

“100.ª Consulta Pública – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021)”

PARECER do CONSELHO TARIFÁRIO

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- O Operador da Rede de Transporte (ORT) efetuou uma apresentação do PDIRT-E 2021 ao CT em 12 de maio de 2021;
- A ERSE remeteu ao CT uma apresentação do PDIRT-E 2021 ao CT em 21 de maio de 2021.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento³ contendo a "**Proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021)**", cabendo ao CT emitir parecer até 16 de junho de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

Proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021)

I

GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO LEGAL

O Planeamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) obedece a um conjunto de regras e obrigações previstas na legislação para o setor elétrico, de que se destaca, em particular, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi 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, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Assim, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações, o operador da RNT (ORT) deve elaborar, de dois em dois anos, nos anos ímpares, o Plano de Desenvolvimento e Investimento decenal da Rede de Transporte (PDIRT-E), tendo por base o relatório de monitorização da segurança do

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

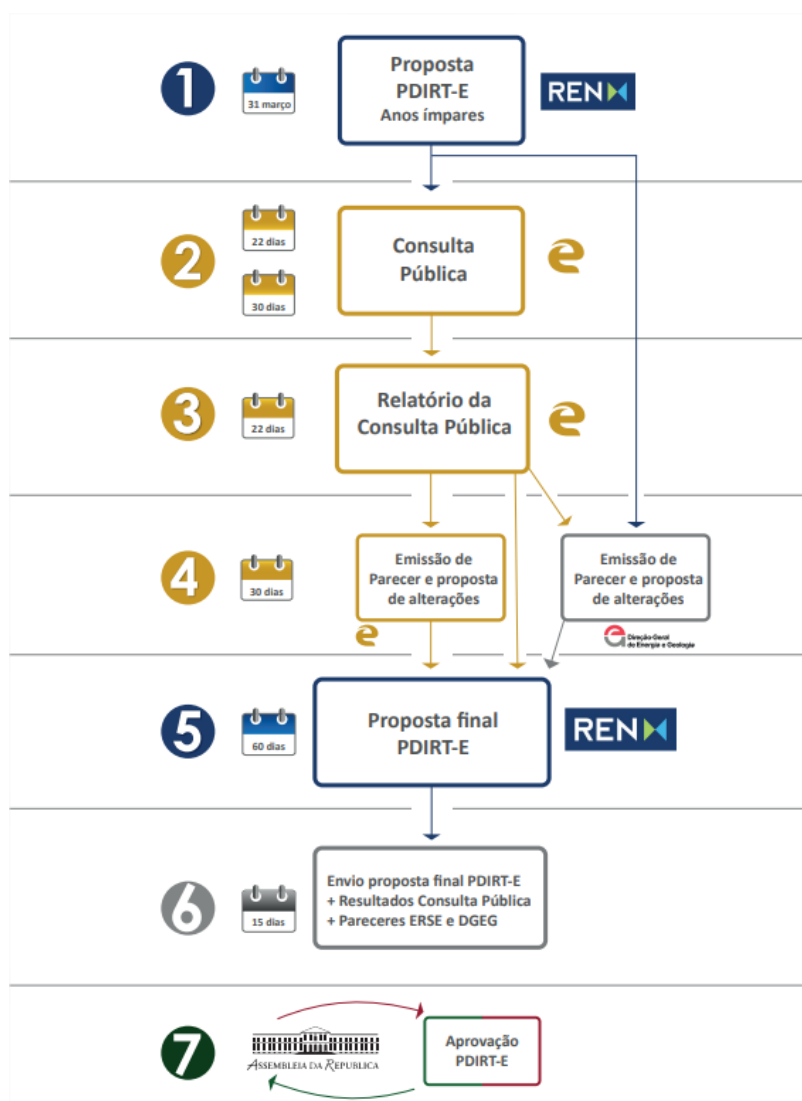
³ PCA da ERSE, de 03 maio 2021

abastecimento, a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

Nos termos da legislação em vigor, o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E é o seguinte:

- O ORT deve apresentar a proposta de PDIRT-E à DGEG e à ERSE, até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar;
- Recebida a proposta de PDIRT-E, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;
- Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório, que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNT;
- No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao ORT o respetivo parecer, que pode determinar a introdução de alterações à proposta. O CT nota que:
 - i. o parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens;
 - ii. o parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a coerência do PDIRT-E com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, conforme previsto na alínea *b*) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, podendo a este respeito consultar a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia;
- Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o ORT dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT-E, que deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorporar as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
- No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRT-E, a DGEG deverá enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;
- O membro do Governo responsável pela área da energia deverá submeter, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRT-E a discussão na Assembleia da República;
- A aprovação da proposta de PDIRT-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE, e, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, após discussão na Assembleia da República.
- Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRT-E, no prazo de 30 dias.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E encontra-se ilustrado na figura seguinte:



Fonte: ERSE (documento de Enquadramento da Proposta de PDIRT-E – Pág. 4)

II

ESPECIALIDADE

A. ANTECEDENTES

O PDIRT-E 2017 (com aplicação no período 2018-2027), na sua versão final, integrou muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública, bem como as principais recomendações contidas no parecer da ERSE, tendo sido aprovado, pelo Secretário de Estado de Energia, em 14 de fevereiro de 2019, prevendo um montante total de 535,2 milhões de euros em projetos de investimento, dos quais:

- ✓ 468,2 M€ relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022);
- ✓ 67 M€ relativos a um projeto proposto inicialmente para o segundo quinquénio que o concedente considerou ser necessário antecipar.

O ORT classificou e quantificou os projetos aprovados em:

- ✓ Projetos Base: 240,0 M€;
- ✓ Projetos Complementares: 295,2M€.

A proposta de PDIRT-E 2019, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2020-2029, sobre a qual a ERSE emitiu parecer em 13 de maio de 2020, dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017, apresentando propostas de investimento para o seu período de abrangência, propondo:

- ✓ 195,5 M€, para o primeiro quinquénio (2020-2024);
- ✓ 547,5 M€, para o segundo quinquénio (2025-2029).

Tendo em conta o contexto decorrente da pandemia da COVID-19 e da incerteza quanto ao futuro do sistema elétrico, agravado pela conjuntura que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar no tempo, a ERSE entendeu ser aceitável que, da aprovação da proposta do PDIRT-E 2019, não resultasse um aumento dos custos a suportar pelos consumidores, em sede de tarifas de acesso às redes elétricas.

Assim, no seu parecer, emitido em 2020, a ERSE recomendou que, *“na versão final de PDIRT-E 2019, a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNT solicitasse a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 83,6 milhões de euros. Em resultado dessa recomendação, o valor total de investimento na RNT no período de 2020-2024 ascenderia a 502,6 milhões de euros, valor que integra o investimento aprovado no PDIRT-E 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRT-E 2019”*.

A ERSE refere, no documento de enquadramento à proposta de PDIRT-E 2021 que, até à data do lançamento da presente consulta pública, não teve conhecimento da aprovação da proposta de PDIRT-E 2019, pelo que o PDIRT-E 2017 é a última proposta aprovada, incluindo o montante de 161,9 milhões de euros a custos totais já aprovado relativamente ao período 2018-2027, partilhado com a atual proposta de PDIRT-E 2021 (2022-2031).

Não obstante o acima exposto, verificou-se a aprovação casuística de projetos do PDIRT, prática com a qual o CT discorda por considerar incoerente com o racional de uma cadeia de apreciação de Planos de Investimento, sem prejuízo dos ajustamentos que forem necessários introduzir à *posteriori*, ou mesmo da aprovação excecional de novos projetos considerados essenciais.

O ORT submeteu à ERSE, em 31 de março de 2021, a proposta de PDIRT-E 2021 para o período 2022-2031, agora em análise.

B. PDIRT-E 2021

1. Recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2019

Em análise da proposta de PDIRT para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019 - Consulta Pública n.º 83), o CT emitiu as seguintes recomendações, que continuam atuais e pertinentes:

- O CT regista as tendências que igualmente refletem novos vetores de desenvolvimento a que assistimos, não só em Portugal, como no resto da Europa:
 - A cada vez maior penetração de produção distribuída, nomeadamente alavancada por um quadro regulamentar que permite que grupos de consumidores partilhem energia em autoconsumo coletivo (já a partir de 2020) ou que se venham a organizar em Comunidades de Energia Renovável (em 2021);

CONSELHO TARIFÁRIO

- A possibilidade de participação dos consumidores nos serviços de sistema, mesmo que numa fase inicial apenas os grandes consumidores possam prestar esses serviços, e considerando também a possibilidade de, no futuro, existirem agregadores que permitam uma maior participação dos consumidores;
- Considera ainda o CT que estes fatores não deixarão de ter impacto no planeamento das redes de distribuição e, conseqüentemente, no da rede de transporte nacional.
- O CT faz notar a necessidade de se considerarem os níveis de carga na rede expectáveis e a possibilidade de se antecipar projetos sempre que se revelem adequados. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação das redes e em linha com o que foi defendido no último parecer do CT sobre o PDIRT-E 2017, aconselha-se que se flexibilize este período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer;
- O CT aconselha que o ORT continue a acompanhar e a monitorizar, em articulação com o operador da RND, os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, de forma a traduzir esses efeitos no exercício de planeamento logo que a informação relativa a diferentes cenários de procura permita evidenciar as respetivas tendências;
- Entende o CT que seria benéfica a apresentação, por parte do ORT e sempre que possível, dos projetos de investimento alternativos analisados, bem como os resultados dessa comparação, de forma a permitir conhecer melhor a interpretação das conclusões decorrentes da aplicação da Metodologia Custo-Benefício (MCB);
- Defende o CT que os investimentos conducentes ao reforço de interligações a realizar carecem de estreita articulação com os seus congéneres europeus, nomeadamente no plano da sua planificação e execução, por forma a assegurar um retorno efetivo;
- Considera ainda o CT que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre o setor elétrico e o setor do gás, proporcionando uma maior integração intersectorial, numa lógica de *sector coupling*, em estreito alinhamento com a política comunitária;
- O CT volta a sugerir que se deveria consensualizar e estabelecer um quadro comum de metodologia analítica para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte;
- O CT também recomenda ao ORT a inclusão de cenários complementares e diversos dos pressupostos adotados na presente proposta, especialmente na dimensão e evolução positiva ou negativa da procura, para avaliação dos impactes tarifários;
- O CT considera que o exercício PDIRT-2019 já incorpora várias manifestações das alterações do paradigma de funcionamento do sector, como, designadamente, o seu alinhamento com as metas do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia em dezembro de 2018;

É, contudo, previsível que questões emergentes coloquem a necessidade de construir múltiplos cenários para o futuro das redes e, por consequência, a definição e priorização dos investimentos operacionais necessários. O CT recupera, entre outras, as seguintes questões:

- a) A progressiva eletrificação da economia, patente nos diversos programas tendentes à descarbonização das nossas sociedades, vai coabitar com a tendência decrescente da

intensidade elétrica no PIB, o que traduz uma maior eficiência na utilização dos recursos. O balanço deste movimento, incerto, irá impactar e tornar menos determinística a evolução da procura;

b) O desacoplamento entre a ponta síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT que atualmente é superior à do SEN, cujo crescimento é fortemente condicionado pela injeção na rede por produtores distribuídos e que vai influenciar uma fração relevante do investimento proposto pelo ORT no futuro;

c) O confronto entre os investimentos necessários ao crescimento das redes e uma gestão do consumo em ambiente cada vez mais "inteligente" poderá impactar a vida útil dos equipamentos das redes (entre outros, modificação do fator de envelhecimento), complexificando as decisões relativas à necessidade da sua substituição;

- O CT recomenda que o ORT, muito em particular e em articulação com a DGEG e a ERSE, monitorize atenta e continuamente os diferentes fatores que condicionam o desenvolvimento da RNT, para que se garanta que não sejam atingidos valores máximos de injeção e transporte de energia, não compatíveis com as necessidades e possibilidades de consumo e de exportação, num contexto do MIBEL e construção coordenada do Mercado Único de Energia, evitando o assumir de custos irrecuperáveis (afundados).

2. Enquadramento

A proposta de PDIRT-E 2021, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de suceder à proposta de PDIRT-E 2019, sem aprovação até à data, e pelo facto de o seu horizonte temporal abranger ainda projetos aprovados em sede de PDIRT-E 2017.

Na proposta em apreço, o ORT propõe, para o primeiro quinquénio (2022-2026), um montante de 392,0 milhões de euros, repartidos por 319,0 milhões de euros em Projetos Base e 72,9 milhões de euros em Projetos Complementares, e, para o segundo quinquénio (2027-2031), prevê um montante que ascende a 439,2 milhões de euros.

3. Evolução da Proposta de PDIRT-E 2021 face às Propostas de PDIRT-E anteriores

Nesta Consulta Pública, a ERSE propõe manter, como metodologia, os mesmos pressupostos que nortearam anteriores consultas públicas e a aprovação do PDIRT-E 2017, i.e., apesar da proposta do PDIRT-E 2021 apresentar propostas de investimento para os dez anos do seu período de abrangência, 2022 a 2031, apresenta, para análise com maior profundidade e para serem admitidos como passíveis de aprovação, unicamente, os projetos de investimento que se comprove serem necessários entrar em exploração durante o primeiro quinquénio de abrangência do plano – 2022 a 2026.

O quadro seguinte apresenta a sequência temporal, entre 2020 e 2026, dos montantes já aprovados relativos ao PDIRT-E 2017 e dos montantes apresentados na proposta de PDIRT-E 2021:

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E 2021)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL M€
PDIRT-E 2017 (já aprovado)	26,7	245,2	111,3	47,3	38,9*	-	-	469,3
PDIRT-E 2021 (proposta em CP)	-	-	24,9	38,0	72,4	75,2	181,6	392,0
Total (milhões euros)	26,7	245,2	136,2	85,3	101,3	75,2	181,6	851,5

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, adiado para 2024

Fonte: ERSE

4. Evolução da oferta de capacidade de produção

O CT não pode deixar de registar positivamente o facto de o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2020), referente ao período 2021-2040, ter sido publicado em outubro de 2020, permitindo incluir a informação de política energética e os cenários decorrentes na elaboração e análise da proposta do PDIRT-E 2021.

Esta disponibilidade é, aliás, essencial para quantificar a oferta e a procura no âmbito, não apenas da segurança de abastecimento, como também quanto às perspetivas de implementação e das necessidades estratégicas a satisfazer subjacentes às decisões de política energética.

No Anexo 10.1 Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade (Anexo 2.II do RMSA-E 2020) apresentado com este PDIRT-E 2021 identifica-se o efeito do autoconsumo nos Cenários de previsão da procura de eletricidade do RMSA-E 2020.

FIGURA 40 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO DA PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

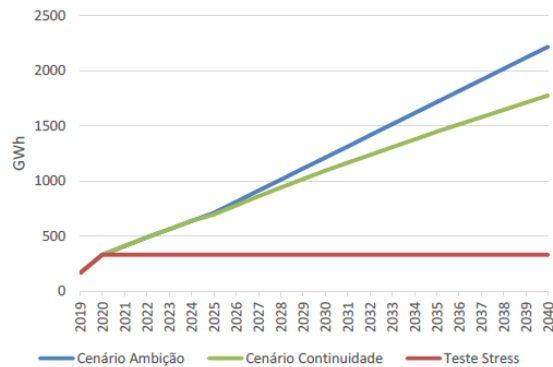
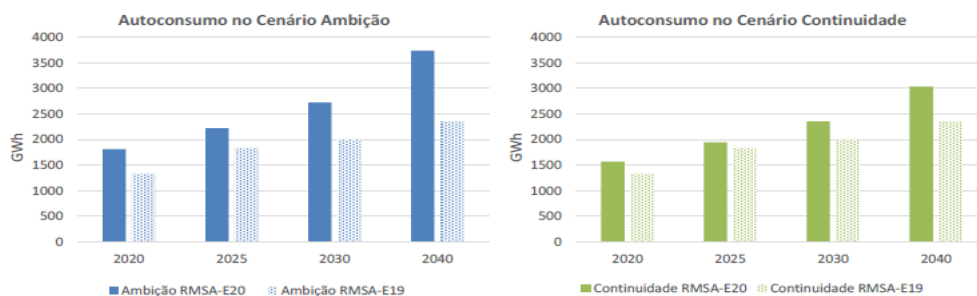


FIGURA 50 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E20 vs RMSA-E19



Não cabendo ao CT a avaliação técnica do planeamento proposto, em particular no contexto da questão colocada, este não pode deixar de referir que a consideração das metas do RMSA está explicitamente mencionada pelo ORT, sendo igualmente confirmada a sua correta consideração no parecer do INESC-TEC de 21 de abril de 2021, anexo à presente consulta pública.

De acordo com o PDIRT-E 2021, a atribuição de 1,5 GW de potência para a ligação de Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência, para um número alargado de subestações da RNT, um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT, por forma a transitar energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção.

Efetivamente, ainda de acordo com o PDIRT-E 2021, terá sido já identificado um conjunto de subestações da RNT nas quais a potência de transformação MAT/AT vê ultrapassada a sua capacidade em n-1, nalguns casos em valores suscetíveis de suscitar preocupação ao nível da segurança de operação.

No sentido de reduzir estas limitações, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui o reforço da capacidade de transformação MAT/AT para 8 subestações, conforme exposto na tabela abaixo.

Subestação	Potência [MVA]	Ano
Castelo Branco	170	2024
Bodiosa	170	2024
Portimão	170	2024
Tavira	170	2024
Falagueira	-63 +170	2025
Alqueva	170	2025
Estremoz	170	2025
Carvoeira	170	2026

O CT reconhece a relevância destes projetos para a adequada integração da produção descentralizada nas redes, com vista aos objetivos nacionais de transição energética, salientando a importância de que seja salvaguardada uma adequada coordenação entre ORT e ORD na preparação das redes para acomodar os pedidos de ligação deste tipo de produção, com vista ao cumprimento das metas e objetivos da transição energética.

A evolução futura da potência ligada está dependente de muitos fatores fora do controlo dos operadores de rede, pelo que considerar cenários de planeamento sem uma análise da reação no tempo às políticas de incentivo do Governo pode ser contraproducente à qualidade e tempestividade das decisões de curto e médio prazo.

O CT entende que, sem prejuízo das decisões de investimento nos próximos três anos, as soluções subsequentes poderão ser ajustadas, em particular as de médio e longo prazo, uma vez que o ciclo de PDIRT-E é bienal, permitindo assim aferir a consolidação das opções iniciadas.

O CT insta a ERSE a fazer o acompanhamento da adesão dos agentes e dos consumidores às opções de política energética que são disponibilizadas na lei, tendo por base os valores verdadeiramente verificados, em concertação e diálogo com a DGEG.

5. Análise da procura

a. Procura

O RMSA-E define um conjunto de cenários que são tidos em conta para a monitorização da segurança do abastecimento e permitem ao decisor tomar medidas de forma a garantir os adequados níveis de cobertura da procura e outros indicadores de segurança do abastecimento relevantes para a política energética.

Na elaboração da presente proposta de PDIRT-E 2021, foi tido em consideração o RMSA-E 2020, observando-se as mais recentes orientações de política energética e as metas consagradas no PNEC 2030, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho.

No RMSA-E 2020, aprovado por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 30 de dezembro de 2020 e referente ao período 2021-2040, são apresentados quatro cenários de crescimento da procura:

- (i) o cenário Continuidade, no qual se estabelece uma evolução Inferior e uma outra Central;
- (ii) o cenário Ambição suportado numa expectativa de maior penetração dos Veículos Elétricos e da produção descentralizada e disseminação de UPAC e UPP, no qual, para além de uma evolução Central, se define uma evolução Superior (incluindo uma sensibilidade à estagnação do autoconsumo – teste de stress).

Os quatro cenários de evolução da procura apresentam taxas de crescimento médio anual, no período de 2022 a 2031, entre um mínimo de 0,9% para o Inferior Continuidade e um máximo de 1,9 % para o Superior Ambição e para o período 2022-2026, taxas que variam entre 0,3% e 1,4%.

Para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes cenários, o PDIRT-E 2021 utiliza o de evolução mais moderada (cenário Central), correspondendo a uma taxa de crescimento médio anual de 1,5% para o período 2022-2031, o qual representa um crescimento de consumo, que contraria a tendência de decréscimo registada nos últimos dois anos (2,1%).

No que tange aos impactos tarifários, o ORT considerou um cenário de consumo constante ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2021, com vista a eliminar da análise o efeito consumo.

Adicionalmente, foi apresentada uma análise de sensibilidade sobre os impactos tarifários no preço médio do acesso às redes, considerando os cenários extremos de consumo previstos no RMSA-E 2020 – cenário inferior continuidade e cenário superior ambição. Este último parte de um valor de consumo de cerca de 3% abaixo do valor estimado pela ERSE na fixação das tarifas de 2021 e, em 2026, a previsão de consumo é de cerca de 2% abaixo do valor de tarifas de 2021.

O CT reconhece que os efeitos tarifários dos investimentos do PDIRT-E 2021 são importantes para aferir, pelo menos em tese, o esforço potencial dos utilizadores da rede. Contudo, afigura-se imprescindível que esse impacto seja analisado nas diversas dimensões da questão, devendo não só internalizar o efeito da modificação do parque electroprodutor, motivado pelos instrumentos de política energética, mas

também o efeito direto do contributo dos novos utilizadores (consumidores e produtores, nomeadamente, destes últimos, aos quais lhes foi atribuída reserva de capacidade nos procedimentos concorrenciais de solar de 2019 e 2020).

Destinando-se os investimentos em causa a dar cumprimento às exigências legais e estratégicas da transformação da base de geração do SEN imposta pela transição energética, a sua necessidade é, de facto, não exclusivamente dependente das cargas e menos sensível ao perfil de consumos médios anuais ou mesmo sazonais, como a ponta histórica da carga ocorrida em janeiro de 2021, em plena pandemia, veio demonstrar.

A ligação de produção renovável e a consideração de trânsitos de energia significativos entre áreas de produção distintas e longínquas, hídrica, solar e eólica, e o seu encaminhamento aos polos de consumo, em função da disponibilidade do recurso em cada momento – faixa litoral oeste e faixa sul/Algarve (neste caso afetada de elevada sazonalidade), são intrínsecos às opções de transição energética e fortemente apoiados no serviço das redes.

Assim, a questão tarifária é uma das dimensões a considerar num quadro que deve incluir a visão integral do custo da energia para os consumidores e o impacte da energia renovável no setor energético.

O CT considera que esta dimensão, do efeito do investimento no custo global da energia, pode ser integrada no futuro para que os consumidores melhor identifiquem os efeitos totais das medidas de planeamento propostas, onde se devem incluir as contribuições para o SEN e a evolução da referência de preço da eletricidade.

O CT destaca que as simulações efetuadas pelo ORT permitem enquadrar os impactes do plano de investimentos para cenários de consumo extremos, nomeadamente ao considerar cenários de procura inferiores aos previstos pela ERSE no cálculo de tarifas do ano em curso (2021).

Neste contexto, o CT entende que, para o referencial tarifário do PDIRT-E 2021, deve ser considerado o consumo refletido nos cenários do RMSA que também internalizam os diversos efeitos, nomeadamente a eficiência energética, a mobilidade elétrica, o autoconsumo e a produção distribuída.

b. Ponta Síncrona da RNT

A rede deve dar resposta, tanto às solicitações associadas às Pontas síncronas de carga (e, a um nível mais desagregado, às pontas de carga locais), bem como às Pontas de utilização da RNT.

A Ponta síncrona de carga do SEN apresentou, ao longo dos primeiros anos deste século, uma evolução com valores superiores aos da Ponta da RNT, situação que se manteve até 2015.

A partir de 2012 observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da Ponta da RNT, constatando-se, a partir de 2016, um valor da Ponta da RNT sempre superior ao da Ponta síncrona do SEN, conforme mostra o gráfico da figura seguinte.

Figura - 1

Evolução da Ponta síncrona de carga e da Ponta da RNT



Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

A relação entre o consumo e a ponta síncrona de carga em Portugal continental alterou-se nos últimos anos, refletindo-se esta alteração numa maior separação entre a ponta síncrona e o somatório das pontas por Ponto de entrega (PdE), com impactos diferenciados na adequação da rede e da transformação local em cada PdE.

Eventuais alterações pontuais do comportamento e evolução destas duas curvas da ponta, a síncrona e a da RNT, devem ser analisadas com prudência, permitindo acumular experiência e informação adicional para permitir acompanhar alterações estruturais que venham a ocorrer, identificando alterações de natureza conjuntural que devem assim ser consideradas em contexto de planeamento.

Assim, o CT concorda com a abordagem do PDIRT-E 2021 tendo em conta que a alteração pontual mencionada, da inversão da tendência de desacoplamento verificada entre ambas desde 2016 nos primeiros meses de 2021 que por isso deve estar em observação, mas não ser considerada.

6. Classificação e Caracterização dos Projetos de Investimento e Decisão Final de Investimento.

À semelhança das duas últimas propostas de PDIRT-E, o ORT mantém a classificação dos projetos de investimento em Projetos Base e Projetos Complementares.

6.1 Projetos Base e Projetos Complementares

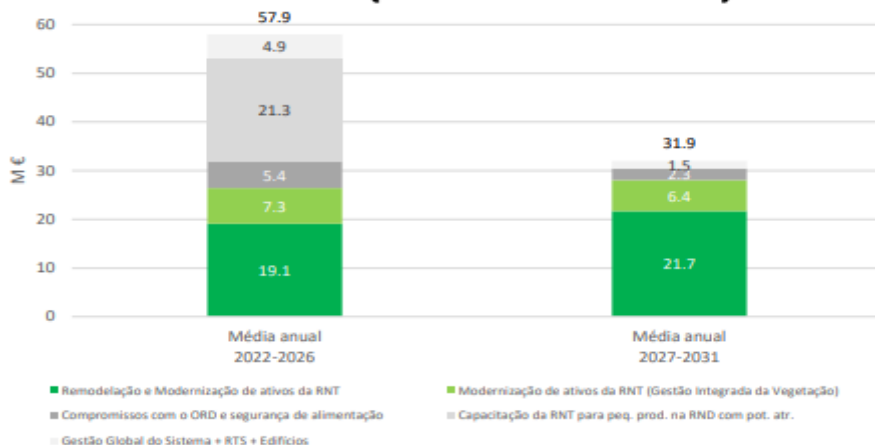
Nos Projetos Base estão incluídos os projetos que o ORT considera ter necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de pessoas e bens, do ambiente, da fiabilidade e operação da rede, bem como a continuidade de fornecimento.

Fazem também parte deste conjunto projetos cujo objetivo é dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente aos reforços de alimentação à RND, incluindo os considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, e ainda projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema.

O investimento médio anual previsto para os projetos base no período de 2022-2026 é de 58 M€ e para o quinquénio 2026-2031 de 32 M€.

Figura - 6

Projetos Base - Transferências para Exploração nos períodos 2022-2026 e 2027-2031 (valores médios anuais)⁷



⁷ montantes a CDE

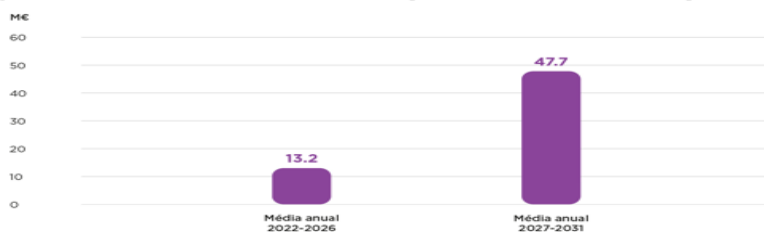
Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

O grupo dos Projetos Complementares, na perspetiva do ORT, incorpora projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, em particular os associados a questões de política energética (nomeadamente ao encontro das metas definidas em sede de RMSA-E 2020 e PNEC 2030) e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

No período 2022-2026 (primeiro quinquénio do PDIRT), o volume de transferências para exploração em média anual representa um montante da ordem dos 13,2 M€. Já no período 2027-2031 (segundo quinquénio do PDIRT), os valores médios anuais ascendem a 47,7 M€.

Figura - 10

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2022-2026 e 2027-2031 (valores anuais médios)¹¹



¹¹ montantes a CDE

Fonte: PDIRT-E 2022-2031, março 2021

Neste sentido, o CT considera adequada esta organização da proposta de PDIRT-E 2021, ao permitir discriminar os projetos necessários para garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, dos projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT.

Contudo, o CT entende que a informação disponibilizada na proposta podia ser melhorada, dando uma maior visibilidade do contexto em que alguns dos investimentos virão a ocorrer (e.g., não é apresentado em que contexto o aumento previsto para a capacidade instalada proveniente de fontes renováveis intermitentes acontecerá e, por consequência, não aparece justificada a distribuição territorial do investimento para aumento da capacidade).

Adicionalmente, apesar do ORT reconhecer que a existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (DSR) pode ser uma ferramenta útil para a gestão das redes e para a garantia dos níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento adequados (sendo, aliás, já hoje uma realidade em muitos mercados), a construção do edifício que permita a sua implementação e exploração prática nos sistemas elétricos pelos operadores e consumidores, bem como o seu acesso aos mercados de energia elétrica, carece de legislação e regulamentação própria, sem a qual não se afigura possível ter o enquadramento e as regras de funcionamento que possibilitem tirar um partido efetivo da gestão ativa da procura.

Assim, o CT insta o regulador a promover iniciativas no quadro regulamentar, que permitam otimizar o uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN, tirando partido da penetração de tecnologias e investimentos de flexibilidade.

6.2 Decisão Final de Investimento (DFI)

A proposta de PDIRT-E 2021 divide-se em dois quinquênios, de distinta densificação e consolidação dos investimentos:

- (i) o primeiro, com uma descrição mais completa dos projetos e com uma calendarização mais precisa;
- (ii) o segundo, apresentado como uma perspetiva de cariz apenas indicativo.

Nessa medida, os Projetos Base mais urgentes para uma DFI são os que maioritariamente se encontram inscritos com transferências para exploração no período 2022-2026 e que o ORT entende no âmbito das suas competências não poderem aguardar pela apreciação em próxima edição do PDIRT-E (PDIRT 2024-2033).

Tendo por base o previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, sobre o procedimento de elaboração do PDIRT-E (Art.º 36.º-A) a decisão do membro do Governo responsável pela área da Energia relativamente ao presente Plano poderá vir a ser tomada no final de 2021, princípio de 2022.

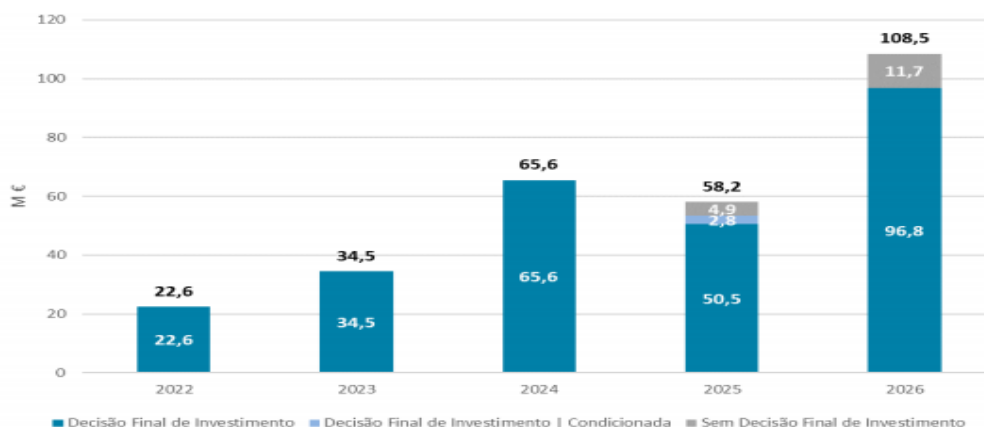
Deste modo, todos os projetos com datas-objetivo até 2024 (inclusive) e alguns de maior complexidade até 2026 (inclusive) deverão ser decididos no presente quadro de apreciação do PDIRT-E 2021.

Projetos únicos com realização temporal alargada e com interdependência direta nos critérios anteriores, deverão ser alvo de DFI conjunto de modo a não inviabilizar os objetivos estabelecidos para o projeto como um todo.

O montante global de investimento, a CDE, que carece de DFI neste ciclo de apreciação do PDIRT-E 2021 é de aproximadamente 272,8 M€, sendo que deste valor, cerca de 2,8 M€ encontra-se explicitamente condicionado a factos a serem verificados após a conclusão da elaboração da presente edição do PDIRT-E, nomeadamente a evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT a reavaliar até 2023.

FIGURA 4-4

Transferência para exploração 2022-2026 | *Decisão Final de Investimento*²²



Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

7. Análise multicritério/ custo-benefício

O relatório de avaliação do PDIRT-E 2021 realizado pelo INESC-TEC de 21 de abril de 2021, coloca lado a lado os instrumentos de planeamento de operadores de rede europeus relevantes considerando que este documento está alinhado com os congéneres europeus e reflete a informação adequada à informação e critérios disponíveis e em uso corrente nos diversos países.

Neste contexto, o CT sublinha que, sem prejuízo de uma melhoria contínua, de resto evidenciada na integração das recomendações da própria ERSE, nas edições de PDIRT, com informação objetiva que seja possível introduzir em futuros PDIRT, deve ser sempre considerado um modelo alinhado com as práticas europeias, nomeadamente o que está subjacente à elaboração dos planos decenais à escala europeia.

Como já referido relativamente à questão anterior, o CT entende que este mecanismo deve resultar da disponibilidade da informação necessária e da capacidade de aceder a dados com maturidade relevante, sendo esse quadro acordado previamente com os operadores.

Pelo exposto, será difícil, no entender do CT, avaliar no curto ou médio prazo esses benefícios de forma intercalar. Tendo em conta a natureza dos benefícios ser muitas vezes difusa ou dificilmente quantificável, e o facto de ter pontualmente pouca relevância numa observação curta traduzida numa amostra reduzida. Os efeitos serão observáveis de forma estatisticamente relevante apenas no longo prazo. O quadro de validação dos benefícios deve ser por tudo isto particularmente cuidado para evitar leituras distorcidas, positiva ou negativamente, devendo, para o efeito, ser desenvolvida uma proposta metodológica adequada.

8. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

A proposta de PDIRT-E em apreciação salienta a importância e a necessidade de manter elevados critérios de qualidade e segurança de toda a infraestrutura por forma a salvaguardar pessoas e bens. Com este objetivo a RNT cumpre com um conjunto de critérios técnicos dos quais se destacam os “*Padrões de*

segurança para planeamento da RNT”, constantes do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), transcrito no Anexo I do relatório do PDIRT-E.

O ORT salienta que “o não cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas)” e conclui que “da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais adequada, tendo em consideração as vertentes técnica e económica dos diferentes projetos”.

A panorâmica geral do investimento dos projetos base e em particular o quadro 4-3 (pág. 91) que sumariza as transferências para a exploração, por projecto, no quinquénio 2022-2026 apresenta um equilíbrio entre soluções de remodelação e substituição de equipamentos que se torna mais evidente na tabela resumo elaborada a partir do referido quadro. No quinquénio 2022-2026, os projetos de remodelação atingem um valor estimado de 43,7 M€, enquanto o montante previsto para substituição de equipamento culmina no valor de 32,4 M€, o que evidencia contenção por parte do ORT.

Projetos	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Remodelação (M€)	3,8	13,5	18,7	5,8	1,9	43,7
Substituição (M€)	2,8	8,4	4,3	14,0	3,1	32,4
Monitorização de ativos	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
RAAC* - Infraestrutura	-	0,6	3,4	4,9	3,5	12,4
RAAC – Gestão Integrada da Vegetação	10,6	6,7	6,4	6,4	6,4	36,5
Novo investimento	4,9	4,9	32,4	25,7	90,1	158
Total	22,68	34,6	65,7	57,3	105,5	285,7

*Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Tabela resumo de projetos base de investimento

O ORT salienta que “apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2026, uma vez que os projetos de modernização de ativos, os quais constituem a maior parte do investimento dos Projetos Base, não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de cinco anos”. O CT considera sensata esta opção, questionando até se os esforços preditivos a mais curto prazo não são alvo de um grau de incerteza, potenciado pela subjetividade da análise multicritério/custo-benefício.

Salienta-se que “uma parte dos ativos em exploração está a operar no limite do seu tempo de vida útil”, afirmação que se deve suportar nos indicadores de estado (IE) dos ativos bem como os respetivos índices de criticidade (IC) utilizados no âmbito da análise multicritério custo benefício como auxiliar à decisão na remodelação e modernização de ativos.

O indicador de estado é calculado através de seis critérios⁴ variando entre 1 e 10 (sendo 10 a melhor classificação).

O ORT confirma no PDIRT que *“os projetos de remodelação e modernização de ativos, se enquadram nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil. Esta abordagem apoia-se na gestão do risco que o ORT realiza sobre os ativos da Concessão, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado e integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha.”* O ORT refere ainda que esta abordagem tem permitido evitar encargos de cerca de 817 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade.

Não obstante a subjetividade na quantificação do IE, como o próprio ORT destaca^[2], o CT entende que, conjugado com o IC, é uma quantificação relevante na avaliação para decisão da remodelação e modernização de ativos, no âmbito da análise multicritério. Embora se entenda que um indicador mesmo composto não traduz de forma completa a complexidade da ponderação da decisão e a medida dos riscos objetivos subjacentes, o CT questiona se não seria possível encontrar uma metodologia complementar que produzisse um indicador para sinalizar um ativo como potencial candidato à substituição/remodelação, sendo claro que o nível de risco operacional tolerado pelo ORT será sempre um ato de gestão no âmbito do cumprimento do contrato de concessão e das obrigações de segurança que lhe estão impostas.

Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

O ORT elenca um conjunto de projetos com impacto na resiliência das infraestruturas às Alterações Climáticas, em particular no seu Quadro 4-15 (pág. 126). Deste quadro destacam-se os seguintes projetos:

- PR 2119 – Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas – Gestão Integrada da Vegetação;
- PR 2123 - Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas – Infraestrutura.

O primeiro projeto (i.e. PR 2119) pretende a manutenção de *“uma baixa carga de combustível nas faixas de proteção, que o ORT se propõe garantir através de ações cíclicas de gestão da vegetação e reconversão do uso do solo naqueles espaços”* (Anexo 7 – Fichas dos Projetos Base, pág. 11).

O CT reconhece a necessidade destas intervenções, contudo as verbas de investimento à Gestão Integrada da Vegetação (36,5 M€ no quinquénio) não apresentam o grau de desagregação que permita ajuizar as medidas propostas de forma completa.

O ORT afirma que *“este projeto não realiza intervenções diretas na infraestrutura, mas objetiva a criação de condições de redução da vulnerabilidade das mesmas, face, por exemplo, a incêndios e a ventos fortes.”*

Estas intervenções têm uma vida útil superior a 1 ano e geram benefícios económicos futuros permitindo a redução de gastos anuais de OPEX. A contabilização e reconhecimento nas demonstrações financeiras

⁴ (i) idade, (ii) estado, com base em inspeções e análises periódicas; (iii) disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência; (iv) *know-how* interno e externo; (v) disponibilidade de peças de reserva; (vi) desempenho.

^[2] O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente, tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

como OPEX ou CAPEX deve seguir os normativos contabilísticos em vigor e auditados por entidade externa independente.

O ORT propõe-se incrementar a Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas nas linhas e outros equipamentos, apresentando um conjunto de projetos com impacto na infraestrutura. Em particular, o projeto PR 2123 destina-se à infraestrutura, apresentando uma verba acumulada no primeiro quinquénio que ascende a 12,4 M€ e visa essencialmente ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1950 e 1960 (Anexo 7, Fichas dos Projetos Base, pág. 9).

A intervenção deverá abranger uma extensão de aproximadamente 140 km de linhas. As intervenções serão *“focadas na infraestrutura, com reforços ao nível das estruturas metálicas e suas fundações, e adequação das condições de regulação de cabos condutores e de guarda, sob uma ótica de convergência com a norma europeia e portuguesa NP EN 50 341”*. Após a intervenção prevista pelo projeto ocorre uma melhoria do indicador do estado do ativo, em 4 pontos, segundo a escala anteriormente identificada.

9. Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento

Na proposta de PDIRT-E 2021 apresentada a consulta pública é referido que, acompanhando a evolução local das cargas, de forma alinhada com o plano de desenvolvimento e investimento da RND, e tendo presente a melhoria das condições de alimentação e operacionalidade da RNT, são contempladas algumas ações que visam assegurar as condições de segurança do abastecimento e da continuidade do serviço, bem como os investimentos destinados a garantir os requisitos dos padrões de planeamento e da qualidade de serviço regulamentar.

De acordo com a proposta, estas medidas abrangem projetos como sejam:

- a instalação de articulação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima, apoiando a rede local de 150 kV a partir do nível de 400 kV, incluindo a melhoria das condições de ligação à subestação de Vila Fria;
- o reforço de transformação na futura subestação de Divor;
- a instalação de meios para compensação de reativa na RNT.

No entender do CT, a proposta elenca de forma adequada os projetos que mais relevo têm para assegurar a segurança de abastecimento e os compromissos com o ORD.

Por seu lado, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui também projetos que visam permitir a capacitação da RNT para integração de pequena produção com potência atribuída na RND.

Sobre este tema, o ORT destaca que a atribuição de cerca de 1,5 GW de potência para a ligação de UPP e de UPAC, unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT num número alargado de subestações da RNT, para permitir a transferência de energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção.

Ainda sobre este tema, o ORT refere que, ao longo do tempo, função do consumo e da produção em cada ponto de entrega da RNT, este movimento vai assumindo diferentes expressões, acontecendo que em diversas subestações o sentido predominante de fluxo é da RND para a RNT.

De acordo com o referido pelo ORT na proposta de PDIRT-E 2021, a entrada em operação da nova potência referida acima traduz-se num esforço adicional sobre a potência de transformação MAT/AT já instalada,

levando a que, nalgumas subestações, esta se torne insuficiente e coloque em causa a segurança n-1 na alimentação a consumos, para além de criar condições para potenciais sobrecargas na própria estrutura malhada da rede MAT.

No sentido de mitigar este risco, o ORT propõe o reforço da potência de transformação instalada em oito das atuais subestações da RNT e a construção de duas novas linhas a 400 kV.

O CT concorda com a preocupação presente na proposta de salvaguardar o reforço dos prontos de fronteira entre a RNT e a RND, com vista a permitir o devido escoamento dos fluxos de potência sem comprometer as condições de segurança de operação das redes.

Conforme se evidencia no ponto deste Parecer relativo à coordenação entre o ORT e os ORD, o CT considera que a articulação entre o ORT e os ORD é essencial para agilizar, de forma eficiente para o SEN, o contributo da produção descentralizada ligada à RND para o cumprimento das metas e dos objetivos da transição energética.

10. Gestão Global do Sistema

A proposta do PDIRT-E 2021 considera, no segmento de Projetos Base, um conjunto de investimentos associados à Gestão Global do Sistema, nomeadamente investimentos associados à operação da rede, investimentos em Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS) e intervenções de reabilitação e adequação regulamentar em edifícios administrativos da concessão.

Na vertente de Operação do Sistema e Operação de Mercados são necessárias várias alterações de processos e novas aplicações para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus.

Os investimentos na RTS acompanham o desenvolvimento e investimento da rede MAT e AT afetas ao transporte de energia elétrica, incluindo a fibra ótica e sistemas de comunicação que permitem a ligação dos ativos ao Centro de Operação da Rede e ao Centro de Despacho Nacional.

Face à idade apresentada pelos edifícios administrativos do ORT, o Plano inclui a necessidade de efetuar melhorias em algumas destas instalações, que derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

O CT considera que, por uma questão de transparência, o PDIRT-E deve incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacte dos mesmos no sistema elétrico.

11. Projetos Complementares

Os Projetos Complementares decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que também não representam compromissos já assumidos com o ORD, os quais se encontram traduzidos no PDIRD.

De uma forma resumida, fazem parte deste conjunto vários projetos, que se encontram organizados de acordo com as seguintes classes, também designadas por 'Indutores':

- *Integração de mercados e concorrência (capacidades de interligação com Espanha);*
- *Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação ainda não comprometidos);*
- *Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (capacidade de rede para receção de nova produção a partir de FER, considerando as metas RMSA-E e PNEC 2030);*

- *Sustentabilidade (otimização de tipologia na construção de algumas novas infraestruturas da RNT e alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).*

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) estabelecem que são da responsabilidade dos produtores os encargos com os investimentos nas infraestruturas da sua ligação à rede de transporte. Também de acordo com o RRC, para a ligação de instalações consumidoras em MAT, o ORT deve criar condições de acesso, sendo os respetivos encargos suportados pelo requerente.

O ORT apresenta uma estimativa dos custos a suportar pelos promotores na ligação à RNT de nova capacidade de produção que envolva reforços na rede. Os encargos a assumir cobrem, por regra, custos com “os painéis de ligação de novas centrais a implementar nas instalações da RNT” e representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, designando-se por “*Comparticipação de promotores*”.

Já os encargos relativos à participação nas redes têm a designação de “*Comparticipação nas Redes de acordo com a Diretiva da ERSE n.º 10/2019 da ERSE*”.

Os montantes referenciados no relatório do ORT para estas participações (Participações de Terceiros) atingem um montante de 82,5 M€, de acordo com o quadro 5-3 (pág. 143 da proposta do ORT). Resta a dúvida se estes montantes que irão ter um impacto de desoneração para os encargos de sistema constituem já compromissos firmes de investimento.

Além disso, entende o CT que, à semelhança do que é realizado ao longo de todo o relatório do PDIRT-E (pelo menos para o primeiro quinquénio), deveriam ser apresentadas as participações de terceiros desagregadas numa base anual.

12. Acordo com Promotores

O capítulo 3.3 da proposta de PDIRT em apreciação apresenta os investimentos decorrentes da celebração de acordos entre o ORT e promotores de novos centros electroprodutores. Esta possibilidade decorre da aplicação do n.º 2 do artigo 5.º-A, do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que exige a celebração de acordo entre o ORT e os requerentes de reserva de capacidade, com assunção, por estes últimos, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro electroprodutor.

Segundo a informação disponibilizada no PDIRT, foi estudado pelo ORT um primeiro conjunto de pedidos, correspondendo a cerca de 3,5 GW de potência instalada em nova geração fotovoltaica. Tendo em conta as disposições legais acima mencionadas, os reforços de rede decorrentes destes acordos têm a sua realização já favoravelmente decidida, constituindo uma parte integrante do PDIRT.

No que respeita a estes projetos, a ERSE, no seu documento de enquadramento, afirma que não existe na proposta de PDIRT-E 2021 informação detalhada sobre quais os projetos de investimento objeto de acordo e que, após solicitação, o ORT informou que se trata de 3 projetos de investimento complementares, num montante global de cerca de 78 milhões de euros, essencialmente localizados na região centro.

A ERSE, no documento de enquadramento, questiona se é adequada a “*opção do operador da RNT de não identificar e detalhar os projetos objeto de “Acordo com promotores”, sendo estes projetos essenciais para*

suprir as necessidades da RNT em termos de falta de capacidade de receção, mesmo sabendo-se que são totalmente comparticipados pelos produtores?”.

O CT entende que a informação detalhada destes projetos deverá ser incluída no PDIRT, pois este é um instrumento que deve identificar os principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede e especificar as infraestruturas a construir ou a modernizar no período de 10 anos seguinte.

Por outro lado, o CT considera adequada a opção do ORT de identificar estes investimentos num capítulo autónomo, uma vez que, por um lado, não constituem propostas de investimento sujeitas a aprovação no âmbito da proposta de PDIRT e, por outro lado, os encargos decorrentes destes investimentos não são suportados pelas tarifas.

13. Coordenação entre Operador da RNT e Operador da RND

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, estabelece, no n.º 2 do seu artigo 30.º, que o planeamento da RNT deve ser coordenado com o planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a rede de distribuição em MT e AT e com as redes de sistemas vizinhos.

Ainda nesta linha, a alínea d) do n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, dispõe que, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração, para além dos elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2021, a coordenação entre o ORT e o ORD é um processo contínuo, que faz parte dos pressupostos e metodologias inerentes ao exercício de planeamento da RNT e que encontra substância, em particular, nas reuniões formais de coordenação que ocorrem, com regularidade, entre as concessionárias das respetivas redes, envolvendo as direções de planeamento e outras áreas operacionais.

Mais esclarece a proposta que, nas reuniões de coordenação e planeamento, é assegurada a partilha de informação relativamente à exploração e desenvolvimentos previstos em ambas as redes e respetivas necessidades, bem assim como acordada a realização de estudos conjuntos específicos, que visam a análise técnica e económica de projetos (e alternativas) de desenvolvimento das redes na fronteira RNT/RND, à luz dos critérios de segurança das RNT e RND, sendo também analisada e ajustada a coordenação, coerência e adequação entre os planos de investimento da RNT e da RND.

A proposta de PDIRT-E 2021 concretiza a coordenação de planeamento entre ORT e ORD com a apresentação dos 3 projetos apresentados na tabela abaixo produzida pelo CT, respeitantes à construção de painéis de linha AT para ligação à RND.

PdE da RNT	Designação do projeto	PDIRT 2022-2031	Descrição
Sines	Santo André	2025	Projeto já incluído no PDIRT-E 2019 (página 119 do relatório e pp. 137-139 do anexo C).
Ourique	Ourique	2026	Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60 kV / 30 kV de Ourique da RND, acordado na reunião de coordenação de planeamentos, realizada em dezembro de 2020.
	Castro Verde	2026	Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60 kV / 30 kV de Castro Verde da RND, acordado na reunião de coordenação de planeamentos, realizada em dezembro de 2020.

O CT considera positivo e essencial o esforço de coordenação entre o ORT e o ORD, ao nível do planeamento de rede, patente nestes 3 projetos.

14. Gestão da Energia Reativa

Na proposta de PDIRT o ORT comenta a possibilidade de vir a ser necessária a instalação de reatâncias de *shunt* adicionais para controlo da tensão na rede. O aumento da extensão da rede e a redução do número de geradores síncronos clássicos em operação, substituídos por novos geradores ligados através de eletrónica de potência, têm reduzido a capacidade de controlo de tensão ao dispor do ORT em cada momento.

Contudo, como o próprio ORT assinala no PDIRT, o contributo que pode vir a ser obtido através das centrais fotovoltaicas com ligação direta a instalações da RNT poderá tornar-se suficiente para o controlo das tensões na rede, evitando a instalação de reatâncias. Esta suficiência depende não só do montante global de potência fotovoltaica que será instalada e em que locais, mas também da garantia de disponibilidade da capacidade de geração/absorção de energia reativa por parte destas centrais, estando ou não estando a produzir.

Neste sentido, o CT considera importante que sejam criados a regulamentação e os demais instrumentos que permitam ao ORT a disponibilidade, o acesso e o controlo das capacidades de energia reativa previstas nos códigos de rede e que devem equipar as novas unidades de produção.

15. Impactos tarifários

O CT, para proceder a uma avaliação dos impactos tarifários do PDIRT-E 2021, analisou a proposta apresentada pelo ORT, assim como as estimativas que a ERSE produziu e apresentou ao Conselho⁵. À semelhança do anterior PDIRT-E, ambas as visões partem de pressupostos diferentes, dificultando uma análise criteriosa e objetiva dos impactos, na medida em que as conclusões do ponto de vista quantitativo são diferentes.

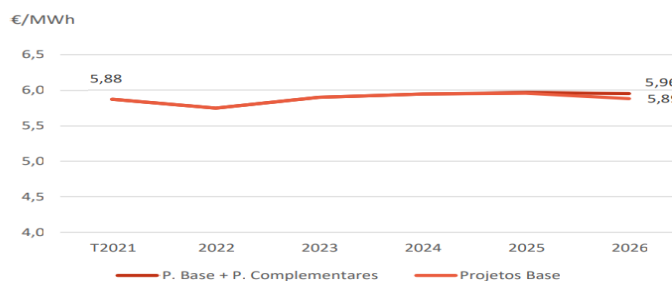
⁵ ERSE, Powerpoint disponibilizado ao Conselho sobre "Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2021" de 21 de maio.

Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE inclua no processo de consulta pública uma análise crítica das diferenças observadas que facilitem o processo de análise e de tomada de decisão.

Considerando um indicador económico comum a ambas as abordagens (ORT e ERSE) - o impacto nos proveitos unitários médios na atividade de transporte – o CT conclui o seguinte:

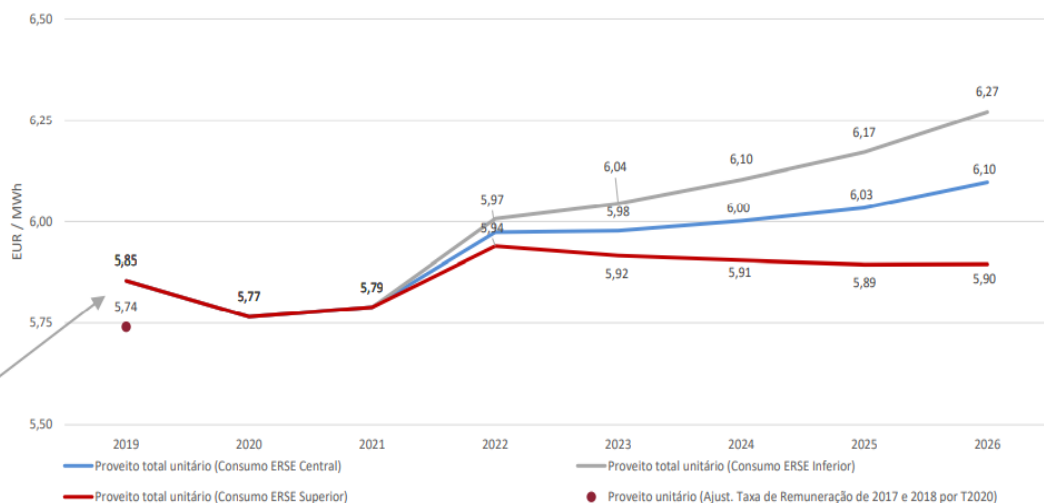
- Da análise da figura que consta da proposta do ORT sobre o impacto dos projetos base e complementares nos proveitos unitários médios, pode-se observar que, entre 2021 e 2026, a taxa de variação média anual é de 0,27%, a que corresponde um acréscimo do preço médio em cerca de 0,08 €/MWh relativamente ao valor previsto para as tarifas de 2021.

FIGURA 6-7
Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



Fonte: Proposta PDIRT-E 2021 (2022-2031)

- Da análise da figura disponibilizada pela ERSE, podemos observar uma evolução diferente para o mesmo período, embora haja alguma semelhança entre as duas abordagens no caso do cenário de evolução de consumo superior da ERSE e o proveito unitário médio da atividade de transporte em 2026 seja muito próximo do ORT.



Fonte: ERSE, Powerpoint disponibilizado ao Conselho sobre “Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2021” de 21 de maio.

O CT reitera a sugestão de pareceres anteriores, no sentido de ser estabelecida uma metodologia comum para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte, facilitando, desse modo, a análise e avaliação por parte deste Conselho.

O CT regista ainda como positiva a análise de sensibilidade efetuada pelo ORT sobre os impactos tarifários deste Plano a variações no consumo, seguindo a recomendação deste Conselho no Parecer sobre o anterior PDIRT-E 2019.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Em 31 de maio de 2021, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 20 (vinte)

Votos contra: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **26 (vinte e seis)** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **20(vinte)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- 19 (dezanove) contendo sentidos de voto;
- 1 (uma) contendo declaração de voto,

o que perfaz um total de **46** (quarenta e seis) folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Jaime Braga Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1	---	---
Jorge Mendonça e Costa Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	---	---
Célia Marques Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	---	---
Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	Anexo 4	---	---
Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	---	---
Mário Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 5	---	---
Fernando Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 6	---	---
Jorge Manuel Lúcio Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GALP)	Anexo 7	---	---
Bruno Matos Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU ELETRICIDADE SA)	Anexo 8	---	---
Joaquim Teixeira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 9	---	---
Rui Bernardo Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (E Redes)	Anexo 10	---	---
Vinay Pranjivan Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – ACM (DECO)	Anexo 11	---	---
Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 12	---	---
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 13	---	---
Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 14	---	---
Rui Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	Anexo 15	---	---
Luís Pisco Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 16	---	---



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Ricardo Nunes Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 17	—	—
Rafaela Matos Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 18	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 19	—	—	—