

# CONSULTA PÚBLICA

64<sup>a</sup>

## **PROPOSTA DE PDIRT - E 2017**

Plano de Desenvolvimento e Investimento  
na Rede de Transporte de Eletricidade  
para o período de 2018-2027





ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO</b>	<b>1</b>
1.1	Legislação comunitária	2
1.2	Enquadramento legal nacional	4
1.3	Procedimentos	7
1.4	Principais recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2015	7
<b>2</b>	<b>BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELO OPERADOR DA RNT</b>	<b>11</b>
2.1	Evolução face à proposta de PDIRT-E 2015	14
<b>3</b>	<b>QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA</b>	<b>17</b>
3.1	Pressupostos metodológicos	17
3.1.1	Análise da evolução da oferta de capacidade de produção	17
3.1.2	Análise da procura	19
3.1.3	METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA	21
3.1.3.1	Classificação e caracterização dos projetos de investimento	21
3.1.3.2	Custos de Investimento e Impactes Tarifários	23
3.1.3.3	Análise multicritério/ Custo- Benefício	24
3.2	Critérios e princípios para fundamentação da Decisão Finais de Investimento	25
3.2.1	Projetos base	25
3.2.1.1	Remodelação e modernização de ativos	26
3.2.1.2	Compromissos com a RND sobre segurança da alimentação à RND	26
3.2.2	Projetos Complementares	27
3.2.2.1	Reforço da Capacidade de receção de nova Produção	27
3.2.2.2	Reforço da Capacidade de Interligação com Espanha	29
3.2.2.3	Ligação a polos de consumo e coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND	30
3.2.2.4	Outros Projetos Complementares	32
<b>4</b>	<b>DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA</b>	<b>37</b>
	<b>ANEXO QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA</b>	<b>39</b>



## 1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

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 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027, elaborada pelo operador da RNT.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública os contributos que, sob a forma de resposta às questões, comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 29 de março de 2018, para o seguinte endereço de correio eletrónico [pdirt-e@erse.pt](mailto:pdirt-e@erse.pt).

Todos os comentários escritos recebidos pela ERSE no âmbito deste processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação em contrário.

O presente documento de enquadramento pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRT-E 2017 e, deste modo, apoiar a ERSE na elaboração de um parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

Neste capítulo introdutório, contextualiza-se a elaboração do plano e os procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo Governo. No capítulo seguinte, descreve-se sucintamente o documento da proposta de PDIRT-E 2017, para o período 2018-2027, elaborado pelo operador da RNT e submetido à ERSE pela DGEG. O terceiro capítulo lança um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE, e que pretendem realçar e induzir a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, metodologias, aspetos técnico-económicos e opções de investimento propostos pelo operador da RNT. Por fim, são enumerados os documentos de suporte à presente consulta pública e, em anexo, encontram-se reunidas todas as questões submetidas a consulta pública.

## 1.1 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

### **DIRETIVA 2009/72/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO**

A Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas. Esta Diretiva remete para o Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho, alguns aspetos respeitantes à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido nesse Regulamento europeu.

A Diretiva 2009/72/CE foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram, respetivamente, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

### **REGULAMENTO (CE) N.º 714/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO**

O Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, estabelece o conceito de plano decenal, *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP), a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em conta os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do artigo 12.º e, se for caso disso, os aspetos comunitários do planeamento das redes, designadamente as orientações para as redes transeuropeias de energia”. Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da REORT para a eletricidade (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de eletricidade, vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSO-E).

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete à REORT. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e

o TYNDP, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho.

**REGULAMENTO (UE) N.º 347/2013 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 17 DE ABRIL**

Complementarmente à regulação comunitária que enquadra os processos relativos aos investimentos nacionais existem, no âmbito da construção do mercado interno único na Europa, outros regulamentos que têm impacto nas decisões de investimento a nível nacional. O Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos casos mais relevantes. Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

Este regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum<sup>1</sup> (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras e fornecer orientações para a imputação dos custos transfronteiriços;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

Encontra-se em fase de adoção por parte da Comissão Europeia a terceira lista de PCI. A Comissão, em conformidade com o n.º 4 do artigo 3.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, é obrigada a garantir que seja estabelecida uma lista de projetos de interesse comum da União de dois em dois anos. Por conseguinte, a lista da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2016/89, de 18 de novembro de 2015, será substituída pela terceira lista de PCI da União, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a publicar brevemente.

---

<sup>1</sup> *Projects of Common Interest*

## REGULAMENTO (UE) N.º 1316/2013 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 11 DE DEZEMBRO

Os projetos de interesse comum no âmbito Regulamento (UE) n.º 347/2013 são elegíveis para se candidatarem ao mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital, designado de *Connecting Europe Facility* (CEF). Este mecanismo foi criado pelo Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, e determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.

### 1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

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

De acordo com o artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, o operador da RNT deve elaborar um plano decenal do desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), que incluía:

- a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;
- b) Indicação dos investimentos que o operador da RNT tenha já decidido efetuar e, de entre destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes;
- c) O calendário dos projetos de investimento.

Estabelece-se, ainda, neste artigo que o procedimento de elaboração do PDIRT<sup>2</sup> é definido em legislação complementar, concretamente no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

---

<sup>2</sup> A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, alterou o n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro, que passou a ter a seguinte redação: “O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRT, após parecer da ERSE, submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.”



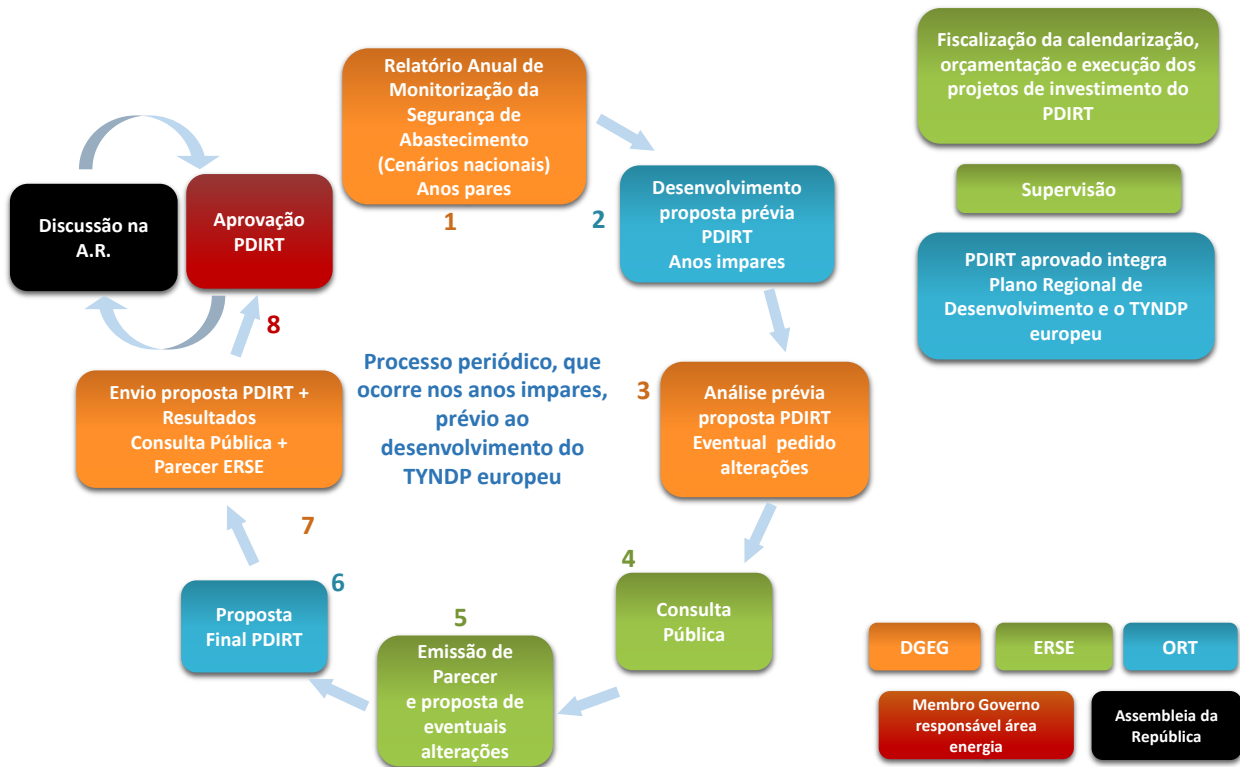
O Decreto-Lei n.º 215-A/2012 procedeu à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

Nos termos do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNT (PDIRT-E 2017), tendo em conta as disposições do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno da eletricidade. Nos termos do artigo 36.º-A do referido diploma, são expressas orientações relativas às seguintes matérias:

- Os objetivos do PDIRT-E 2017;
- Os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRT-E 2017;
- O procedimento a adotar na elaboração do PDIRT-E 2017, designadamente:
  - a responsabilidade pela sua execução;
  - a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRT-E 2017;
  - a articulação entre o operador da RNT e a DGEG no que respeita à consolidação da proposta inicial de PDIRT-E 2017;
  - a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE;
  - a elaboração de um parecer por parte da ERSE integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, bem como a coerência do PDIRT-E 2017 com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária e a salvaguarda e promoção da concorrência;
  - a elaboração da proposta final de PDIRT-E 2017 por parte do operador da RNT;
  - a aprovação do PDIRT-E 2017 que, nos termos do referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia;
  - acompanhamento, fiscalização da calendarização, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT-E, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte encontra-se descrito na figura seguinte.

Figura 1-1 – Esquemática de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRT-E



Depois de um ciclo completo, de dois anos, de desenvolvimento dos procedimentos de preparação, avaliação e aprovação das propostas de PDIRT-E, a experiência da análise e avaliação das propostas apresentadas em edições anteriores, referentes às redes de transporte ou de distribuição, permite uma visão mais completa de como se deverá desenrolar o processo previsto na legislação.

Verifica-se que, sendo o período de abrangência das propostas de PDIRT-E correspondente a dez anos, em linha com o TYNDP a nível europeu, será natural que os projetos submetidos apresentem um nível muito diferenciado, nomeadamente quanto à necessidade inequívoca da sua concretização dentro dos prazos propostos ou quanto à maturidade da identificação dos custos e benefícios que os justificam.

Deste modo, a experiência adquirida permite concluir que é importante clarificar, nas propostas iniciais dos PDIRT-E, quais os projetos (ou blocos de projetos) de investimento relativamente aos quais o operador da respetiva rede identifica ser necessária uma tomada de decisão final quanto à sua aprovação, rejeição ou adiamento. Estes projetos deverão ser separados dos restantes projetos que são apresentados a título ainda indicativo, e cujas datas de concretização permitem a sua aprovação em edições posteriores dos PDIRT-E.

Estes últimos projetos, para os quais não seja clara a necessidade de avançar com a sua concretização, deverão ser retirados ou identificados como meramente indicativos (vendo a sua data de concretização adiada em conformidade).

Os projetos (ou blocos de projetos) de investimento para os quais é clara a necessidade de avançar com a sua concretização deverão merecer uma aprovação, prévia ao início da sua execução.

Beneficiando dos comentários recebidos durante a consulta pública e do parecer da ERSE, o operador da RNT deverá preparar uma proposta de plano em conformidade com as orientações do concedente e apresentar ao decisor uma versão final de proposta de PDIRT-E que permita a sua aprovação.

### **1.3 PROCEDIMENTOS**

A proposta de PDIRT-E 2017, que agora é colocada em consulta pública, corresponde ao terceiro exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNT, levado a cabo pelo operador da RNT, nos termos do preceituado pelo 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, sendo, por isso, mais um passo no processo de planeamento iniciado em 2013, após as consultas públicas às propostas de PDIRT-E 2013 e PDIRT-E 2015, cujos Pareceres foram emitidos pela ERSE, em abril de 2014 e fevereiro de 2016, respetivamente. Com efeito, as anteriores propostas de planos, propostas de PDIRT 2009-2014 e de PDIRT 2012-2017, sendo anteriores à transposição para o enquadramento legislativo nacional do terceiro pacote de legislação comunitária, não foram submetidos pela ERSE a consulta pública.

### **1.4 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015**

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015 foram os seguintes:

Montante Global de Investimento: A ERSE considerou que o montante total de investimento na proposta de PDIRT-E 2015 para o horizonte 2016-2025, de cerca de 1165 M€ (a custos diretos externos), era 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 estrangimentos estruturais da RNT.

Caracterização dos Projetos: Relativamente à informação sobre os projetos, a ERSE identificou a falta de uma calendarização detalhada associada à concretização de cada um dos projetos de investimento, bem como a não identificação dos projetos de investimento que necessitam de Decisão Final de Investimento (prioritários). Por outro lado, sublinhou não existir demonstração económica que os projetos propostos eram a solução económica mais eficaz para o objetivo proposto e que estão a ser cumpridos os critérios adequados de alocação de custos.

Pressupostos desatualizados (Oferta e Procura): Os pressupostos da proposta de PDIRT-E 2015 foram baseadas numa versão do RMSA não atualizada, anterior à data de fecho da proposta de PDIRT-E, sendo posteriormente publicado um RMSA mais recente mas não refletido na proposta.

Pressupostos sobre procura (ponta): A proposta de PDIRT-E 2015 não apresentava qualquer informação sobre a evolução prevista para a ponta efetiva a RNT, mas apenas para a ponta síncrona do SEN, tendo a ERSE recomendado que a mesma fosse tida em consideração devido à inversão de fluxos nas subestações e nas interligações (exportações).

Produção Embebida: A ERSE considerou 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.

Análises de Sensibilidade: A ERSE solicitou ao operador da RNT análises de sensibilidade aos principais parâmetros associados à evolução da oferta e da procura, em especial com impacto no primeiro quinquénio.

Ligação de nova produção renovável: A ERSE considerou dever 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 recomendou a reavaliação da calendarização de projetos relativos ao reforço da RNT para receção de nova produção em regime especial e, sempre que possível, o seu adiamento, 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.

Alocação de custos de reforço da RNT: A ERSE recomendou que operador da RNT passe a ter em consideração o disposto pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais, em relação à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às redes e reforços de rede, necessários para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável

Coordenação entre operador da RNT e operador da RND: A ERSE considerou ser necessária uma maior coordenação entre operadores das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede. Solicitou que os benefícios resultantes dos projetos de apoio à RND sejam confirmados na próxima edição do PDIRD-E 2016, imputando benefícios à RND decorrentes destes pontos injetores. Sobre os projetos do novo eixo a 400 kV 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, a ERSE afirmou não ter sido apresentada informação suficiente que permita quantificar quais os impactos da sua não realização nas datas previstas e do conseqüente adiamento da Decisão Final de Investimento para uma das próximas edições da proposta de PDIRT-E, a ocorrer em 2017 ou seguintes.

Gestão da vida útil dos ativos: A ERSE identificou uma falta de fundamentação clara sobre projetos de investimento para substituição de equipamento em final de vida útil ou associados à reposição dos níveis de fiabilidade de equipamentos em exploração. Designadamente, não foi apresentada informação sobre

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

Análise benefício-custo: A ERSE reforçou 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: Em termos de benefícios socioeconómicos associados a cada projeto: 1) devem sejam desagregados por país; 2) devem ser desagregados por excedente do produtor e do consumidor, e rendas de congestionamento; 3) necessário monetizar a variação de perdas e indicado qual o valor do fator multiplicador utilizado para valorizar; 4) ser necessário disponibilizar os cenários de produção, de rede, de consumo para cada um dos anos de referência

Análise do impacto tarifário: A ERSE registou 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 Transporte de Energia Elétrica (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.



## 2 BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELO OPERADOR DA RNT

A proposta de PDIRT-E 2017, submetida à apreciação da presente consulta pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

- Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;
- Capítulo 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;
- Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;
- Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRT.

Do documento principal fazem parte igualmente 15 anexos:

(A1) Padrões de Segurança de Planeamento da RNT; (A2) RMSA-E 2016 / Cenários e Pressupostos; (A3) Projetos de Investimento; (A4) Quadros de entradas em serviço de 2018 a 2027 e Mapa da RNT (Projetos Base); (A5) Quadros de entradas em serviço de 2018 a 2027 e Mapa da RNT (Projetos Complementares); (A6) Fichas dos Projetos Base; (A7) Fichas dos Projetos Complementares; (A8) Discriminação dos Projetos Base e Complementares do PDIRT; (A9) Estudos e Metodologias; (A10) Projetos da RNT no TYNDP 2016; (A11) Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos horizontes 2018, 2022, 2027; (A12) Potência Atribuída/reservada, Pedidos de Parecer ao ORT e Capacidades de Receção na RNT; (A13) Indicadores evolutivos de equipamento de rede; (A14) Evolução das correntes de defeito; (A15) Pareceres das entidades externas relativos à proposta de PDIRT

De um ponto de vista genérico, apresenta-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo.

No capítulo 1, a REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua qualidade de operador da RNT, enquadra a proposta de PDIRT-E 2017 através da descrição dos objetivos estratégicos a alcançar e dos vetores de investimento. Menciona igualmente os documentos que serviram de base à elaboração da proposta apresentada, nomeadamente o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA 2016) referente ao período 2017-2030, publicado em janeiro de 2017. No mesmo capítulo são ainda referidas as orientações decorrentes do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária TYNDP, incluindo informação sobre a candidatura de projetos à 3ª lista de PCI, posteriormente aprovada e publicada pela Comissão Europeia em julho de 2017, e os compromissos decorrentes dos novos códigos de rede europeus, em desenvolvimento. Destaque para a secção em que o operador da RNT identifica as melhorias alcançadas com a presente proposta de PDIRT-E face à proposta anterior (PDIRT-E 2015), resultado do processo de consulta pública.

O capítulo 2 procede à caracterização da atual rede de transporte, a 31 dezembro 2016, identificando a dimensão da atual rede de transporte e capacidade de transformação instalada, que permite dar resposta aos consumos e pontas síncronas, os quais são caracterizados por zona geográfica e por sazonalidade. Do lado da oferta, a proposta de plano identifica a distribuição geográfica da capacidade instalada, desagregando-a por tecnologia, e complementa a oferta com a evolução da capacidade de interligação. Por fim, apresenta a evolução das perdas a RNT e dos principais indicadores de qualidade de serviço.

No capítulo 3, relativo a pressupostos do plano, é fundamentada a nova classificação dos projetos de investimento, em projetos base e projetos complementares. São descritos os cenários de evolução do consumo e das pontas, bem como a análise da adequação da RNT à procura. A previsão do consumo e das pontas tem por base o RMSA-E 2016. Na análise da adequação da RNT à procura são descritas as previsões de ponta síncrona de carga e ponta de cargas por Ponto de Entrega (PdE). Relativamente às previsões de ponta síncrona de carga, o operador da RNT refere que a verificação foi efetuada com a previsão de cargas correspondentes ao cenário inferior, complementado com duas análises de sensibilidade: i) cenário central e cenário superior do RMSA-E 2016, ambos com e sem efeito de temperatura e (ii) estagnação das pontas, com possível contribuição da produção embebida nas redes de distribuição (produção distribuída).

O capítulo 4 e 5 traduzem a essência da proposta de PDIRT-E 2017, quantificando o montante de investimentos e as transferências para exploração ao longo dos dois quinquénios que constituem a proposta, e descrevendo os principais projetos de investimento, por área geográfica, afetos ao desenvolvimento da rede de transporte. No entanto, na atual proposta de PDIRT-E há um capítulo dedicado aos Projetos Base, capítulo 4, e outro aos projetos complementares, capítulo 5

O Capítulo 4 apresenta a fundamentação dos Projetos Base, sendo descritos pelo ORT como aqueles que terão necessariamente de ser realizados para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como os projetos resultantes de compromissos assumidos com operador da RND em matérias de segurança de alimentação. É identificado o investimento a entrar em exploração relativo à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e à atividade de gestão Global do Sistema (GGS). Para estes projetos, o ORT identifica quais o que necessitam de Decisão Final de Investimento (DFI).

No âmbito da TEE, o capítulo contém há uma primeira seção autónoma dedicada à modernização da RNT, onde se aborda o tema da gestão do fim de vida útil dos ativos, e em que, para além de se enquadrar o tema e caracterizar a idade do equipamento que compõe atual rede e futura rede, é descrita a metodologia adotada pelo operador da RNT para avaliar as necessidades de investimento e definir o respetivo plano de ação. A 2ª seção autónoma diz respeito ao tema dos compromissos com o operador da RND e segurança da alimentação, incluindo projetos de apoio à rede de distribuição em AT e outros projetos de investimento para desenvolvimento interno, abrangendo projetos dedicados ao controlo dos perfis de tensão da RNT (gestão do trânsito de reativa). O capítulo encerra com uma seção dedicada à GGS, com destaque para os investimentos em comunicação.



O Capítulo 5, por sua vez, enquadra os projetos classificados pelo ORT como Complementares, e cuja decisão final de investimento está condicionada a fatores externos ao ORT, devendo por isso ser o concedente a tomar essa decisão sobre as soluções propostas.

Os projetos são agregados por indutores: i) integração de mercados e concorrência, em que se inserem todos os projetos de reforço da capacidade de receção de nova produção renovável e de reforço da capacidade de interligação; ii) ligação a polos de consumo, associado à alimentação de consumo industrial na região de Águeda; iii) gestão do sistema em ambiente de mercado, associado a projetos estruturantes da RNT decorrentes de desequilíbrios Norte-Sul no parque electroprodutor; iv) desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar, dedicado à criação de corredores no sul do país para receção desta tecnologia predominante na região, e o indutor final v) sustentabilidade, associado à reformulação da rede na região do Alto Douro Vinhateiro e nas regiões do Grande Porto e Grande Lisboa. O capítulo enquadra ainda o projeto dedicado à receção de produção eólica *offshore*, inscrito no tema das energias renováveis de origem ou localização oceânica, e termina com uma secção dedicada a outros projetos de apoio aos consumos da RND, que não os inscritos nos projetos Base.

Por fim, no capítulo 6 da proposta de PDIRT-E 2017 é apresentada a evolução do montante entrado em exploração (e Capex) para o horizonte do plano, com desagregação anual para o primeiro quinquénio, analisando três cenários temporais: antecipação, data intermédia e adiamento. Apresenta igualmente os impactes tarifários, ao nível (i) dos preços médios do setor elétrico, (ii) dos preços médios das tarifas de acesso e (iii) dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica. A análise efetuada tem como ponto de partida os valores do cálculo tarifário de 2017 (cenário inferior, RMSA-E 2016).

Destaque neste capítulo para a secção relativa à metodologia de apoio à decisão, denominada metodologia multicritério/custo-benefício, em que para além de descrever a metodologia e o seu modo de aplicação, o operador da RNT quantifica os benefícios resultantes da execução do plano, tendo como referência os anos 2022 e 2027, sendo esta quantificação monetizada para um conjunto de atributos que permitem avaliar cada bloco de projetos, ou quantificada por grandezas físicas para outro conjunto de atributos associados aos mesmo projetos e para os quais não é proposta a monetização.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta uma secção dedicada à evolução ao longo do horizonte do plano de um conjunto de indicadores que permitem caracterizar a rede de transporte, nomeadamente comprimento da rede por nível tensão, capacidade de transformação instalada, volume de equipamento instalado e evolução esperada de indicadores físicos de operação tais como perdas e correntes de defeito. Na secção seguinte, a proposta inclui uma descrição da evolução esperada da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua interação com os compromissos relativos à criação do Mercado Interno de Energia. Finalmente, é incluída neste capítulo uma secção dedicada à quantificação da capacidade de receção da RNT, onde se descreve a metodologia adotada, e se identifica as necessidades de reforço para os próximos anos e a correspondente desagregação geográfica.

## 2.1 EVOLUÇÃO FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

A proposta de PDIRT-E 2017 dá continuidade ao exercício de planeamento de 2015, concretizado na proposta de PDIRT-E 2015 e sobre o qual, após a realização da Consulta Pública e do Parecer da ERSE, não há informação sobre qualquer aprovação pelo concedente, no seguimento do parecer desfavorável da ERSE em que, beneficiando das muitas contribuições recebidas durante a Consulta Pública, diversas alterações profundas foram sugeridas.

A proposta de PDIRT-E 2017, que agora se analisa, reveste-se por isso de importância acrescida e apresenta um conjunto de melhorias face à proposta de PDIRT-E 2015, que estão em linha com as recomendações elaboradas pela ERSE no seu parecer.

A tabela seguinte compara a proposta de PDIRT-E 2015 com a atual proposta de PDIRT-E 2017.

**Quadro 2-1 – Comparação dos principais aspetos das propostas de PDIRT-E de 2015 e de 2017**

		Proposta PDIRT-E 2015	Proposta PDIRT-E 2017
<b>Evolução da Procura de Eletricidade</b>	Cenários	<ul style="list-style-type: none"> <li>» 3 cenários: Cenários Inferior, Central e Superior do RMSA-E 2014, associados a diferentes cenários de crescimento económico.</li> <li>» A ponta de carga síncrona depende do consumo anual.</li> <li>» São indicados os investimentos que se alteram em função do cenário de procura considerado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>» 1 cenário: Cenário Base é o cenário Inferior do RMSA-E 2016, associado a um crescimento económico inferior (1,2%).</li> <li>» A ponta de carga síncrona depende do consumo anual, de acordo com metodologia do Anexo 9.</li> <li>» Realizadas análises de sensibilidade aos cenários de procura Central e Superior do RMSA-E 2016, sem alteração nos investimentos.</li> </ul>
	Consumo anual	<p><u>TCMA 2016-2020:</u> 0,66% Cenário Central para 50,6TWh em 2020</p> <p><u>TCMA 2016-2025:</u> 0,91% Cenário Central para 53,5TWh em 2025</p>	<p><u>TCMA 2018-2022:</u> 0,21% Cenário Base para 49,5TWh em 2022</p> <p><u>TCMA 2018-2027:</u> 0,25% Cenário Base para 50,2TWh em 2027</p>
	Ponta síncrona de carga (referencial do consumo)	<p><u>TCMA 2016-2020:</u> 0,66% Cenário Central (RMSA-E 2014 Central Inverno) para 8900MW em 2020</p> <p><u>TCMA 2016-2025:</u> 0,90% Cenário Central para 9400MW em 2025</p>	<p><u>TCMA 2018-2022:</u> 0,21% Cenário Base (RMSA-E 2016 Inferior Inverno) para 8430MW em 2022</p> <p><u>TCMA 2018-2027:</u> 0,24% Cenário Base para 8545MW em 2027</p>
	Ponta de carga da RNT	Sem referências à evolução da ponta de carga da RNT	Sem referências à evolução da ponta de carga da RNT
<b>Investimentos</b>	Segmentação de projetos	Sem segmentação de projetos ou indicação dos projetos considerados fundamentais e para os quais é necessário decisão de investimento	Os projetos foram classificados em dois segmentos: <ul style="list-style-type: none"> <li>» Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento.</li> <li>» Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados a políticas energéticas</li> </ul>
	Montantes de investimento	<p>1.º quinquénio (2016-2020): 607ME</p> <p>2.º quinquénio (2021-2025): 558ME</p> <p>Total PDIRT-E 2015: 1165ME</p> <p>Nota: Valores a CDE</p>	<p>1.º quinquénio (2018-2022): 409ME (P.Base 244ME + P.Compl. 165ME)</p> <p>2.º quinquénio (2023-2027): 405ME (P.Base 169ME + P.Compl. 235ME)</p> <p>Total PDIRT-E 2017: 814ME (P.Base 413ME + P.Compl. 401ME)</p> <p>Nota: Valores a CDE</p>
	Projetos com indicação para decisão futura	Sem indicação de projetos para decisão futura	Indicação de que o projeto de receção de energia off-shore ao largo de Viana do Castelo se encontra em análise, remetendo a decisão para futuros exercícios de planeamento
	Outros	Valores apresentados a custos diretos externos e indicação de que os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros são de acordo com o mecanismo de custos de referência (sem indicação dos respetivos valores)	Valores apresentados a custos diretos externos, encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros, permitindo obter o custo total a remunerar pelas tarifas
<b>Impactos Tarifários</b>		Apresenta uma análise de impactos tarifários, com sensibilidade à procura, em diferentes níveis (proveitos permitidos unitários da atividade de TEE, preço unitário das tarifas de acesso às redes, preço unitário do SEN)	Apresenta uma análise de impactos tarifários, sem sensibilidade à procura, em diferentes níveis (proveitos permitidos unitários da atividade de TEE, preço unitário das tarifas de acesso às redes, preço unitário do SEN), desagregado entre Projetos Base e total do investimento (Projetos Base + Projetos Complementares). São também apresentados os impactos tarifários individualizados para cada Projeto Complementar.
<b>Análise Custo-Benefício</b>		Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a blocos de projetos	Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a cada um dos projetos
<b>Metodologias, Estudos e Análises Complementares</b>	Previsão da Procura	Inclui a descrição da metodologia de previsão da evolução do consumo	Inclui os resultados de aplicação da metodologia para determinação da evolução da ponta síncrona de carga da RNT, em função da evolução do consumo
	Avaliação Ambiental Estratégica	Inclui o relatório ambiental (resumo não técnico) da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT-E 2012-2017 (2022)	Inclui o relatório ambiental da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT-E 2018-2027
	Estudos e pareceres de entidades externas	<p>Inclui resumos de estudos de âmbito técnico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» Desenvolvimento, teste de metodologias e cálculo para a determinação da capacidade de receção de potência nos nós da RNT (INESC Tec)</li> <li>» Estabilidade transitória e de controlo de tensão na RNT no horizonte 2014 (INESC Tec)</li> <li>» Guia de coordenação de isolamento da RNT (LABLEEC)</li> </ul>	<p>Inclui pareceres de entidades externas sobre a proposta de PDIRT-E 2017:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» Parecer do INESC Tec</li> <li>» Parecer da Universidade Católica de Lisboa sobre o impacto económico</li> </ul>

Comparando as duas propostas de PDIRT-E, em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, constata-se uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (a custos diretos externos), passando de mais de 600 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2015, para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017. Relativamente ao primeiro triénio, entre 2018 e 2020, cujos projetos de investimento necessitam de Decisão Final de Investimento, seja de aprovação, rejeição ou adiamento, a proposta de PDIRT-E 2017 propõe investimentos num total de cerca de 250 milhões de euro, enquanto os investimento nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRT-E 2015 ascendiam a 380 milhões de euros.

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

Identificação dos projetos que necessitem Decisão Final de Investimento (DFI): na atual proposta, o ORT identifica claramente quais os projetos que considera fundamentais e para os quais é necessário DFI (respetivos montantes), classificando os mesmos como Projetos Base, remetendo para decisão do concedente as decisões sobre os restantes projetos motivados por fatores externos e fora do seu controlo, associados a política energética, e que classifica como Projetos Complementares.

Previsão da evolução do consumo de eletricidade e ponta síncrona: A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-E 2016, adotando, como o cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Inferior do RMSA-E 2016, e realizando uma análise de outros cenários de procura Central e Superior que são mais exigentes, nas opções de investimento. Na última proposta de PDIRT-E 2015, foi adotado como cenário base, o cenário central do RMSA-E 2014.

Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento: o operador da RNT mantém a metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, aplicada em 2015, tendo por um lado aplicado esta metodologia individualmente a cada projeto complementar, e por outro lado introduzido algumas melhorias, como por exemplo a monetização da variação das perdas elétricas, mas também a disponibilização sobre dados relativos ao Índice de Estado dos ativos.

Quantificação do custo total de cada projeto: Face à proposta anterior, em que apenas era disponibilizada informação dos custos dos projetos a custos diretos externos, o ORT identifica agora os montantes relativos a encargos de estrutura e gestão e a encargos financeiros, permitindo quantificar de forma clara o custo total que é remunerado pelas tarifas. A informação dos custos de investimento é disponibilizada quer em termos das transferências para exploração, quer do investimento anual (designado no PDIRT por CAPEX), permitindo uma maior perceção do real impacto dos projetos nos proveitos da atividade de TEE e no desempenho da empresa.

Análise do Impacto tarifário: O operador da RNT disponibiliza informação sobre a estimativa do impacte tarifário, referindo os pressupostos considerados na determinação dos mesmos, para os Projetos Base e

para o agregado de Projetos Base e Projetos Complementares (para os 3 cenários definidos). À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, a análise de impactos foi realizada em vários níveis (preço médio do SEN, preço médio das tarifas de acesso, proveito unitário da atividade de TEE). No entanto, foi considerado apenas um cenário de consumo (estagnação no nível previsto para Tarifas 2017), enquanto na proposta de PDIRT-E 2015 foi apresentada a sensibilidade dos impactos em relação à variação do consumo.

Cenários de Oferta de produção de energia elétrica: O operador da RNT considerou como pressuposto a manutenção da Central térmica de Sines até 2025, bem como o descomissionamento das centrais do Pego (carvão) em 2021 e da Central a GN Tapada do Outeiro também nesse horizonte, de acordo com a Trajetória A do RMSA-E 2016. Por outro lado, a atual proposta já não considera as centrais do Alvito e Girabolhos, e considera o adiamento da central do Fridão. Com este cenário de oferta, o operador da RNT ajustou a proposta de planeamento em consonância, com impacto no adiamento de alguns projetos.

Capacidade da RNT para receção de nova produção: A atual proposta disponibiliza informação mais detalhada, por subestação e área de rede, sobre a capacidade atual da RNT, nomeadamente quantificando aquela que está já atribuída e aquela que resulta dos investimentos propostos, complementando esta informação com dados sobre as licenças de produção atribuídas e sobre o volume de capacidade associado a novos pedidos, com destaque para os dados sobre tecnologia solar.

### 3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

#### 3.1 PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

##### 3.1.1 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2017 apresenta no ponto 3.6, para efeitos do planeamento da rede, os cenários utilizados em termos de evolução da oferta traduzida em termos de capacidade de produção elétrica instalada ligada à RNT. Segundo a proposta, os cenários são baseados no RMSA-E 2016 (trajetória-A), e têm por base as licenças de produção atribuídas pela DGEG até março de 2017, bem como os pedidos de ligação à RNT de novos centros electroprodutores até final de 2016. Com base nesta evolução, esperada, a proposta de PDIRT-E 2017 caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade total instalada, para o horizonte de 2027.

A proposta de PDIRT-E 2017 disponibiliza as previsões de datas de comissionamento das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), destacando-se o facto de apenas no segundo quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2017 (2023-2027) estar prevista a entrada em serviço do conjunto de centrais na região do Minho/Trás-os-Montes (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega), num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis. Apesar desta calendarização da sua entrada em exploração, os investimentos em rede associados à receção desta produção necessitam ser calendarizados para o primeiro quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2017.

Face à proposta de PDIRT-E 2015 e em relação às centrais do PNBEPH, destaca-se ainda a não construção das centrais de Girabolhos (364 MW) e de Alvito (225 MW), bem como o adiamento por três anos da central hídrica de Fridão (238 MW).

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2017 adota o cenário do RMSA-E 2016 que prevê a manutenção de todas as centrais atualmente em exploração. No entanto, é também apresentada a calendarização prevista no RMSA-E 2016 para o descomissionamento de centrais térmicas, nomeadamente, as centrais térmicas a carvão do Pego (2021) e de Sines (2024), e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (2021).

No que diz respeito à produção a partir de outros centros electroprodutores, excluindo a grande hídrica, a proposta prevê um aumento da capacidade instalada até 2027 da ordem de 1800 MW<sup>3</sup>, para um total de

---

<sup>3</sup> Não inclui 27 MW relativos a produção de energia eólica *offshore*, a instalar ao largo de Viana do Castelo.

quase 10 000 MW. O operador da RNT prevê ainda que, até 2027, possam ser instalados mais cerca de 1300 MW de nova capacidade de tecnologia solar, que compara com os 580 MW instalados em 2017<sup>4</sup>.

No global, o operador da RNT assume que em 2027 Portugal tenha uma capacidade total instalada de mais de 21 000 MW, dos quais 16 000 MW renováveis (incluindo a grande hídrica).

Para integrar esta nova capacidade de produção renovável, o operador da RNT considera necessário proceder aos reforços de rede previstos na atual proposta de PDIRT-E, referindo que, a integração desta nova capacidade “depende de decisões de política energética por parte do concedente, pelo que a decisão de realização (e quando) dos respetivos reforços de rede está dependente dessa confirmação por parte de produtores e do concedente” (projetos de rede classificados como complementares).

Apesar de disponibilizar mais informação sobre a oferta de capacidade de produção, e a sua evolução esperada, a proposta de PDIRT-E 2017 não identifica a que nível de tensão esta produção será ligada, se na RNT ou se na RND, e em que medida esta oferta será absorvida pela carga natural da RND na região onde se encontra instalada, ou, se a mesma será, no essencial, escoada da RND para a RNT, e transportada por esta para outros locais de consumo, ou para exportação.

Toda a produção que está prevista que se venha a instalar no SEN irá ocorrer em regime de produção para autoconsumo ou irá concorrer em regime de mercado no âmbito do MIBEL e do Mercado Interno da Energia, Neste quadro e no período temporal de abrangência da proposta de PDIRT-E 2017, a produção a instalar (baseada em fontes renováveis) contribuirá para Portugal continuar a cumprir os objetivos de penetração de energia renovável com os quais está (ou pretende estar) comprometido e não está identificado qualquer risco relativo à segurança do abastecimento dos consumidores nacionais.

**Questão 1**

Considera que é suficiente e adequada a informação utilizada na proposta de PDIRT-E 2017 sobre a evolução prevista da produção?

**Questão 2**

Considera que a proposta de PDIRT-E 2017 analisa devidamente a evolução previsível da produção descentralizada ligada às redes de distribuição e o impacto que esta evolução tem na necessidade de reforços da RNT para escoar a produção não absorvida pela carga natural da RND?

---

<sup>4</sup> A proposta disponibiliza ainda informação sobre licenças de produção já atribuídas, por subestação, com capacidade de receção da RNT já reservada, bem como os pedidos de licença para aproveitamentos solares essencialmente na região interior do centro e sul do país.

### 3.1.2 ANÁLISE DA PROCURA

A previsão para a evolução do consumo anual de eletricidade apresentado na proposta de PDIRT-E 2017 corresponde ao cenário inferior do RMSA-E 2016, refletindo uma posição conservadora que se compreende face à menor informação existente no momento da sua elaboração.

Este cenário apresenta um crescimento médio anual do consumo entre 2018 e 2027 de 0,25% (0,91% no cenário de consumo considerado na proposta de PDIRT-E 2015), constatando-se assim que no exercício de planeamento da atual proposta de PDIRT-E foi utilizada uma previsão de consumo conservadora face à proposta de 2015 (-1,8% em 2018 e -4,2% em 2022). Adicionalmente, comparando este cenário com o consumo referido à emissão registado nos últimos 2 anos, verifica-se que o cenário usado na proposta de PDIRT-E 2017 é inferior (-0,7% em 2016 e -1,5% em 2017) e tem uma tendência divergente por defeito face à tendência da atual de evolução do consumo.

Refira-se contudo que, os cenários de consumo do RMSA-E 2016 foram obtidos com dados reais até 2015, não incorporando portanto a evolução mais recente. Por outro lado, a opção do operador da RNT de utilização do cenário inferior para a elaboração da proposta do PDIRT-E 2017, embora careça de melhor justificação, dever-se-á ao facto da diferença entre os cenários de procura do RMSA-E 2016 ser pouco expressiva.

A previsão da ponta síncrona de carga do SEN (referencial do consumo) adotada nas propostas de PDIRT-E é dependente do cenário de consumo adotado, de acordo com a metodologia descrita no Anexo 9 do documento, onde são apresentados os resultados obtidos para o período 2018 a 2027. Assim, a redução do consumo considerada na proposta de PDIRT-E 2017 também se reflete na ponta de carga, que se situa abaixo da previsão de ponta de carga usada na proposta de PDIRT-E 2015 (-4,9% em 2018 e -7,2% em 2022).

À semelhança do que acontece para o consumo, a ponta síncrona de carga ocorrida em 2017 (cujos valores ainda não eram conhecidos à data da elaboração do documento em análise) também é superior à previsão utilizada na proposta de PDIRT-E 2017.

A respeito das pontas de carga, importa ainda assinalar que a relação entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta de carga da RNT têm-se vindo a alterar nos últimos anos e, no caso particular de 2016 e 2017, registou-se uma ponta de carga da RNT superior à ponta síncrona de carga do SEN. Esta situação resulta da conjugação de vários fatores nos momentos em que estas pontas de carga ocorreram, como sejam o *mix* de produção, a proporção de produção embebida e os tráfegos nas interligações com Espanha, que nestes anos ganhou um pendor exportador.

**Questão 3**

Tendo em conta que a evolução recente do consumo de eletricidade, da ponta síncrona do SEN (referencial do consumo) e da ponta de carga da RNT mostram alguma incerteza na sua evolução, quais as análises de sensibilidade à procura (consumo e pontas de carga) que considera mais relevantes para o exercício de planeamento da rede de transporte?

**Questão 4**

Que outro tipo de informação consideraria ser mais adequado disponibilizar para uma melhor avaliação das previsões de consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga do SEN?

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

**Questão 5**

Considera que operador da RNT deverá, desde já prever uma adequação do planeamento de médio e longo prazo da sua rede, para considerar estas novas características dos consumidores do futuro e antecipar o seu impacto?

Contudo, para que esta transição seja possível é necessário que os agentes tenham acesso a mais informação e que exista capacidade para a processar, em particular no caso dos operadores das redes, com vista à otimização económica e operacional dos sistemas elétricos. Neste sentido será necessária uma maior coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND, de modo a que as decisões de investimento e os pressupostos a elas subjacentes sejam definidos numa perspetiva global, e não apenas focada nas redes que operam individualmente. Suplementarmente, as alterações do modelo de utilização dos sistemas elétricos deverão ser alcançadas garantindo adequados níveis de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço. Estas questões são analisadas em mais profundidade no ponto 3.2.2.4.



#### Questão 6

Num modelo de utilização dos sistemas elétrico tendencialmente mais distribuído, ao invés de centralizado, e bidirecional, de que forma devem ser abordados os aspetos associados à segurança do abastecimento, qualidade de serviço e coordenação entre operadores de redes de transporte e de distribuição?

### 3.1.3 METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA

#### 3.1.3.1 CLASSIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT adotou uma nova linha de orientação na elaboração do plano, face à proposta de PDIRT-E anterior, ao classificar de modo distinto os projetos de investimento, em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos. Assim, O operador da RNT criou duas classes de projetos: os Projetos Base e os Projetos Complementares.

Nos Projetos Base, estão incluídos aqueles projetos que o operador da RNT considera serem essenciais para que “possa continuar garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço”. Inclui ainda os projetos decorrentes de “compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação, nomeadamente o PDIRD 2015-2019 aprovado pelo Concedente” (PDIRD-E 2014 aprovado em julho de 2015). O operador da RNT agrega os Projetos Base nas seguintes categorias: 1) Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT; 2) Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviços dos atuais pontos de entrega ao operador da RND; 3) Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014; 4) Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional.

Os Projetos Complementares, na perspetiva do operador da RNT, dizem respeito a projetos que são “mobilizados por fatores com decisão externa ao operador da RNT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o operador da RNT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor”. O operador da RNT organiza os Projetos Complementares de acordo com os seguintes indutores: 1) Integração de mercados e concorrência (reforço capacidade de interligação com Espanha e integração de centrais do PNBEPH); 2) Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT e novas ligações à RND no Alto Alentejo); 3) Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas do parque electroprodutor térmico); 4) Desenvolvimento do aproveitamento do

potencial solar; 5) Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

Para um total de investimento previsto da ordem dos 940 M€ ao longo dos dez anos de abrangência da proposta de PDIRT-E 2017, no primeiro quinquénio (2018-2022), os Projetos Base propostos totalizam cerca de 280 M€, enquanto os Projetos Complementares ascendem aos 220 M€<sup>5</sup>. Por sua vez, para o segundo quinquénio, os Projetos Base propostos totalizam cerca de 200 M€, enquanto os Projetos Complementares ascendem aos 240 M€.

Uma outra novidade nesta proposta de PDIRT-E face à anterior diz respeito à identificação por parte do operador da RNT dos projetos, e respetivo montante de investimento, para os quais solicitam uma Decisão Final de Investimento (DFI) pelo Concedente.

Adicionalmente, o operador da RNT perspetiva uma solicitação de tomada de DFI somente para os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRT-E (período temporal de 2018 a 2022). Em relação a estes projetos de investimento, importa pois analisar aqueles que necessitam de uma DFI imediata (seja ela positiva ou negativa) e separá-los daqueles cuja DFI pode ser ainda tomada na próxima edição de 2019 do PDIRT-E ou posterior.

Assume-se que os restantes projetos de investimento surgem como indicativos daquilo que poderá ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRT-E e que estes irão ter oportunidade de serem analisados na edição de 2019 ou posterior de PDIRT-E.

A ERSE concorda com esta perspetiva do operador da RNT, que se julga poder facilitar a aprovação do PDIRT-E, e organiza esta Consulta Pública centrada na necessidade de, com aprovação da proposta de PDIRT-E 2017 em consulta, ser tomada uma DFI unicamente em relação a um conjunto de projetos de investimento que deverão ser claramente identificados e que, em princípio, corresponderão àqueles que se pretende que tenham uma entrada em exploração durante o primeiro quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2017 (2018 e 2022).

Em termos de desagregação temporal da informação ao longo do horizonte de 10 anos, a proposta de PDIRT-E 2017 descreve com maior detalhe o primeiro quinquénio, nomeadamente ao nível dos cenários de evolução esperada da procura (consumo), da oferta (nova capacidade de produção a ligar à RNT), identificando ainda os principais compromissos assumidos com o operador da RND, e calendarização anual para os Projetos Base, mas não os Projetos Complementares, cujo intervalo temporal para a concretização é alargado. A proposta mantém o detalhe na descrição técnica dos projetos, com dois anexos dedicados aos principais projetos, com a descrição das obras, a sua justificação, as alternativas estudadas, e a sua motivação.

---

<sup>5</sup> Valores a custos totais (Custos Diretos Externos + Encargos de Estrutura e Gestão + Encargos Financeiros)

Em termos de Análises de Sensibilidade, para além das análises de sensibilidade aos cenários de procura, a proposta de PDIRT-E 2017 considera três cenários de concretização dos projetos Complementares, um de antecipação, outro intermédio, e um final de adiamento do investimento. Estes cenários estão essencialmente associados à análise de sensibilidade à data de desclassificação de centrais térmicas (em linha com a trajetória-B do RMSA-E 2016), o que motiva a antecipação de alguns eixos da RNT.

#### **Questão 7**

Considera que a classificação dos projetos de investimento propostos em Projetos Base e Projetos Complementares é correta? Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017 ao nível dos projetos de investimento e respetivas análises de sensibilidade às datas de concretização dos mesmos são suficientes e adequadas?

#### **3.1.3.2 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTES TARIFÁRIOS**

Como anteriormente referido, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 as transferências para exploração e os valores anuais de investimento<sup>6</sup> para o período 2018-2022, desagregada por Projetos Base e Projetos Complementares e, quanto à natureza dos custos, por custos primários, custos de estrutura e gestão e encargos financeiros. São igualmente apresentados os valores médios do total das transferências para exploração e do investimento anual para o quinquénio de 2023 a 2027.

No que diz respeito à estimativa dos custos de investimento, a proposta de PDIRT-E 2017 indica que os mesmos são *“expressos como transferências líquidas para exploração a custos diretos externos eficientes, com base nos preços de referência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)”*, o que permite que as comparações dos custos de investimentos previstos face aos do passado e face a PDIRT anteriores, não sejam significativamente distorcidas por fatores de mercado ou comerciais.

A proposta de PDIRT-E 2017 apresenta, para o primeiro quinquénio, os impactes tarifários ao nível dos preços médios do setor elétrico, dos preços médios das tarifas de acesso e dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Na determinação destes impactes, o operador da RNT considera como ponto de partida os valores de tarifas de 2017, designadamente as estruturas do preço médio nos clientes finais e do preço das tarifas de acesso, a base de ativos remunerados, a respetiva taxa de remuneração e os custos com OPEX. No que respeita ao consumo, o operador da RNT assumiu para 2017 o consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para tarifas de 2017. Não são assim apresentadas análises de impactes a diferentes cenários de procura.

---

<sup>6</sup> No PDIRT-E 2017 designado por CAPEX.

Na análise de impactos apresentada é ainda testada a sensibilidade a diferentes cenários de investimento para os projetos complementares. Os cenários variam consoante a data de entrada em serviço: cenário de antecipação, cenário intermédio e cenário de adiamento. São ainda apresentados, para os projetos complementares, a análise individual por projeto e por ano para o primeiro quinquénio. Não são considerados cenários alternativos consoante a maior ou menor participação dos custos dos investimentos entrados em exploração.

**Questão 8**

Tendo em conta a evolução da procura, considera adequada a apresentação de cenários alternativos de procura para efeitos de apuramento de impactes tarifários?

**Questão 9**

De acordo com a análise de impactes apresentada, considera que a mesma é efetuada de forma clara e é suficiente em termos de pressupostos, designadamente de financiamento, para uma adequada perceção dos encargos adicionais com a rede de transporte a suportar no futuro?

### 3.1.3.3 ANÁLISE MULTICRITÉRIO/ CUSTO- BENEFÍCIO

A apresentação dos custos de investimento e dos respetivos benefícios que se estima poderem vir a proporcionar para o SEN, bem como da evolução expectável de indicadores associados aos vetores que justificam os investimentos, é um exercício que tem paralelo com as práticas seguidas a nível europeu pelo ENTSO-E e pela Comissão Europeia.

À semelhança da proposta de PDIRT-E anterior, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de investimento. Adotando esta metodologia, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem melhor resposta às diferentes necessidades, identificando-as como a opção de mérito superior, em resultado da comparação entre soluções alternativas. No entanto, o operador da RNT ainda não apresenta, de forma sistemática, as soluções alternativas que analisou e os resultados dessa comparação.

A metodologia adotada pelo operador da RNT permite avaliar os projetos através do cálculo de um conjunto de atributos de modo a medir os custos e os benefícios associados a um projeto ou bloco de projetos de investimento. Alguns exemplos de atributos incluem: o benefício socioeconómico; a redução das perdas de energia; a redução das emissões de CO<sub>2</sub>; a qualidade da onda de tensão; a manutenção

ou criação de emprego externo; o CAPEX. Os atributos são na grande maioria de natureza qualitativa embora também se incluam alguns valores monetários<sup>7</sup>.

No capítulo 6.3 da proposta de PDIRT-E 2017 é apresentada a análise e resultados da aplicação da análise MCB ao conjunto de opções propostas pelo operador da RNT <sup>8</sup>, para dois horizontes temporais: 2022 e 2027 (com exceção dos projetos de “remodelação e modernização de ativos” que é efetuada apenas até 2022, justificado pelo operador da RNT pela dificuldade de prever o Indicador de Estado dos ativos num horizonte temporal mais longo).

Os resultados da aplicação da metodologia MCB são apresentados separadamente para os Projetos Base e para os Projetos Complementares. Não existe, contudo, informação sobre a desagregação dos benefícios monetizados, nomeadamente os benefícios socio-económicos para o SEN, por tipo de utilizador (consumidores ou produtores).

#### **Questão 10**

Considera que a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, é suficiente e adequada para fundamentar a necessidade dos Projetos Base e dos Projetos Complementares propostos?

#### **Questão 11**

Em que medida a análise e metodologia MCB efetuada deveria permitir alocar custos em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser recolhidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que beneficiam desses investimentos (i.e serem separados os montantes de benefícios associados aos consumidores daqueles que irão beneficiar os produtores)?

## **3.2 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS PARA FUNDAMENTAÇÃO DA DECISÃO FINAIS DE INVESTIMENTO**

### **3.2.1 PROJETOS BASE**

O projetos de investimento classificados como Projetos Base totalizam no primeiro quinquénio 2018-2022 cerca de 282 milhões de euros, divididos em dois blocos de investimento: Um primeiro bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com 257 milhões de euros, e que inclui:

---

<sup>7</sup> O anexo 9 da proposta de PDIRT-E apresenta no capítulo 2.3. uma descrição de todos os atributos considerados na análise de MCB. No entanto, não são explicitados os pressupostos nem os valores unitários associados a cada atributo, com a exceção dos relacionados com perdas e energia não fornecida.

<sup>8</sup> Nas situações em que os projetos de investimento estão intrinsecamente relacionados entre si, o operador da RNT optou por agregar os projetos em blocos de projetos apresentando o racional subjacente.

- 1) Remodelação e modernização de ativos;
- 2) Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento

O segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de Gestão Global de Sistema, com cerca de 24 milhões de euros.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT solicita uma Decisão Final de Investimento para 240 milhões de euros, ou seja, a quase totalidade dos projetos Base, uma vez que alguns investimentos estão condicionados por fatores que, segundo o operador da RNT, apenas poderiam ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta de PDIRT-E.

### 3.2.1.1 REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 175 milhões de euros, incluem os projetos que segundo o operador da RNT se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT, e visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço da RNT.

Com base na análise do Índice de Estado de Ativo de cada equipamento, o operador da RNT aplica uma metodologia que permite identificar aqueles equipamentos em que é necessário intervir. A proposta apresenta um conjunto de informação sobre cada projeto proposto, nomeadamente o valor do mesmo, os ganhos esperados em termos de evolução do estado do ativo, e identifica o ganho esperado em termos de custos de manutenção evitados.

Tal como na proposta de PDIRT-E 2015, não é identificado o custo de opção da não realização do projeto de modernização em termos de impacto de uma falha do mesmo. Em termos globais é, ainda, apresentada a comparação entre o custo associado à opção de uma eventual substituição de todo o ativo que atinge o fim de vida útil e a opção atual de realizar apenas o investimento da atual proposta de PDIRT-E 2017.

#### **Questão 12**

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017, baseada na caracterização do estado do ativo, e importância do mesmo, é suficiente para avaliar a necessidade de remodelação ou substituição de equipamentos? Deveria esta informação incluir os resultados de uma análise de sensibilidade aos impactos (custo) do adiamento dos projetos na segurança e operacionalidade da RNT?

### 3.2.1.2 COMPROMISSOS COM A RND SOBRE SEGURANÇA DA ALIMENTAÇÃO À RND

Neste bloco de projetos de investimento, que totalizam no primeiro quinquénio cerca 82 milhões de euros, enquadram-se projetos que visam dar resposta aos compromissos assumidos com o operador da RND em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimentos da RND, nomeadamente no

reforço de capacidade de transformação MAT/AT, bem como na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

#### **Questão 13**

Considera que os custos associados a estes investimentos, com benefício do ponto de vista das redes de distribuição, deveriam ser de algum modo incluídos como um custo indireto assumido em sede de PDIRD? Como assegurar que do ponto de vista da coordenação, não são antecipados investimentos na RNT que não sejam devidamente fundamentados no PDIRD-E anterior? Assume o operador da RND a importância de cada um destes projetos de investimento para a sua atividade e a necessidade de ser tomada uma DFI para cada um deles nesta edição de PDIRT-E?

### **3.2.2 PROJETOS COMPLEMENTARES**

Os projetos complementares, totalizam no primeiro quinquénio cerca de 220 milhões de euros<sup>9</sup>, com o operador da RNT a referir que apenas apresenta soluções para concretizar os projetos, dando resposta a necessidades de rede identificadas, nomeadamente no que diz respeito a orientações de política energética, ficando a respetiva "Decisão Final de Investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente".

Enquadram-se neste bloco de projetos os principais projetos associados a: 1) reforço da capacidade de receção de nova produção renovável, incluindo projetos solares; 2) reforço da capacidade de interligação; 3) ligação a polos de consumo e novas alimentações à RND; e 4) sustentabilidade e gestão do sistema em ambiente de mercado.

#### **3.2.2.1 REFORÇO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO**

Os projetos de investimento propostos pelo operador da RNT associados à receção de nova capacidade de produção, previstos entrarem em exploração no primeiro quinquénio de abrangência da proposta de PDIRT-E 2017, enquadram-se no indutor "integração de mercados e concorrência" e é um dos temas centrais da atual proposta de PDIRT-E 2017, com um montante de investimento próximo de 125 milhões de euros.

No capítulo 6.7, o operador da RNT caracteriza a atual capacidade de receção da RNT, quantificando o valor disponível por subestação e por nível de tensão, identificando também as zonas de rede em que não

---

<sup>9</sup> O operador da RNT assume que as datas de concretização dos Projetos Complementares são flexíveis e apresentadas como um intervalo temporal, pelo que alguns projetos que abrangem ambos os quinquénios, podem ser iniciados no final 1º quinquénio ou no início do 2º quinquénio, em função da decisão que vier a ser tomada pelo Concedente.

existe capacidade de receção, ou em que esta apresenta valores reduzidos e insuficientes para dar resposta ao volume de pedidos de licenças de produção em curso. No entanto, nesta análise, o operador da RNT não apresenta informação sobre se o défice de capacidade é estrutural, ao longo de todo o ano, ou se temporário, associado a simulação de cenários extremos, em que se registam elevadas produções hídricas/eólicas e baixos regimes de carga na RND.

Para melhor caracterizar as necessidades futuras de rede, o operador da RNT apresenta informação detalhada, para cada subestação, sobre as licenças de produção já emitidas e respetiva capacidade da ordem dos 1450 MW já atribuída/reservada à data de março de 2017. Segundo o operador da RNT, existem ainda mais de 3300 MW de pedidos de viabilidade de ligação de nova produção à RNT, ainda sem qualquer licença atribuída. O operador da RNT refere que este total de pedidos corresponde somente aqueles que foram feitos diretamente à RNT e não consideram todos os eventuais pedidos de ligação de produção descentralizada que tenham sido feitos diretamente ao operador da RND, sem conhecimento do operador da RNT.

Para fazer face aos compromissos assumidos em termos de licenças atribuídas, bem como ao elevado número de pedidos de viabilidade, o operador da RNT propõe a construção de um conjunto de eixos a 400 kV, destinados a criar condições para a receção de nova produção. Destacam-se os projetos de investimento na zona da Beira Interior, por um lado, e na zona interior do Alentejo e Algarve, por outro. Todos estes eixos são classificados como Projetos Complementares.

A norte de Portugal continental, o operador da RNT propõe a construção do eixo entre Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira, associado às futuras grandes hídricas do Alto Tâmega que se encontram já em construção. Este eixo será complementado, nas suas funções, pelo novo eixo a 400 kV entre Pedralva e Sobrado (a norte do Porto) e, segundo o operador da RNT, irá também servir para dar flexibilidade à receção a toda a produção hídrica da região do Cávado. Mais no interior-centro do país, e para fazer face ao volume de licenças e pedidos de viabilidade identificado para a região da Beira Interior, o operador da RNT propõe a construção do eixo a 400 kV entre Falagueira e Fundão, que complementar a rede a 150kV e a 220 kV já existente. Também previsto, mas para um horizonte temporal posterior, após 2024, a proposta de PDIRT-E 2017 prevê a construção do eixo Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira, associado à receção de capacidade de projetos solares na zona do interior do Alentejo e do Algarve.

Segundo o operador da RNT, os valores de capacidade anunciados para cada um dos eixos apenas serão firmes caso a produção ligada a nível nacional não ultrapasse os 400 MW. Para valores superiores, o operador da RNT assume ser necessário realizar estudos para verificar o impacto da localização desta nova produção quer na operação da RNT quer nos fluxos na interligação.



**Questão 14**

Considera que a informação disponibilizada é suficiente para aferir que não existe capacidade de receção e que há uma efetiva necessidade de reforço de rede para todos estes novos eixos justificados unicamente para receção de nova produção em regime de mercado? Em que medida seria possível e se deveria classificar essa falta de capacidade como temporária ou estrutural?

**Questão 15**

Para além dos benefícios que os produtores diretamente envolvidos terão, em que medida, o acréscimo desta nova produção renovável terá impacto na redução do preço de mercado e compensará os custos acrescidos das novas infraestruturas de rede, com impacto nas tarifas a suportar por consumidores?

**Questão 16**

Tendo em conta a incerteza sobre a concretização de toda esta nova capacidade de produção renovável associada aos pedidos de viabilidade identificados pelo operador da RNT, como tratar a correspondente necessidade de significativos reforços de rede e o risco acrescido desse investimento se tornar ocioso em situações em que, por exemplo, muitas destas novas centrais de produção elétrica não se venham efetivamente a instalar?

**3.2.2.2 REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA**

A atual proposta de PDIRT-E 2017 disponibiliza informação sobre a caracterização da evolução da capacidade de interligação para fins comerciais ao longo dos últimos anos, identificando a conclusão do projeto da interligação Minho-Galiza (Ponte de Lima-Espanha), num total de 41 milhões de euros, como essencial para se atingir a meta dos 3000 MW de capacidade em ambos os sentidos. Este projeto já foi analisado em sede de proposta de PDIRT-E 2015 e, como projeto PCI em 2015 (e em 2017), teve o parecer positivo da ERSE.

Por outro lado, a atual proposta de PDIRT-E 2017 não apresenta informação sobre a linha a 400 kV entre a zona de Ponte Lima e a subestação de V.N Famalicão, que apesar de constar nas propostas de PDIRT-E anteriores como integrada no eixo Pedralva-Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão, não foi ainda construída e não existe qualquer informação de que tenha sido aprovada. A atual proposta de PDIRT-E 2017 considera esta linha como entrada em exploração até final de 2017, e por isso, inclui a mesma nos mapas da RNT como equipamento em exploração.

Adicionalmente, o operador da RNT refere que a capacidade de interligação beneficiará ainda da construção do eixo Pedralva-Sobrado (com um montante de investimento de 28 milhões de euros), que permitirá uma melhor gestão dos fluxos na região.

**Questão 17**

Existem comentários adicionais relativos associados à DFI do projeto da interligação Minho-Galiza? Tendo em conta o restante conjunto de investimentos da RNT previsto para a região, que argumentos existem que não permitam o adiamento de uma DFI em relação ao eixo Pedralva-Sobrado para a edição de 2019 ou posterior do PDIRT-E?

**3.2.2.3 LIGAÇÃO A POLOS DE CONSUMO E COORDENAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RNT E O OPERADOR DA RND**

**ALIMENTAÇÃO A POLOS DE CONSUMO**

No primeiro quinquénio entre 2018 e 2022, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 dois Projetos Complementares enquadrados no indutor “ligação a polos de consumo”, em que inclui um projeto de investimento destinado à alimentação de um cliente MAT na região de Águeda, bem como um projeto destinado a garantir a segurança da alimentação às redes de distribuição, designadamente a criação de novos pontos injetores MAT/AT na região do Alto Alentejo.

É importante começar por referir que a ligação de novos clientes em MAT no SEN é extremamente rara e que, no passado recente e para além das ligações da ferrovia, se identificou terem ocorrido unicamente um ou dois casos. Assim, relativamente ao Projeto Complementar “Alimentação a Cliente em MAT”, num total de cerca de 10 milhões de euros, o operador da RNT prevê a instalação de um posto de corte a 220 kV na zona de Águeda, alimentado por uma linha a partir da subestação de Mourisca. Este projeto visa o fornecimento de energia elétrica a um cliente industrial cujo consumo e potência o operador da RNT perspetiva venham a aumentar no futuro. No entanto, o operador da RNT refere que o promotor está ainda a realizar estudos.

**Questão 18**

Considera que o operador da RNT deveria disponibilizar informação adicional para justificar o investimento relativo ao Projeto Complementar “Alimentação a Cliente em MAT”? Deverá ser tornado claro que este projeto de investimento na RNT corresponde a um reforço de rede no âmbito do processo de ligação de clientes às redes, tal como previsto no RRC ou existe qualquer outro enquadramento que o possa justificar?

O segundo Projeto Complementar, diz respeito à “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira–Estremoz–Divor–Pegões”, que inclui a construção de duas novas subestações (uma em Divor e outra em Pegões) e ascende a 50 milhões de euros numa primeira fase correspondente ao primeiro quinquénio (numa segunda fase que será concretizada apenas no 2º quinquénio, está previsto um montante de investimento de cerca de 10 M€, que inclui a construção da subestação de Pegões).

Apesar dos sucessivos pareceres da ERSE que iam no sentido do adiamento da construção do troço entre Estremoz e Divor, este troço foi construído e colocado em exploração no final de 2015 (ainda que explorado a 60 kV<sup>10</sup>). Nesta proposta de PDIRT-E 2017, todo este eixo é proposto pelo operador da RNT para permitir dar resposta: 1) à falta de capacidade de receção de nova geração no Alto Alentejo; 2) à necessidade de se criar as condições para a alimentação elétrica ao futuro eixo ferroviário Évora – Elvas/Caia (em estudo); 3) a assegurar a segurança e flexibilidade de alimentação aos consumos da RND na região e em especial à subestação de Estremoz, e ainda 4) a aumentar a flexibilidade da segurança de abastecimento à região sul do país num eventual cenário futuro de ausência de produção termoelétrica no sul do país.

#### **Questão 19**

Considera, nomeadamente o operador da RND, urgente uma DFI relativa à concretização do Projeto Complementar “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões”? Assume que os benefícios para a RND justificam, pelo menos em parte, os custos incorridos pelo operador da RNT e, se sim, em que percentagem?

#### **Questão 20**

Atualmente também justificado pelo operador da RNT pelos desenvolvimentos previstos com a eletrificação da linha ferroviária de Sines ao Caia, qual é a percentagem dos custos deste projeto de investimento que está previsto ser suportado pela ferrovia?

#### **COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND**

Num contexto de crescimento da proporção de capacidade de produção ligada às redes de distribuição face à RNT (produção descentralizada), e em que as cargas naturais da RND não crescem significativamente, há uma tendência clara para que exista uma alternância entre fluxos da RNT para a RND e fluxos no sentido oposto.

---

<sup>10</sup> A proposta de PDIRT-E 2015 previa que este troço de linha apenas entrasse em exploração em 2016, tendo o operador da RNT antecipado para 2015 a sua entrada em exploração como ativo da RNT abastecendo consumos da RND, mas operado não a 400 kV mas sim a 60kV.

Por outro lado, do ponto de vista da capacidade de receção das redes, é clara a influência da RND na necessidade de reforço da RNT, uma vez que a grande maioria da nova capacidade é ligada na RND. Assim, quer seja através da construção de novos eixos para escoar a produção de origem renovável instalada na RND, quer seja através do reforço da capacidade de transformação das subestações, há uma clara necessidade de coordenação entre os dois operadores para que realizem estudos que fundamentem a necessidade dos reforços de rede.

Adicionalmente, observou-se no passado que o operador da RNT tem sido responsável por decisões de planeamento num 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-consumo e da tensão da rede de distribuição, que implicará uma coordenação dos operadores da RNT e da RND nestes temas.

Neste contexto, 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. De igual modo, 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.

Na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT refere, mas não apresenta, estudos efetuados em conjunto com o operador da RND que visam uma adequação dos respetivos planos de investimentos e das condições de exploração das suas redes.

#### **Questão 21**

Em que medida a incerteza nos regimes de produção e de consumo da RND são considerados para efeitos da fundamentação dos projetos de investimento na fronteira RNT/RND? Como evoluir em termos de estudos conjuntos para avaliar as necessidades de ambas as redes?

### **3.2.2.4 OUTROS PROJETOS COMPLEMENTARES**

#### **RECEÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE**

A proposta de PDIRT-E 2017 dedica o ponto 5.4 ao tema “energias renováveis de origem ou localização oceânica”, concretamente ao aproveitamento de produção de energia eólica localizada ao largo de Viana do Castelo, inserida numa zona piloto, dando assim continuidade à proposta de PDIRT-E 2015, na qual foi introduzido e descrito o projeto de receção de produção eólica *offshore* ao largo de Viana do Castelo.

Face à proposta de PDIRT-E anterior, destaca-se a não apresentação de qualquer descrição técnica deste projeto de receção de produção eólica *offshore*, e que consistia em 3 fases de desenvolvimento que permitiam no final uma receção até 400 MVA. Importante também referir que na identificação dos projetos classificados pelo ORT como Projetos Complementares, não é quantificado qualquer custo associado a este projeto, estando referido apenas “em estudo” (na anterior proposta eram identificados cerca de 100 M€ ao longo das 3 fases).

Apesar da ausência de nova informação detalhada sobre o projeto, regista-se que, no seguimento do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015, regista-se que o Operador da RNT assume que “o projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. de Castelo será totalmente financiado com subsídios”.

#### **DESENVOLVIMENTO DO APROVEITAMENTO DE POTENCIAL SOLAR**

Na classificação dos Projetos Complementares, a proposta de PDIRT-E 2017 apresenta o indutor “Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar”, dando relevo à informação disponibilizada sobre o elevado volume de pedidos para ligação de projetos solares, totalizando mais de 3000 MW, distribuídos essencialmente pelo Alentejo e Algarve.

Assim, na proposta de PDIRT\_E 2017, calendarizado para entrar em exploração entre 2024 e 2026, o operador da RNT prevê a realização de novos projetos para receção de nova produção fotovoltaica, cujo montante ascende a 70 M€, concretizando um eixo que atravessa o Alentejo desde Ferreira do Alentejo até Ourique e continuando mais para Sul até Tavira. O operador da RNT afirma que este eixo de 400 kV poderá garantir até 800 MW de nova capacidade, ficando valores superiores dependentes de estudos sobre o impacto na operação da RNT e na capacidade de interligação e da libertação de capacidade atualmente reservada na região de Sines.

#### **SUSTENTABILIDADE E OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE**

A proposta de PDIRT-E 2017 dá continuação á proposta de PDIRT-E 2015, propondo um conjunto de projetos, de valor acima dos 100 milhões de euros, ainda que só após 2025, que visam melhorias ao nível da otimização da ocupação territorial de zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional, acompanhadas do reforço da segurança de alimentação aos consumos nestas áreas metropolitanas. Estas melhorias deverão ser efetivadas através da reformulação de partes da estrutura existente, nomeadamente mediante a alteração de alguns troços de 220 kV atualmente em tipologia de circuito aéreo para circuito subterrâneo.

Tendo presente o compromisso resultante da Declaração de Impacto Ambiental da linha Armamar-Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro (ADV), a proposta de PDIRT-E 2017 reafirma a necessidade de um conjunto de intervenções na RNT. Estes projetos já incluídos nas propostas de PDIRT-E desde a edição 2013, abrangem a

otimização de linhas da RNT, cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

A atual proposta refere, contudo, que o prazo previsto para a realização dos projetos, em 2025, depende ainda de uma avaliação de estudos já em curso.

#### **MUDANÇA DE PARADIGMA**

O exercício de planeamento das redes é de natureza complexa pois cada operador deve dimensionar as suas redes em função não apenas da evolução futura da procura (consumo e pontas de consumo), mas igualmente das novas capacidades de produção, atrás já discutidas.

No que diz respeito à procura, as redes devem ser dimensionadas para garantir o abastecimento das pontas de consumo com os níveis estabelecidos regulamentarmente de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço.

Já no que diz respeito à oferta de capacidade de receção de nova produção, que não seja motivada exclusivamente por motivos de segurança de abastecimento, a evolução tecnológica fez com que seja muito visível o interesse de promotores empresariais em investir em centrais de produção de energia renovável para fornecer o mercado elétrico, com muitos promotores a apresentarem aos operadores de rede pedidos de viabilidade de ligação às redes de centrais elétricas a partir de fontes renováveis, com potências que atingem alguns MW para funcionarem em ambiente de mercado. No entanto, é importante estar atento à evolução, que é também expetável, em termos da produção local para abastecimento de autoconsumo (promovida pelos próprios consumidores, em BT e MT) e a respetiva consequência em termos de utilização dos diferentes níveis de tensão da rede elétrica.

Em particular, no abastecimento dos consumos e na perspetiva da produção local para autoconsumo, a tecnologia de produção solar, atualmente preponderante neste tipo de instalações, irá concorrer com os produtores de maior escala ligados à rede de distribuição, e até com os produtores ligados à rede de transporte. Nesse contexto, o exercício de planeamento e desenvolvimento das redes deverá ter em consideração a possibilidade de um considerável incremento desta realidade. Apesar de poder parecer que não é afetada, este racional também se aplica à RNT.

Por outro lado, com o aumento da produção local para autoconsumo (ou, numa perspetiva ainda mais futurista, para venda direta *peer to peer* dentro de uma comunidade local), tenderá a haver uma diminuição da procura do ponto de vista dos mercados de energia tradicionais, no pressuposto de não virem a existir outros fatores que façam aumentar a procura de eletricidade. Assim, um possível sucesso da produção local para autoconsumo, que deverá ser considerado um direito inalienável dos consumidores, poderá ser conflitante com o atual interesse em investir em centrais elétricas a partir de

fontes renováveis a funcionar em regime de mercado, devido a uma eventual possível insuficiência de procura (na perspetiva do mercado elétrico tradicional).

Por sua vez, atualmente, o exercício de planeamento das redes obedece ao disposto nos Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, que definem os critérios e as linhas de orientação a que os operadores devem observar ao dimensionar as suas redes. Nomeadamente, no que se refere a dimensionamento das redes para ocorrência de pontas, quer de consumo que de produção, são simulados regimes severos, por exemplo cenários simultâneos de carga reduzida e elevada produção, e são verificados os limites de operação das redes. Aas atuais disposições regulamentares não preveem qualquer análise de sensibilidade à probabilidade de ocorrência destes cenários simultâneos, o que por si só se traduz num menor grau de liberdade do operador no dimensionamento das redes, com o conseqüente aumento das necessidades de investimento ou maior limitação na ligação de nova produção. Toda a alteração de paradigma que o setor elétrico tem vivido leva à necessidade destes princípios serem discutidos.

**Questão 22**

Sobre estes temas, e sobre estes projetos complementares, tem algum comentário específico?





#### 4 DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos e diplomas legais que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017), de julho de 2017, preparado pela REN – Rede Elétrica Nacional como operador da RNT, após as alterações solicitadas pela Direção Geral de Energia e Geologia.
2. Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030, de janeiro de 2017, emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia.
3. Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
4. Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
5. Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, que altera a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida, respetivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração, concretizando o disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.
6. Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, que estabelece o regime jurídico de utilização dos bens do domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais, para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar na zona piloto, identificada no anexo I do Decreto-Lei, bem como o regime de gestão, acesso e exercício da atividade mencionada.
7. Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, que estabelece as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008.
8. Resolução do Conselho de Ministros n.º 15/2016, de 16 de março, relativo ao estabelecimento de um grupo de trabalho interministerial para apresentação e discussão pública de um modelo de desenvolvimento para potenciar o investimento em Investigação e Desenvolvimento (I&D),

nomeadamente relativo a projetos de demonstração tecnológica e projetos pré-comerciais como o de receção de produção *offshore*.

9. Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, relativo à implementação do projeto de receção de produção eólica *offshore* e atribuição do ponto de receção da RESP.
10. Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.
11. Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.
12. Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, procedendo à identificação dos projetos de interesse comum (PCI) necessários e à criação de especificidades para o licenciamento, a imputação de custos e financiamento destes projetos.
13. Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, aditando-lhe um anexo com a Lista da União de projetos de interesse comum (PCI).
14. Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, que cria o mecanismo *Connecting Europe Facility* (CEF), determinando as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia.

**ANEXO**  
**QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA**



**Questão 1**

Considera que é suficiente e adequada a informação utilizada na proposta de PDIRT-E 2017 sobre a evolução prevista da produção?

**Questão 2**

Considera que a proposta de PDIRT-E 2017 analisa devidamente a evolução previsível da produção descentralizada ligada às redes de distribuição e o impacto que esta evolução tem na necessidade de reforços da RNT para escoar a produção não absorvida pela carga natural da RND?

**Questão 3**

Tendo em conta que a evolução recente do consumo de eletricidade, da ponta síncrona do SEN (referencial do consumo) e da ponta de carga da RNT mostram alguma incerteza na sua evolução, quais as análises de sensibilidade à procura (consumo e pontas de carga) que considera mais relevantes para o exercício de planeamento da rede de transporte?

**Questão 4**

Que outro tipo de informação consideraria ser mais adequado disponibilizar para uma melhor avaliação das previsões de consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga do SEN?

**Questão 5**

Considera que operador da RNT deverá, desde já prever uma adequação do planeamento de médio e longo prazo da sua rede, para considerar estas novas características dos consumidores do futuro e antecipar o seu impacto?

**Questão 6**

Num modelo de utilização dos sistemas elétrico tendencialmente mais distribuído, ao invés de centralizado, e bidirecional, de que forma devem ser abordados os aspetos associados à segurança do abastecimento, qualidade de serviço e coordenação entre operadores de redes de transporte e de distribuição?

**Questão 7**

Considera que a classificação dos projetos de investimento propostos em Projetos Base e Projetos Complementares é correta? Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017 ao nível dos projetos de investimento e respetivas análises de sensibilidade às datas de concretização dos mesmos são suficientes e adequadas?

**Questão 8**

Tendo em conta a evolução da procura, considera adequada a apresentação de cenários alternativos de procura para efeitos de apuramento de impactes tarifários?

**Questão 9**

De acordo com a análise de impactes apresentada, considera que a mesma é efetuada de forma clara e é suficiente em termos de pressupostos, designadamente de financiamento, para uma adequada perceção dos encargos adicionais com a rede de transporte a suportar no futuro?

**Questão 10**

Considera que a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, é suficiente e adequada para fundamentar a necessidade dos Projetos Base e dos Projetos Complementares propostos?

**Questão 11**

Em que medida a análise e metodologia MCB efetuada deveria permitir alocar custos em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser recolhidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que beneficiam desses investimentos (i.e serem separados os montantes de benefícios associados aos consumidores daqueles que irão beneficiar os produtores)?

**Questão 12**

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017, baseada na caracterização do estado do ativo, e importância do mesmo, é suficiente para avaliar a necessidade de remodelação ou substituição de equipamentos? Deveria esta informação incluir os resultados de uma análise de sensibilidade aos impactos (custo) do adiamento dos projetos na segurança e operacionalidade da RNT?

**Questão 13**

Considera que os custos associados a estes investimentos, com benefício do ponto de vista das redes de distribuição, deveriam ser de algum modo incluídos como um custo indireto assumido em sede de PDIRD? Como assegurar que do ponto de vista da coordenação, não são antecipados investimentos na RNT que não sejam devidamente fundamentados no PDIRD-E anterior? Assume o operador da RND a importância de cada um destes projetos de investimento para a sua atividade e a necessidade de ser tomada uma DFI para cada um deles nesta edição de PDIRT-E?

**Questão 14**

Considera que a informação disponibilizada é suficiente para aferir que não existe capacidade de receção e que há uma efetiva necessidade de reforço de rede para todos estes novos eixos justificados unicamente para receção de nova produção em regime de mercado? Em que medida seria possível e se deveria classificar essa falta de capacidade como temporária ou estrutural?

**Questão 15**

Para além dos benefícios que os produtores diretamente envolvidos terão, em que medida, o acréscimo desta nova produção renovável terá impacto na redução do preço de mercado e compensará os custos acrescidos das novas infraestruturas de rede, com impacto nas tarifas a suportar por consumidores?

**Questão 16**

Tendo em conta a incerteza sobre a concretização de toda esta nova capacidade de produção renovável associada aos pedidos de viabilidade identificados pelo operador da RNT, como tratar a correspondente necessidade de significativos reforços de rede e o risco acrescido desse investimento se tornar ocioso em situações em que, por exemplo, muitas destas novas centrais de produção elétrica não se venham efetivamente a instalar?

**Questão 17**

Existem comentários adicionais relativos associados à DFI do projeto da interligação Minho-Galiza? Tendo em conta o restante conjunto de investimentos da RNT previsto para a região, que argumentos existem que não permitam o adiamento de uma DFI em relação ao eixo Pedralva-Sobrado para a edição de 2019 ou posterior do PDIRT-E?

**Questão 18**

Considera que o operador da RNT deveria disponibilizar informação adicional para justificar o investimento relativo ao Projeto Complementar “Alimentação a Cliente em MAT”? Deverá ser tornado claro que este projeto de investimento na RNT corresponde a um reforço de rede no âmbito do processo de ligação de clientes às redes, tal como previsto no RRC ou existe qualquer outro enquadramento que o possa justificar?

**Questão 19**

Considera o operador da RND urgente uma DFI relativa à concretização do Projeto Complementar “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões”? Assume que os benefícios para a RND justificam, pelo menos em parte, os custos incorridos pelo operador da RNT e, se sim, em que percentagem?

**Questão 20**

Atualmente também justificado pelo operador da RNT pelos desenvolvimentos previstos com a eletrificação da linha ferroviária de Sines ao Caia, qual é a percentagem dos custos deste projeto de investimento que está previsto ser suportado pela ferrovia?

**Questão 21**

Em que medida a incerteza nos regimes de produção e de consumo da RND são considerados para efeitos da fundamentação dos projetos de investimento na fronteira RNT/RND? Como evoluir em termos de estudos conjuntos para avaliar as necessidades de ambas as redes?

**Questão 22**

Sobre estes temas, e sobre estes projetos complementares, tem algum comentário específico?





Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

Tel.: 21 303 32 00

