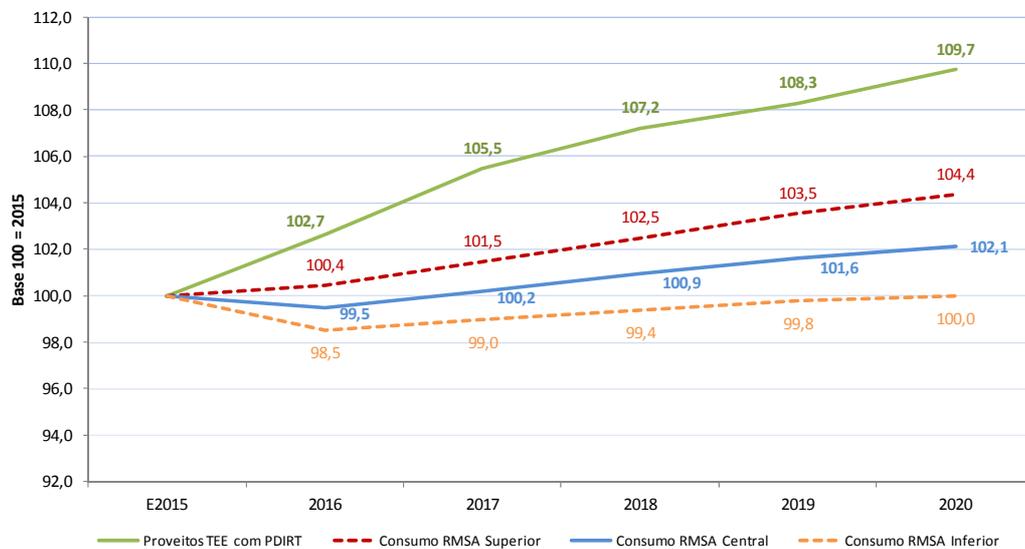
Verifica-se que, partindo do proveito unitário estimado para 2015 nas tarifas de 2016, se prevê um crescimento médio anual de 1,46% no proveito unitário da atividade de TEE. A Figura 9-8 apresenta a mesma análise em base 100, tendo como referencial o proveito permitido unitário da atividade de TEE estimado para o ano de 2015 calculado nas tarifas de 2016, permitindo concluir que até 2020 deverá ocorrer um acréscimo acumulado de 7,5% no proveito unitário relativamente ao estimado para 2015 nas tarifas de 2016.

Figura 9-8 – Evolução do proveito unitário da atividade de TEE no cenário central de avaliação de impactes (Base 100=Estimado 2015 em T2016)



Esta evolução crescente do proveito unitário justifica-se pelo facto do nível de proveitos da atividade de TEE ter uma taxa de crescimento superior à do consumo, como se ilustra na figura seguinte.

Figura 9-9 – Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE (Base 100= Estimado 2015 em T2016) e do consumo (Base 100=2015 Cenários RMSA-E 2014)

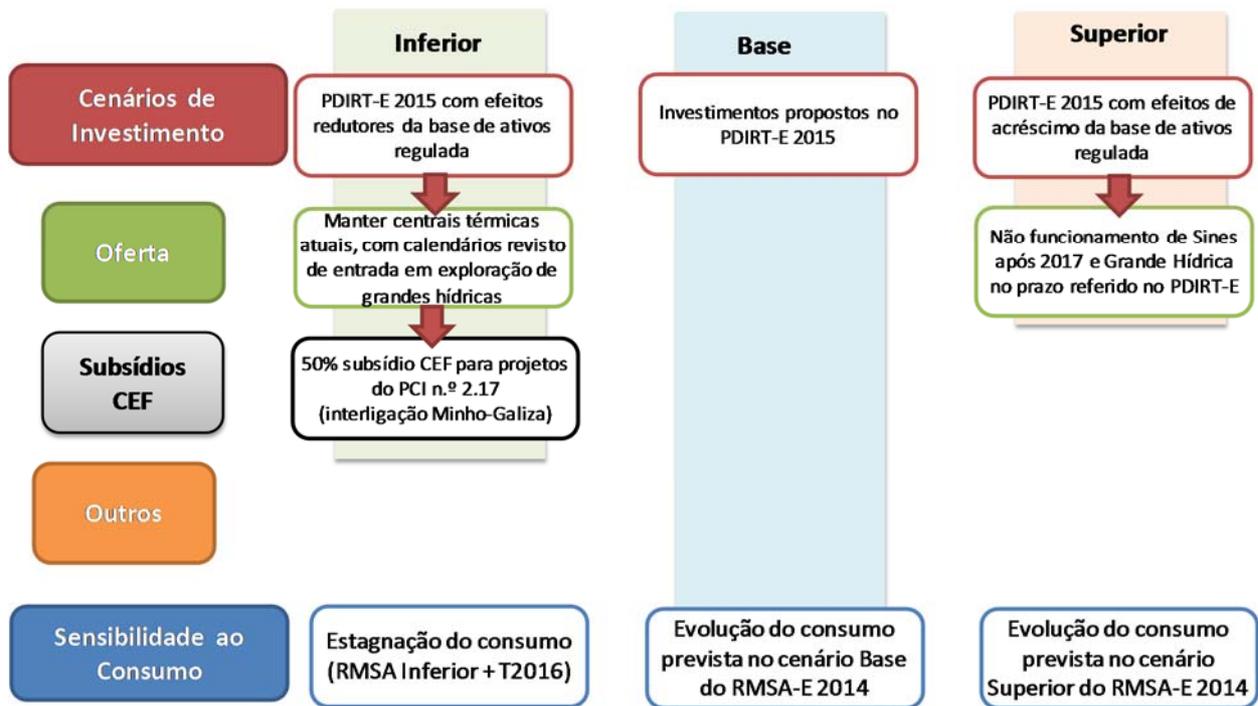


PRESSUPOSTOS E CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Para que a análise de impactes dos investimentos propostos no PDIRT-E 2015 abranja um espectro mais alargado de possibilidades de evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE, a ERSE utilizou três cenários de investimento, dependentes de alterações na calendarização dos projetos propostos no PDIRT, bem como da eventual obtenção de subsídios ao investimento para os projetos com estatuto de PCI. Deste

modo, a evolução temporal do imobilizado da atividade de TEE remunerado é alterada e, atendendo à atual metodologia de regulação, também os respetivos proveitos permitidos. Adicionalmente, para cada um destes cenários foi ainda testada a sensibilidade do proveito unitário à evolução do consumo de energia elétrica. A figura seguinte ilustra, esquematicamente, os cenários considerados.

Figura 9-10 – Cenários considerados para avaliar os impactos dos investimentos do PDIRT-E 2015



A ERSE releva ainda a elevada sensibilidade dos proveitos da atividade de TEE à taxa de remuneração dos ativos, importando notar que as simulações constantes neste parecer foram efetuadas com a taxa de remuneração usada no cálculo tarifário de 2016 (5,99%) que é mais baixa do que a ocorrida no passado.

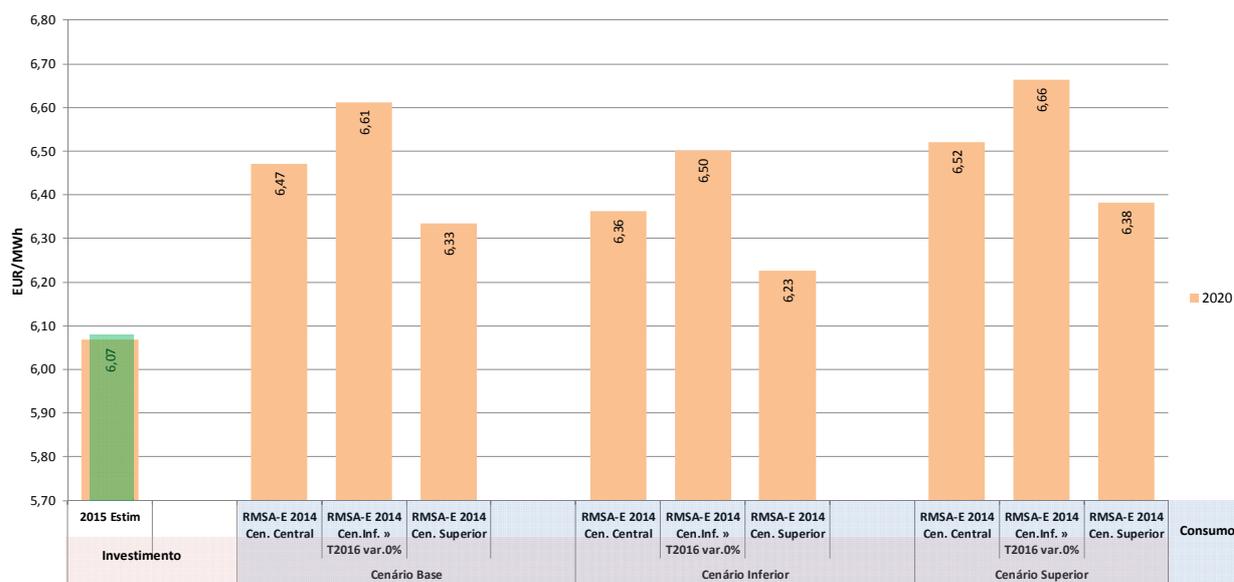
O Quadro 9-1 e a Figura 9-11 resumem os valores dos proveitos unitários da atividade de TEE para 2020, tendo em conta os diferentes cenários de investimento e as análises de sensibilidade ao consumo mencionadas.

Quadro 9-1 – Resumo dos proveitos unitários da atividade de TEE em 2020 para os diferentes cenários

Investimento	Consumo	2015 Estim	2020		
		Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual de crescimento	Varição acumulada 2015E - 2020
Cenário Base	RMSA-E 2014 Cen. Central	6,07	6,47	1,30%	6,65%
	RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%	6,07	6,61	1,73%	8,97%
	RMSA-E 2014 Cen. Superior	6,07	6,33	0,86%	4,38%
Cenário Inferior	RMSA-E 2014 Cen. Central	6,07	6,36	0,95%	4,85%
	RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%	6,07	6,50	1,39%	7,13%
	RMSA-E 2014 Cen. Superior	6,07	6,23	0,52%	2,62%
Cenário Superior	RMSA-E 2014 Cen. Central	6,07	6,52	1,45%	7,47%
	RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%	6,07	6,66	1,89%	9,81%
	RMSA-E 2014 Cen. Superior	6,07	6,38	1,02%	5,18%

Nota: O proveito unitário estimado para 2015 apresentado neste quadro, foi obtido através dos proveitos permitidos estimados para a atividade de TEE determinada para o ano de 2015 no cálculo tarifário de 2016, mas exclui o efeito do ajustamento t-1 do CAPEX.

Figura 9-11 – Proveitos unitários da atividade de TEE em 2020 para os diferentes cenários



9.3 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NO PDIRT-E 2015 (ANO 2020)

Neste ponto procede-se à avaliação do impacto tarifário associado aos vários cenários de investimentos e evolução da procura anteriormente apresentados e no quadro da atividade de transporte de energia elétrica.

São analisados nove cenários diferentes de avaliação de impactes tarifários na atividade de transporte de energia elétrica, com base em várias alternativas consideradas. As simulações de análise de impactes nas

tarifas da atividade de transporte incidiram principalmente na evolução do nível da procura e do nível de investimentos. Foram considerados três cenários de procura, a saber: (i) evolução da procura do cenário inferior do RMSA-E 2014; (ii) evolução da procura do cenário central previsto no RMSA-E 2014; (iii) evolução da procura do cenário superior do RMSA-E 2014. No que respeita ao nível dos investimentos na RNT-E foram considerados, entre outros, três cenários de investimento, a saber: (i) “Base” - investimentos considerados na proposta de PDIRT-E 2015 concretizados de acordo com as datas apresentadas; (ii) “Inferior” - assume-se o adiamento por um período de 2 anos dos projetos de linhas associados à ligação das centrais hídricas de Fridão e Girabolhos, que se considera um calendário mais realista, e o financiamento comunitário no valor de 50% dos projetos com estatuto de PCI previstos na atual proposta de PDIRT-E; (iii) “Superior” - antecipação para 2017 dos investimentos nas linhas do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, nas linhas do eixo Rio Maior-Carvoeira-Almargem do Bispo-Fanhões e no reforço do eixo a 400 kV Lavos-Rio Maior, ambas as situações justificadas, por parte do operador da RNT, pela eventual retirada de exploração da central termoelétrica a carvão de Sines.

O Quadro 9-2 apresenta os impactes tarifários entre 2020 e 2015 em valores percentuais da proposta de PDIRT-E 2015 para os 9 cenários identificados de evolução da procura e de evolução dos investimentos.

Quadro 9-2 – Impactes Tarifários 2020/2015 (%) da proposta de PDIRT-E 2015 para diversos cenários de procura (RMSA Inferior, RMSA Central e RMSA Superior) e de investimentos (Base, Inferior e Superior)

Cenário de Investimento PDIRT-E 2015 / Cenário Procura RMSA Inferior

Tarifas	Base	Inferior	Superior
Uso Rede Transporte	5,8%	3,9%	6,7%
Acesso às Redes	0,4%	0,3%	0,5%
MAT	1,4%	0,9%	1,6%
AT	1,1%	0,7%	1,3%
MT	0,6%	0,4%	0,7%
BT	0,3%	0,2%	0,3%
BTN	0,3%	0,2%	0,3%
Preços Finais	0,2%	0,2%	0,3%
MAT	0,4%	0,3%	0,5%
AT	0,4%	0,3%	0,5%
MT	0,3%	0,2%	0,4%
BT	0,2%	0,1%	0,2%
BTN	0,2%	0,1%	0,2%

Cenário de Investimento PDIRT-E 2015 / Cenário Procura RMSA Central

Tarifas	Base	Inferior	Superior
Uso Rede Transporte	4,5%	2,6%	5,3%
Acesso às Redes	0,3%	0,2%	0,4%
MAT	1,0%	0,6%	1,2%
AT	0,9%	0,5%	1,0%
MT	0,5%	0,3%	0,6%
BT	0,2%	0,1%	0,3%
BTN	0,2%	0,1%	0,3%
Preços Finais	0,2%	0,1%	0,2%
MAT	0,3%	0,2%	0,4%
AT	0,3%	0,2%	0,4%
MT	0,2%	0,1%	0,3%
BT	0,1%	0,1%	0,2%
BTN	0,1%	0,1%	0,2%

Cenário de Investimento PDIRT-E 2015 / Cenário Procura RMSA Superior

Tarifas	Base	Inferior	Superior
Uso Rede Transporte	3,1%	1,2%	4,0%
Acesso às Redes	0,2%	0,1%	0,3%
MAT	0,7%	0,3%	0,9%
AT	0,6%	0,2%	0,8%
MT	0,3%	0,1%	0,4%
BT	0,2%	0,1%	0,2%
BTN	0,2%	0,1%	0,2%
Preços Finais	0,1%	0,1%	0,2%
MAT	0,2%	0,1%	0,3%
AT	0,2%	0,1%	0,3%
MT	0,2%	0,1%	0,2%
BT	0,1%	0,0%	0,1%
BTN	0,1%	0,0%	0,1%

Analisando os resultados verifica-se que os cenários com maior nível de investimentos – cenários base e inferior – resultam em impactes relevantes entre 2020 e 2015, ao nível do Uso da Rede de Transporte.

Esta tendência é menos significativa para o cenário com menor nível de investimento – adiamento por um período de 2 anos dos projetos de ligação às novas centrais hídricas e financiamento em 50% com subsídios comunitários dos projetos classificados como PCIs.

Relativamente ao Acesso às Redes e aos Preços Finais, observam-se conclusões semelhantes, particularmente ao nível dos clientes em muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT), diminuindo a materialidade dos referidos impactes para os restantes níveis de tensão.

Observando os mesmos cenários de investimento para diferentes cenários de procura, verifica-se que o cenário RMSA inferior, baseado numa visão não expansionista da procura, apresenta maiores impactes entre 2020 e 2015. A consideração de cenários de procura crescente – central e superior – resulta por seu lado em menores impactes tarifários.

ANEXO I – SIMULAÇÕES DE IMPACTES DOS INVESTIMENTOS DO PDIRT-E 2015 NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TEE

No presente anexo apresenta-se informação mais detalhada das simulações de impactes dos custos de investimento propostos no PDIRT-E 2015 nos consumidores de eletricidade, tendo em conta um conjunto de pressupostos, cenários e análises de sensibilidade definidos pela ERSE. Estas simulações visam abranger um conjunto mais alargado de possibilidades para a evolução de algumas das principais condicionantes dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica e das tarifas de uso da rede de transporte.

Quadro I - 1 – Resumo dos cenários de avaliação de impactes do PDIRT-E 2015

	Investimentos	Subsídios	Sensibilidade ao Consumo
Cenário Base	Transferências para exploração previstas no PDIRT-E 2015	Sem subsídios	RMSA-E 2014 Cen. Central
			RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%
			RMSA-E 2014 Cen. Superior
Cenário Inferior	PDIRT-E 2015, com revisão de entrada em exploração de 2 anos nas centrais hidroelétricas do PNBEPH	50% subsídio CEF para os projetos classificados com estatuto PCI (2.ª lista da União)	RMSA-E 2014 Cen. Central
			RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%
			RMSA-E 2014 Cen. Superior
Cenário Superior	PDIRT-E 2015, com paragem da central termoelétrica a carvão de Sines em 2017	Sem subsídios	RMSA-E 2014 Cen. Central
			RMSA-E 2014 Cen.Inf. » T2016 var.0%
			RMSA-E 2014 Cen. Superior

I. CENÁRIO BASE

Para a realização das simulações de impactes, os principais pressupostos considerados para o cenário central encontram-se elencados de seguida:

- As bases de ativos regulados a custos de referência (RAB_{Cref}) e a custos reais (RAB_{Creal}), bem como as respetivas amortizações acumuladas, referentes ao ano de 2015 são os valores do cálculo tarifário do ano 2016;
- Os investimentos transferidos para exploração propostos no PDIRT-E 2015 são incluídos na RAB_{Cref} e na RAB_{Creal} atendendo à repartição média verificada. Esta repartição é de aproximadamente 81% para a RAB_{Cref} e 19% para a RAB_{Creal} . Considerou-se que as transferências para exploração do PDIRT-E entre 2016 e 2020 já estão líquidas das participações;
- Taxa de remuneração do ativo líquido constante e igual a 5,99% (valor considerado nas tarifas de 2016), com prémio de 0,75 pontos percentuais para os ativos valorizados a custos de referência;
- Taxa média de amortização de 3,4% (média de 2013 a 2015) para a RAB_{Cref} e 2,5% para a RAB_{Creal} (estimativa de 2015);

- Para obtenção do RAB aceite a custos totais aplicaram-se sobre os valores do investimento transferido para exploração a custos diretos externos:
 - Taxa de encargos financeiros - constante e igual a 4,20% (previsão do operador da RNT para 2015 e 2016 no cálculo tarifário de 2016);
 - Taxa de encargos de estrutura e gestão - determinada pela expressão estabelecida pelo mecanismo de custos de referência, na redação da Diretiva n.º 3/2015, com fator de eficiência de 2,0% até 2020;
- Os custos de exploração (OPEX) evoluem a partir do valor de 2015, estimado nas tarifas de 2016, e considerando a eficiência fixada nos parâmetros para o período regulatório 2015-2017 (1,5%), a evolução do IPIB prevista no Quadro 3-1 e a evolução dos indutores (extensão de rede e número de painéis) correspondente à implementação do PDIRT-E 2015;
- As restantes componentes dos proveitos permitidos da atividade de TEE foram consideradas constantes e iguais aos valores calculadas nas tarifas de 2016, exceto os ajustamentos que foram neutralizados para efeitos destas simulações;

No Quadro I - 2 resumem-se estes pressupostos.

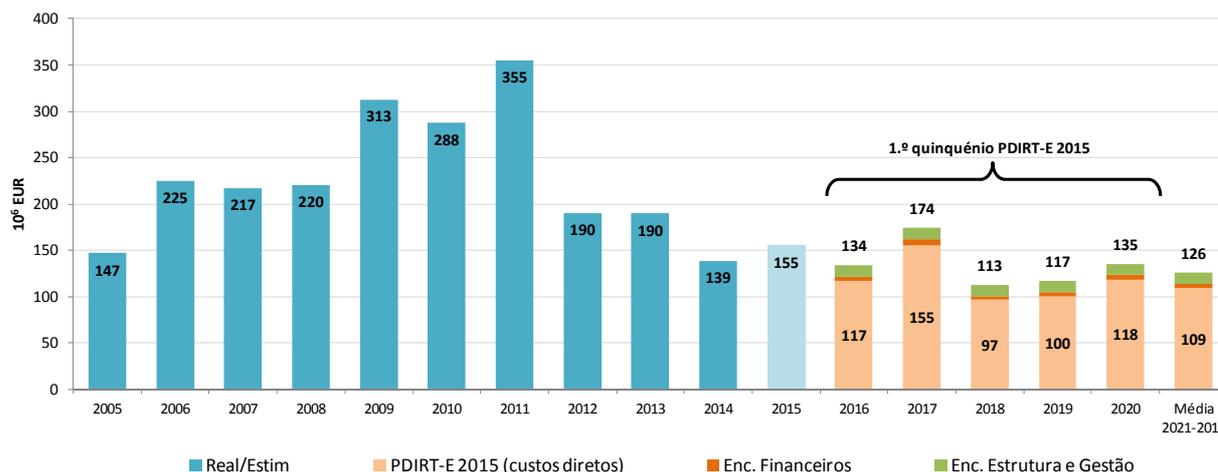
Quadro I - 2 - Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de TEE

Base de ativos (RAB)	Valor de referência para as bases de ativos reguladas e amortizações acumuladas são os valores estimados para 2015 no cálculo tarifário de 2016 (com diferenciação entre RAB remunerado à taxa com prémio e RAB remunerado à taxa base)
% ativo transferido para exploração com remuneração à taxa com prémio	81%, correspondente à média de 2009 a E2015 (T2016) das % de ativo remunerado à taxa com prémio
Amortizações e participações	Taxas de amortização com diferenciação entre RAB remunerado à taxa com prémio e RAB remunerado à taxa base (media 2013-2015 para RAB com prémio e taxa relativa à melhor estimativa de 2015 para RAB real). Considera-se amortização da participação estimada para 2015 (dados de T2016) constante para o período 2016 a 2020.
Taxa remuneração ativos	Taxa de remuneração de ativos a custos reais: 5,99% (valor de tarifas 2016) Prémio para os ativos valorizados a custos de referência: 0,75pp
Custos operacionais	Determinados através atual formulação de proveitos com componente fixa e indutores de custos (evolução de nº de painéis e kms de linhas) sujeitos a eficiência (1,5%). A evolução do IPIB foi a apresentada no contexto macroeconómico e a evolução dos indutores é a resultante da implementação do PDIRT
Incentivo MEEFVU	Constante e igual ao valor de T2016 (20M€). Nos gráficos está incluído no CAPEX.
Ajustamentos	Ajustamentos t-1 do CAPEX e restantes ajustamentos t-2 não foram considerados
Outros	Restantes rúbricas de proveitos constantes no período 2016-2020 e iguais aos valores de T2016

Importa ainda assinalar que neste exercício de cálculo de impactos entre 2016 e 2020, foram consideradas as transferências para exploração da atividade de TEE em 2016 previstas no PDIRT-E 2015 (cerca de 134M€ a custos totais) e não as previstas no cálculo tarifário de 2016 (cerca de 125M€ a custos totais). A figura seguinte ilustra a evolução das transferências para exploração consideradas no cenário central de avaliação de impactes, incluindo o efeito dos encargos de estrutura e gestão e dos encargos financeiros,

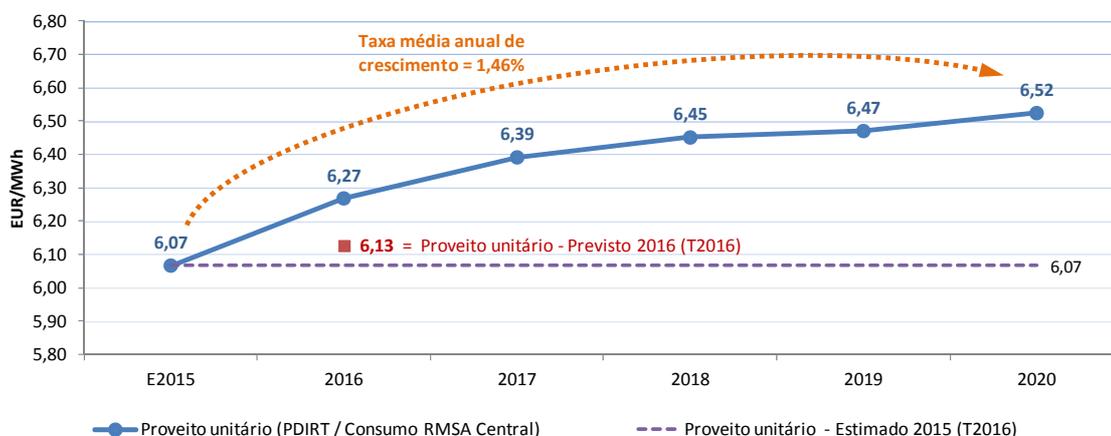
que, para efeitos de determinação da base de ativos regulada, acrescem aos valores das transferências para exploração a custo direto indicadas no PDIRT.

Figura I - 1 – Evolução das transferências para exploração da TEE com realização dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2015



Neste cenário base de avaliação de impactes, considerou-se que o consumo de energia elétrica evolui de acordo com o cenário central do RMSA-E 2014 (adiante designado Cenário 1), o que corresponde também ao considerado na proposta de PDIRT-E 2015. A Figura I - 2 apresenta o nível de proveitos unitários da atividade de TEE, considerando os pressupostos mencionados. Verifica-se que, partindo do proveito unitário estimado para 2015 nas tarifas de 2016, no final do período em análise, o proveito unitário é superior em cerca de 0,46€/MWh, correspondendo a um crescimento médio anual de 1,46%.

Figura I - 2 – Cenário Base - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE



Nesta figura mostra-se ainda que o proveito unitário da atividade de TEE no ano de 2016 implícito no cálculo tarifário de 2016 (6,13 €/MWh), é inferior ao resultante do PDIRT. Nota-se que, à semelhança do

pressuposto usados nas simulações de impactes realizadas neste parecer, no cálculo deste valor também foram excluídas as rubricas de ajustamentos repercutidos nos proveitos de 2016. A diferença observada justifica-se devido a dois efeitos: i) à previsão de investimento transferido para exploração que foi incluída nas tarifas de 2016 ser ligeiramente inferior ao previsto no PDIRT para 2016 e ii) ao maior consumo previsto nas tarifas de 2016, comparativamente com o cenário central do RMSA-E para o mesmo ano.

II. CENÁRIOS DE INVESTIMENTO E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE AO CONSUMO

As incertezas associadas a um exercício de planeamento da natureza do PDIRT aconselham à criação de diferentes cenários e à realização de análises de sensibilidade com as variáveis mais sensíveis, de modo a caracterizar diferentes trajetórias para os impactes que os consumidores poderão sofrer com a implementação deste plano.

Os cenários de investimento considerados refletem alterações na calendarização de alguns projetos propostos no PDIRT e na alteração dos custos de investimento a transferir para os consumidores, por via da obtenção de subsídios. Por outro lado, tendo em conta a relevância do consumo de energia elétrica para o nível do proveito unitário da atividade de TEE, apresenta-se a análise de sensibilidade à sua variação.

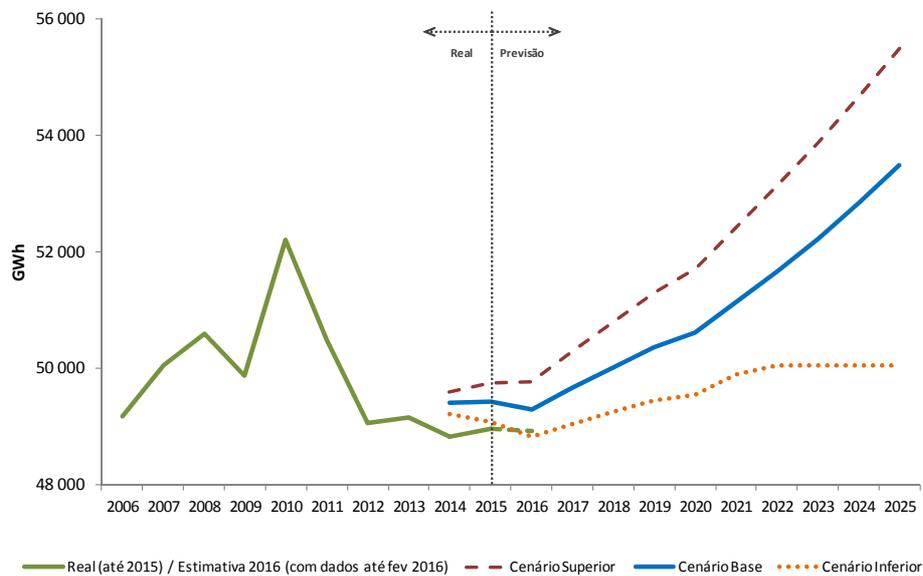
CONSUMO

Para testar a sensibilidade dos impactes nos proveitos unitários ao nível de procura de energia elétrica, simularam-se duas evoluções alternativas do consumo face à evolução considerada no cenário base de avaliação de impactes:

- Cenário Superior – que corresponde ao cenário superior do RMSA-E 2014;
- Cenário Inferior – que corresponde ao cenário inferior do RMSA-E 2014, com estagnação no valor previsto no cálculo tarifário de 2016 (50,5TWh).

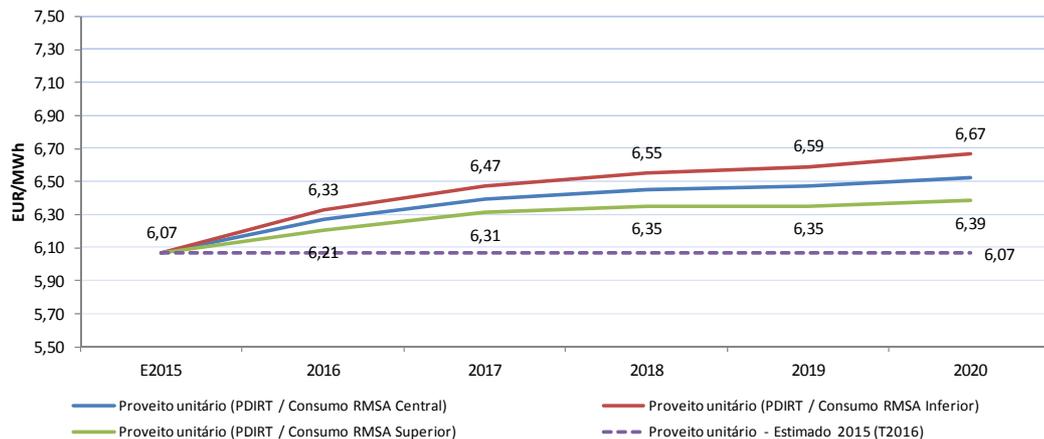
A Figura I - 3 apresenta esquematicamente as três evoluções do consumo consideradas para a análise de sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de TEE.

Figura I - 3 – Cenários de evolução do consumo de energia elétrica considerados na análise de impactos



Para o cenário base de investimentos, a figura seguinte apresenta a sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de TEE em relação à evolução do consumo.

Figura I - 4 – Cenário Base - Sensibilidade à evolução do consumo dos proveitos unitários da atividade de TEE



CENÁRIOS DE INVESTIMENTO

Conforme anteriormente referido, o cenário base de análise de impactos contempla a transferência para exploração dos custos de investimentos do PDIRT-E 2015 nas datas nele previstas. Para avaliar os limites inferior e superior de possíveis impactos nos proveitos unitários da atividade de TEE no período de 2016

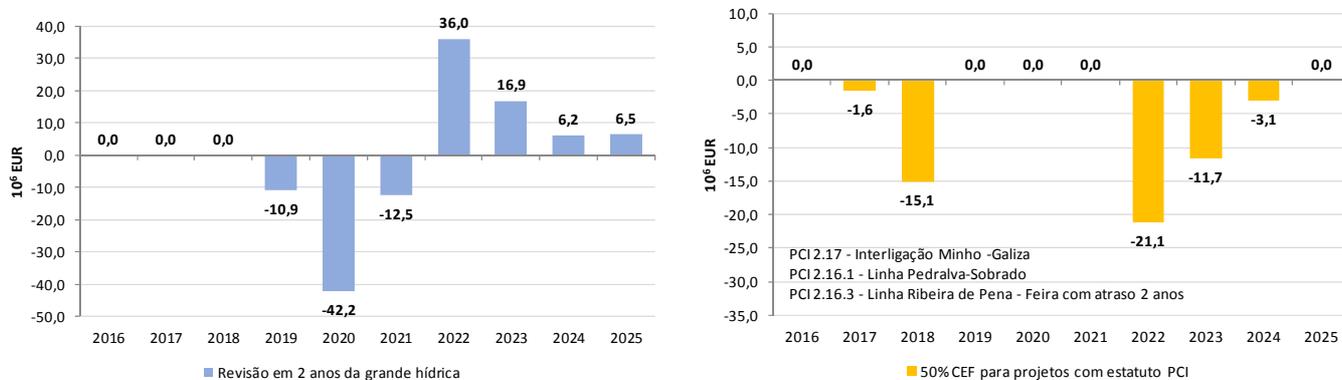
a 2020, considerou-se, respetivamente, um cenário que agrega efeitos suscetíveis de reduzir os custos a transferir para os consumidores no período em causa e um cenário em que estes custos aumentam.

Estas análises procuram avaliar quais são os impactes de um conjunto de fatores não totalmente controláveis pelo operador da RNT nos custos ou nas datas de entrada em exploração dos investimentos considerados na presente proposta de PDIRT-E.

No cenário inferior, assume-se que os projetos de linhas associados à ligação das centrais hídricas de Fridão e Girabolhos são revistos em 2 anos. Simultaneamente, considera-se a hipótese de todos os projetos com estatuto de PCI obterem subsídios do CEF para a fase de construção, no valor de 50% dos custos de investimento destes projetos indicados no PDIRT.

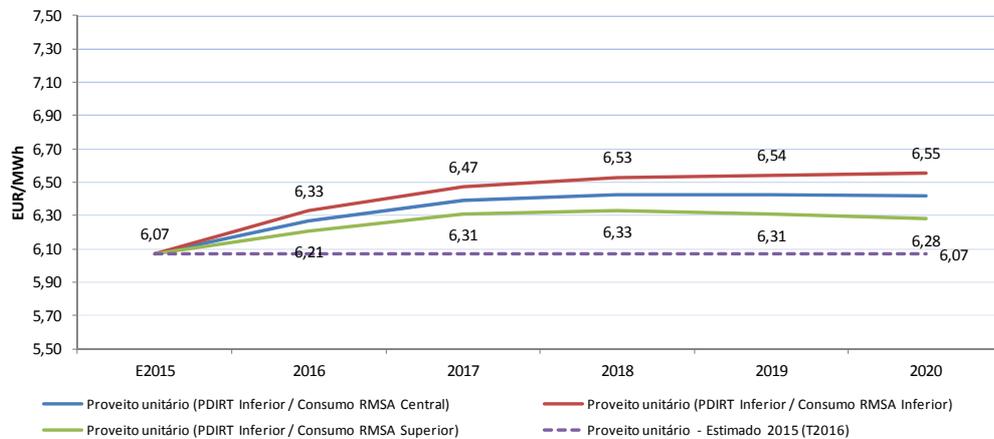
Em termos diferenciais, os custos a transferir para os consumidores sofrerão as alterações apresentadas na Figura I - 5 de forma individualizada para cada um destes fatores. O impacto na base de ativos regulados resultante destes efeitos obtém-se aplicando sobre os valores apresentado os encargos financeiros e os encargos de estrutura e gestão.

Figura I - 5 – Cenário Inferior - Diferencial nas transferências para exploração (a custos diretos) com efeito redutor nos custos a suportar pelos consumidores em 2016-2020 (atraso hídrica e subsídios do CEF)



Para o cenário inferior, os proveitos unitários previstos para a atividade de TEE no período em análise e a sua sensibilidade à evolução do consumo, são apresentados na figura seguinte.

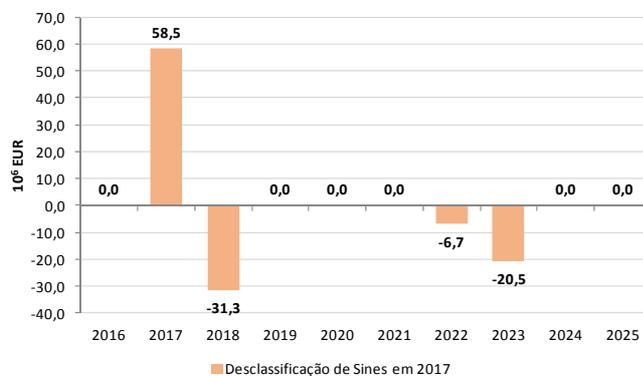
Figura I - 6 – Cenário Inferior - Evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE no e sua sensibilidade à evolução do consumo



Para o cenário superior, assume-se que a central termoelétrica a carvão de Sines não se encontra em exploração a partir de 2017, o que origina, conforme descrito no PDIRT, a necessidade de antecipação para 2017 dos investimentos nas linhas do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, nas linhas do eixo Rio Maior-Carvoeira-Almargem do Bispo-Fanhões e no reforço do eixo a 400 kV Lavos-Rio Maior.

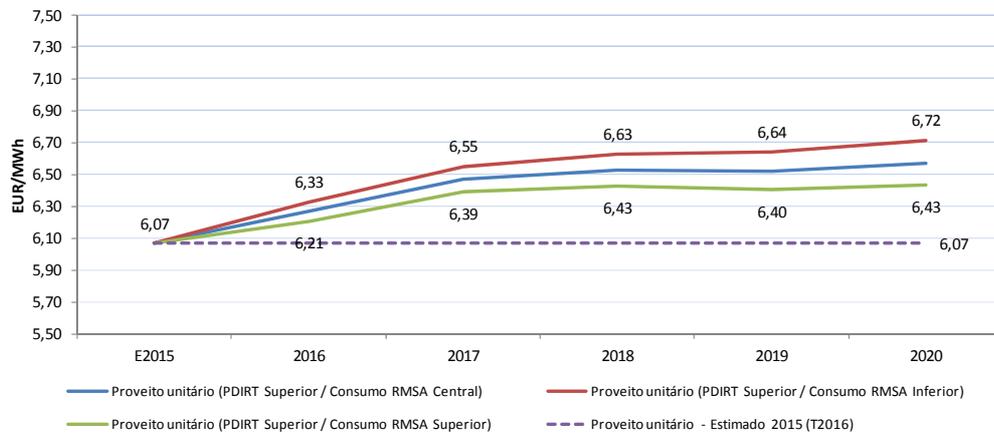
Em termos diferenciais, os custos a transferir para os consumidores sofrerão as alterações apresentadas na Figura I - 7. O impacto na base de ativos regulados resultante destes efeitos obtém-se aplicando sobre os valores apresentado os encargos financeiros e os encargos de estrutura e gestão.

Figura I - 7 – Cenário Superior - Diferencial nas transferências para exploração (a custos diretos) com efeito de acréscimo nos custos a suportar pelos consumidores em 2016-2020 (ausência de produção de Sines)



Os proveitos unitários e sua sensibilidade à evolução do consumo é apresentado na figura seguinte.

Figura I - 8 – Cenário Superior - Evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE e sua sensibilidade à evolução do consumo



Adicionalmente, com vista a balizar os impactos esperados nos proveitos da atividade de TEE, apresenta-se a evolução do proveito unitário para dois cenários hipotéticos baseados no cenário base de análise, que mostram separadamente o efeito *ceteris paribus* do investimento previsto no PDIRT-E e da procura. Um dos cenários hipotéticos corresponde a diferir os investimentos propostos para depois do período de análise de impactes (ou seja sem transferências para exploração no período de análise de impactes) fazendo evoluir a procura no cenário central, enquanto no outro se considera a estagnação do consumo no nível considerado no ano inicial da análise mantendo as transferências para exploração previstas no PDIRT-E 2015.

Este gráfico ilustra que o nível de investimento proposto é muito superior ao volume necessário para garantir a manutenção da reposição do imobilizado que atinge o fim de vida útil contabilística.

Figura I - 9 – Efeitos individualizados do investimento e do consumo na evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE (cenário central)

