

PARECER

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO DE 2022 A 2031 (PDIRT-E 2021)



ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO	1
2. PARECER	2
ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2021.....	25
A.1 Enquadramento	27
A.2 Alterações na proposta de PDIRT-E 2021 face à proposta de 2019 e principais recomendações.....	29
1. Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRT-E 2019	29
2. Investimentos aprovados na proposta de PDIRT-E 2021 e outros investimentos já aprovados	32
3. Evolução da proposta de PDIRT-E 2021 face à proposta de PDIRT-E 2019	34
A.3 Evolução da Procura de Eletricidade.....	37
1. Enquadramento.....	37
2. Contexto Macroeconómico	38
3. Evolução histórica do consumo de eletricidade e da ponta de carga.....	43
4. Comparação das previsões do consumo de eletricidade e pontas de carga face à anterior proposta de PDIRT-E.....	46
5. Previsão do consumo de eletricidade.....	49
6. Previsão para a ponta de carga	51
A.4 Evolução da oferta de capacidade de produção	57
1. Produção em regime ordinário.....	58
2. Produção em regime especial	61
A.5 Planeamento.....	67
1. Metodologia de Planeamento e classificação de projetos	67
2. Desagregação da informação	71
3. Decisão Final de investimento	72
4. Análise custo-benefício e Valorização de Benefícios	75
5. Balanço intercalar e acompanhamento da concretização dos investimentos aprovados	80
A.6 Análise dos montantes de investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2021	85
1 Novo investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2021.....	85
2 Investimento já aprovado no PDIRT-E 2017 e na proposta de PDIRT-E 2019.....	87
A.7 Análise dos projetos previstos na proposta de PDIRT-E 2021.....	91
1 Projetos Base.....	91
2 Projetos complementares	102
A.8 Análise de impactes nos proveitos e nas tarifas.....	131
1. Análise efetuada pelo operador da RNT.....	132
2. Impactes do PDIRT-E nos proveitos da Atividade de Transporte de Energia Elétrica	134
3. Impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2021 (ano 2026)	147

1. ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação atual, a REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021).

Nos termos do n.º 2 do mesmo artigo, coube à ERSE promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias, que decorreu de 3 de maio a 16 de junho de 2021. Findo este período, a ERSE dispôs de 22 dias para a elaboração do relatório da consulta pública, sendo esse relatório levado ao conhecimento da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e do operador da RNT. Terminado este prazo, de acordo com o n.º 5 e 6 da já citada norma e diploma, compete à ERSE emitir Parecer.

Assim, a ERSE preparou um relatório da consulta pública que será disponibilizado, em conjunto com os comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer. Esses comentários representaram um benefício evidente para a preparação deste Parecer da ERSE, já que ajudaram na fundamentação das posições assumidas, que refletem a generalidade dos comentários recebidos.

Ao ocorrer com uma periodicidade bienal e ao ser suportado numa consulta pública, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E, e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal. As rápidas alterações que se vivem no setor elétrico, em particular, e no setor energético, no seu geral, tornaram evidente a importância de se fazer esta reflexão, pelo menos, de dois em dois anos.

2. PARECER

A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

1. O setor energético encontra-se num momento crucial da sua transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, em que se perspetiva uma maior eletrificação da sociedade no quadro de uma economia circular, com uma otimização da utilização dos recursos energéticos endógenos de origem renovável, e uma integração apropriada dos diferentes vetores energéticos que a concretize.

2. Partindo do Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, de 2018 e 2019, a aprovação da Lei Europeia do Clima em julho passado, uma das prioridades da Presidência Portuguesa da União Europeia do primeiro semestre de 2021, constitui mais um passo no estabelecimento de um quadro legislativo europeu robusto, em que a redução das emissões de gases com efeito de estufa é central, e em que é determinada uma meta ainda mais ambiciosa para 2030: reduzir, não 40% mas, pelo menos, 55%, comparativamente aos níveis de 1990. Antecipa-se, até, que esta meta possa subir para 57%.

Ao transformar em obrigação vinculativa o compromisso político do Pacto Ecológico Europeu (“*European Green Deal*”) de levar a União Europeia (UE) a atingir a neutralidade climática até 2050, a nova Lei Europeia do Clima vem proporcionar aos cidadãos europeus e às empresas uma ainda maior segurança jurídica e um grau elevado de previsibilidade sobre o modo como irá decorrer a transição energética por parte de todos os Estados Membros da UE.

3. Logo após esta aprovação pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho Europeu, a Comissão Europeia adotou e colocou em discussão pública, ainda em julho passado, um novo e abrangente pacote de propostas legislativas europeias, referido como “*Fit for 55*”, com o qual pretende concretizar a nova Lei Europeia do Clima, em matéria de clima, energia, uso do solo, transportes e fiscalidade. Para tal, identificando que a produção e utilização de energia representam 75 % das emissões da UE, a proposta de Pacote Legislativo europeu “*Fit for 55*” prevê:

- alterações na Diretiva Energias Renováveis, com metas mais ambiciosas de produção energética a partir de fontes renováveis e de utilização de energia de fontes renováveis nos transportes, no aquecimento e arrefecimento, nos edifícios e na indústria, até 2030;
- alterações na Diretiva Eficiência Energética, estabelecendo uma meta anual vinculativa mais ambiciosa para a redução do consumo de energia a nível da EU, e orientando a forma como as

contribuições nacionais são estabelecidas e duplicando a obrigação anual de poupança de energia para os Estados-Membros;

- revisão do Regulamento das Infraestrutura para Combustíveis Alternativos, com normas mais rigorosas em matéria de emissões de CO₂ no transporte rodoviário, e assegurando que aeronaves e os navios têm acesso ao fornecimento de eletricidade limpa nos principais portos e aeroportos;
 - a Iniciativa *ReFuelEU* Aviação, que obrigará os fornecedores de combustíveis a misturar níveis crescentes de combustíveis sustentáveis para a aviação;
 - a Iniciativa *FuelEU* Transportes Marítimos, que incentivará a utilização de combustíveis navais sustentáveis e de tecnologias com emissões nulas, fixando um limite máximo para o teor de gases com efeito de estufa para a energia utilizada pelos navios que fazem escala nos portos europeus;
 - revisão da Diretiva Tributação da Energia, de modo a alinhar a tributação dos produtos energéticos com as políticas da UE em matéria de energia e clima, promovendo tecnologias limpas, e eliminando isenções desatualizadas e as taxas reduzidas que incentivam a utilização de combustíveis fósseis;
 - criação de um Mecanismo de Ajustamento das Emissões de Carbono nas Fronteiras, que atribuirá um preço ao carbono nas importações de uma seleção específica de produtos, a fim de garantir que a ambicionada redução das emissões europeias contribui para uma redução das emissões a nível mundial, em vez de incentivar a produção com utilização intensiva de carbono fora da Europa (a “fuga do carbono”).
4. Complementarmente, são ainda de salientar as iniciativas nacionais, designadamente, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, a Estratégia Nacional para o Combate e Mitigação da Pobreza Energética, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios, e o Plano de Recuperação e Resiliência e suas consequências nas componentes associadas no capítulo dedicado à Transição Climática, nomeadamente quanto à re-industrialização verde ou aos contributos para uma autonomia estratégica da Europa.
5. Toda esta evolução refletir-se-á num setor elétrico com um: 1) reforço da tendência de incremento da quota de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável; 2) maior descentralização da produção de energia elétrica; 3) alteração do papel do consumidor final, que poderá atuar como autoconsumidor; 4) incremento da eficiência energética, através da penetração de tecnologias, sistemas, práticas e comportamentos mais eficientes; 5) adoção de novas formas de conversão e

gestão de energia que se antecipam possíveis com o armazenamento distribuído, a mobilidade elétrica e uma utilização mais generalizada de bombas de calor.

Quanto às consequências desta evolução para as redes elétricas, existem ainda muitas incertezas. Apesar dos efeitos da eficiência energética, antevê-se um aumento do consumo final de eletricidade, como consequência natural da transição do consumo de outros vetores energéticos mais poluentes para a eletricidade.

No entanto, esse incremento do consumo elétrico final não implicará, forçosamente, um aumento da quantidade de energia elétrica transportada ou distribuída através das redes. Pelo menos, não lhe irá ser proporcional. A evolução tecnológica começa a disponibilizar alternativas à utilização passiva clássica das redes elétricas, como a produção para autoconsumo e o armazenamento distribuído, ou as perspetivas abertas por novos conceitos como o das comunidades de energia, alternativas que, quando competitivas, irão alterar profundamente o paradigma do setor elétrico.

6. Outra alteração que se irá consolidar, após a tendência aprofundada ao longo dos últimos anos, é um sistema elétrico em que a energia elétrica deixa de fluir somente das redes de Muita Alta Tensão para as de Baixa Tensão. De facto, já hoje se assiste a uma outra realidade, em que os fluxos são mais complexos e incertos, havendo momentos e zonas das redes em que a eletricidade flui em sentido inverso aquele que era tradicional. Mais uma vez, a evolução tecnológica irá ajudar a permitir assegurar a observabilidade e a controlabilidade de todos estes fluxos, nomeadamente, através do aprofundamento da digitalização do setor elétrico.

Ao longo de mais de uma década, o conceito de “redes inteligentes” tem sido assumido como uma referência, demonstrando como a utilização das redes e a necessidade de investimento em reforço das redes elétricas também são influenciados pela digitalização da sociedade em curso. A digitalização das redes elétricas terá que se refletir em benefícios ao nível da otimização das necessidades de investimento em equipamento convencional e em ganhos de eficiência para o setor, para os consumidores e para restantes utilizadores da rede.

7. Todas estas perspetivas deverão ser refletidas nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (PDIRT-E), em coordenação com os planos equivalentes para a Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) e demais investimentos nas redes de baixa tensão. No futuro, esta coordenação entre instrumentos de planeamento terá que ser, ainda, mais aprofundada e terá que começar a passar por um progressivo planeamento integrado entre eletricidade e os restantes vetores energéticos. Será essa uma das componentes da integração de vetores energéticos que permitirão alcançar uma sociedade neutra em carbono em 2050.

8. Por sua vez, o processo de aprovação das propostas de PDIRT-E, e a sua revisão a cada dois anos, permite uma análise quase contínua sobre a evolução das principais motivações e necessidades de investimento, que suportam as sucessivas propostas a aprovar pelo Concedente. Este processo permite, assim, acompanhar e antecipar as consequências, e adequar a resposta a toda esta evolução.

EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

9. Globalmente, a atual proposta de PDIRT-E 2021 mantém a tendência de evolução positiva e melhoria face a anteriores propostas de PDIRT-E. Tem a particularidade de ser apresentada após a aprovação do PDIRT-E 2017 mas desconhecendo-se, até à data, a aprovação da proposta de PDIRT-E 2019.
10. Na elaboração da proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT incorporou diversas recomendações e sugestões resultantes, por um lado, das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE nos seus pareceres às anteriores propostas de PDIRT-E, e, por outro lado, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública à proposta de PDIRT-E 2019, das várias partes interessadas, para além de outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo, tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO

11. O operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2021, um montante total de investimentos de **831,2** milhões de euros, a custos totais, a realizar até 2031, o que representa um crescimento de 12% face aos **743,0** milhões de euros da anterior proposta de PDIRT-E 2019. Em termos de desagregação temporal, o investimento é repartido por **392,0** milhões de euros no primeiro quinquénio (2022-2026) e **439,2** milhões no segundo quinquénio (2027-2031).
12. A proposta de PDIRT-E 2021 constitui um novo exercício de planeamento com novos investimentos a concretizar adicionalmente a todos os investimentos já aprovados, quer em sede de PDIRT-E-2017, quer segundo o operador da RNT, em outros processos autónomos.

Relembre-se que o PDIRT-E 2017 foi aprovado com um montante de investimento de **535,1** milhões de euros, desagregado por **239,9** milhões de euros em «Projetos Base» e **295,2** milhões de euros em «Projetos Complementares»¹. Deste montante, tem relevância para o presente Parecer um total de

¹ Este montante inclui um «Projeto Complementar» que estava calendarizado apenas depois de 2024, mas que foi antecipado pelo Concedente.

197,4 milhões de euros, a concretizar durante o período 2022-2026, ou seja, no mesmo período abrangido pelo primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2021.

Adicionalmente a este montante no PDIRT-E 2017 aprovado, e também para o período 2022-2026, no seguimento de esclarecimentos solicitados pela ERSE ao operador da RNT, este informou a ERSE da existência de **438,0** milhões de euros, já aprovados pelo concedente, mas fora do PDIRT-E 2017, incluindo cerca de **290** milhões de euros, totalmente comparticipados, resultantes de acordos estabelecidos entre o operador da RNT e promotores, no âmbito da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, relativo a atribuição de capacidade.

13. É sobre todo este investimento já aprovado (**197,4 M€ e 438 M€**), que acresce o montante inscrito na **proposta de PDIRT-E 2021 de 392,0** milhões de euros (2022-2026)², repartido em **319,0** milhões de euros relativos a «**Projetos Base**» e **73,0** milhões de euros relativos a «**Projetos Complementares**».
14. No global, considerando que estão efetivamente aprovados todos estes montantes e projetos, e admitindo que serão concretizados até 2026, o volume total de novos ativos a entrar em exploração ascende a **1 027,5** milhões de euros. No entanto, este montante não representa todo ele encargos para os consumidores, na medida em que há **421,7** milhões de euros de participações suportadas por promotores. Assim, o acréscimo de ativo a considerar para efeitos de proveitos e tarifas, será de **605,8** milhões de euros (121,2 M€/ano).
15. Em termos de Decisão Final de Investimento (DFI) sobre os investimentos da proposta de PDIRT-E 2021 a concretizar no primeiro quinquénio, o operador da RNT solicita DFI para um montante de **297,6** milhões de euros, de um total de **319,0** milhões de euros em «**Projetos Base**».

Este montante em «**Projetos Base**», diz respeito a projetos associados a «Ações de manutenção e remodelação e modernização de ativos», num total de **138,2** milhões de euros, sendo o restante montante, de acordo com o operador da RNT, relativo a projetos associados a “Capacitação da RNT para ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND” (**106,1 M€**) e a «Compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação» (**26,6 M€**). Finalmente, é solicitada a emissão de DFI para a totalidade de projetos de «Gestão Global do Sistema» (**26,8 M€**).

Em linha com recomendações expressas no passado, a ERSE concorda com a perspetiva do operador da RNT de explicitar quais os projetos para os quais necessita ser emitida DFI, e que se pretende que entrem em exploração durante o primeiro quinquénio da proposta (2022-2026), recomendando que a

² Deste montante, há 9,9 milhões de euros relativos a participações.

emissão de DFI deve ser limitada aos projetos que vejam demonstrada a sua efetiva necessidade e urgência de concretização.

Admite-se que os restantes «Projetos Base», que são referidos, mas não completamente identificados pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2021, num total de **21,4** milhões de euros, terão uma análise da sua eventual DFI em futuras edições da proposta de PDIRT-E.

16. Tal como expresso em pareceres anteriores, a ERSE concorda com a necessidade de substituição do equipamento em que, efetivamente, se verifiquem níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço com impacto na fiabilidade da RNT. Por outro lado, em coerência com as metodologias de regulação de definição dos proveitos permitidos, a ERSE recomenda que, sempre que se justifique, técnica e economicamente, o operador da RNT opte por ações de remodelação e modernização dos ativos, em detrimento da sua substituição por novos ativos. Este é o cerne dos projetos de investimento que são classificados como «Ações de manutenção e remodelação e modernização de ativos» que, num total de **86,9** milhões de euros, não inclui os projetos de investimento associados a “Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas”.

Em linha com o referido pelo seu Conselho Consultivo, a ERSE recomenda o acompanhamento contínuo da evolução da qualidade de serviço e, além disso, a avaliação do impacto de um eventual cenário em que seja necessário proceder a uma substituição massiva de um determinado grupo de ativos, num período de tempo reduzido (seja por obsolescência, seja por idades muito próximas).

Ainda sobre projetos de remodelação e renovação de ativos, a ERSE reitera a necessidade de se simplificar a informação disponibilizada para investimentos de menor dimensão (embora não de menor importância). A ERSE recomenda, por isso, para equipamentos com volumes de investimento individual reduzido, que o operador da RNT agregue os investimentos por programa de investimento e por classe de ativo, quantificando o montante anual a investir e efetuando a análise custo-benefício para esse agregado dos investimentos. Apenas deve ser individualizada a informação para aqueles equipamentos ou projetos cuja dimensão do investimento o justifique, como é o caso de substituição de transformadores/autotransformadores ou o caso de remodelação de subestações.

17. Sendo uma novidade, importa destacar a inclusão, nos «Projetos Base» associados a «Ações de manutenção e remodelação e modernização de ativos», de investimentos para os quais é solicitada DFI, de projetos relativos a “Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas”, nomeadamente ao nível das Infraestruturas e da Gestão Integrada da Vegetação, num valor de **53,9** milhões de euros.

Sobre estes investimentos e independentemente da evidência da necessidade da sua concretização, a ERSE considera que gastos desta natureza devem ser contabilizados como gastos de exploração, tal como têm sido reportados pelo operador da RNT à ERSE, até à data. Desta forma protegem-se os interesses dos consumidores na medida em que os gastos ocorridos são ressarcidos, mas não são sujeitos a remuneração.

18. Sobre os investimentos referidos pelo operador da RNT como associados a «Compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação», também classificados como «Projetos Base», num montante de **26,6** milhões de euros para os quais são solicitados DFI, destacam-se as três fases do projeto «*Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima*», a concretizar entre 2024 e 2026, e o reforço da capacidade de transformação nas subestações de Divor e Ourique, para fazer face a um esperado aumento da procura.
19. Ainda neste mesmo conjunto de «Projetos Base» associados a «Compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação» sobre os projetos de «Gestão de energia reativa», a concretizar até 2026, está proposto um investimento em duas fases de instalação de unidades de reatâncias *shunt*, num montante de **6,4** milhões de euros, acabando por não se compreender se o operador da RNT solicita, ou não, DFI para as duas fases ou alguma delas.

A tendência crescente de reforço da RNT com novos eixos de transporte a 400 kV, a fim de integrar o cada vez maior volume de produção renovável, designadamente solar, principalmente na região sul do país e durante o dia, significa que, durante os períodos de menor consumo, estes circuitos elétricos sejam geradores de reativa, colocando em causa os perfis de tensão na rede. Esta realidade, que se concorda que se tenderá a agravar por causa das linhas que o operador da RNT prevê construir até 2026, beneficiará, em contrapartida, dos contributos para o controlo de reativa que as centrais que justificaram a instalação dessas novas linhas estão obrigadas a fornecer por força da regulamentação estabelecida para os “requisitos não exaustivos” da ligação à rede na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março.

Complementarmente, se o Gestor Global do Sistema antecipar situações que não sejam resolvidas pelo contributo obrigatório das referidas centrais, o Regulamento de Operação das Redes (ROR) também já prevê a possibilidade de se proceder à contratualização do adicional necessário, que a ERSE considera dever ser realizado através de mecanismos competitivos transparentes e não discriminatórios que promovam a eficiência económica e que possibilitem a participação de todos os utilizadores da rede que possam prestar este serviço de sistema de compensação de reativa.

Assim, pensa-se que o Gestor Global do Sistema tem já hoje ferramentas suficientes para colmatar o essencial das situações em que uma gestão de energia reativa é necessária e garantir o cumprimento dos padrões de segurança da RNT.

A ERSE reitera ainda a sua posição, expressa em pareceres anteriores, da importância do operador da RNT se coordenar com o operador da RND em relação ao tratamento deste tema.

Ainda sobre este tema, a ERSE sublinha a posição dos vários participantes na consulta pública, que partilham a ideia de que, a prevista instalação de novas centrais de produção, com destaque para o aumento da capacidade instalada no parque electroprodutor solar fotovoltaico, ajudará a suprir as necessidades identificadas ao nível da gestão de reativa, realçando considerar já estar concretizado o quadro regulamentar, referido pelo Conselho Tarifário, que possibilite ao operador da RNT ter disponibilidade, acesso e controlo das capacidades de energia reativa previstas nos códigos de rede e que devem equipar as novas unidades de produção .

Como corolário sobre este tema, e não tendo a certeza se foi essa a intenção do operador da RNT, a ERSE propõe que seja adiada a DFI relativa aos projetos de gestão de energia reativa propostos na proposta de PDIRT-E 2021 (6,4 M€) e que, em futuras edições do PDIRT-E, o operador da RNT fundamente por que razão todas as restantes alternativas de resolução do problema, já disponibilizadas pelo quadro regulamentar, não lhe são suficientes e justificam a eventual necessidade do investimento proposto.

20. A ERSE realça o ritmo elevado de licenças de produção emitidas nos últimos anos, que deverá conduzir a uma antecipação em 5 anos do cumprimento das metas estabelecidas no PNEC 2030, ou seja, alcançar até final de 2025 os objetivos de penetração de renováveis que estavam previstos para 2030. É todo este volume de nova produção que justifica o investimento em novos eixos a 400 kV e em outros investimentos em reforço da rede já aprovados como «**Projetos Complementares**», num montante global de **502 milhões de euros** (110 M€ associados ao PDIRT-E 2017, 290 M€ totalmente comparticipados em resultados dos “Acordos com promotores” e 102 M€ de outros projetos também aprovados), ainda que **comparticipado pelos promotores em 411,8 milhões de euros**.
21. O volume de integração de nova renovável e o ritmo com que surgiu coloca naturalmente novos desafios ao operador da RNT, nomeadamente a necessidade de uma profunda **coordenação entre operadores da RNT e RND**, uma vez que parte desta nova produção se ligará na RND. Nesse sentido, no seu último Parecer à proposta de PDIRT-E 2019, a ERSE recomendou que o operador da RNT incluísse na proposta de PDIRT-E 2021 a identificação das necessidades de rede ao nível da transformação MAT/AT, já que a alegada falta de investimento na fronteira entre ambas as redes estaria na origem do

indeferimento por parte do operador da RNT sobre a ligação de novos produtores na RND no nível 60 kV (mesmo existindo capacidade disponível na RND), motivado por eventuais períodos de inversão dos trânsitos de potência de AT para MAT.

22. É neste contexto que surge a nova categoria de «Projetos Base» “Capacitação da RNT para ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND”, com um montante de **106,1** milhões de euros, que inclui projetos de reforço da RNT para fazer face à segurança de abastecimento, garantia da continuidade e qualidade de serviço dos atuais pontos de entrega à RND, e para dar resposta a compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega.

A ERSE sublinha a preocupação identificada durante a consulta pública, sobre a necessidade de aprofundar a informação disponibilizada para permitir avaliar e comprovar o mérito dos investimentos propostos. Este montante é desagregado em **27,5** milhões de euros, justificados pelo operador da RNT como meio de fazer face à “resposta favorável da DGEG, sem pronuncia do GTGSEN, a um número muito significativo de UPP e UPAC, num montante global de 1,5 GVA”, para fazer face a situações de n-1 nas subestações em causa, e num cenário de inversão do trânsito AT/MAT, com o restante montante a ser concretizado em dois novos eixos a 400 kV na zona da Bodiosa, com o mesmo fim.

Naturalmente, em linha com os comentários recebidos na consulta pública, a ERSE só pode concordar com a importância do reforço da capacidade de receção na fronteira MAT/AT, se forem identificadas situações estruturais de falta de capacidade, resultando de decisões e estudos conjuntos elaborados de forma coordenada por ambos os operadores de rede. Em especial, essa coordenação entre o operador da RNT com o operador da RND é fundamental quando em causa estejam situações de congestionamentos causadas por inversão de trânsitos de potência (RND para a RNT), e quando estes congestionamentos sejam estruturais, pois caso não o sejam, há outras soluções técnicas com menor custo para os consumidores.

Assim, a ERSE recomenda que a opção pelo reforço da rede resulte de situações de comprovada carência que não sejam pontuais, já que existirão outras soluções técnicas alternativas ao investimento que representam menor custo para os consumidores e restantes utilizadores da rede, caso se verifique que essas situações de congestionamento são pontuais. Sendo, de facto, elevado o volume identificado pelo operador da RNT de unidades de pequena produção que se estão a ligar à RND (1,5 GVA), não é esperado pela sua natureza, já que se trata de, no essencial, de produção para autoconsumo, que exista uma ocorrência sistemática de injeção de excedentes na rede que possam vir a criar inversão de fluxos entre a RNT e a RND e que tal provoque congestionamentos nessa fronteira. De recordar que, no essencial, esta capacidade atribuída teve resposta favorável do operador da RND para a sua ligação.

Assim, na versão final de proposta de PDIRT-E 2021 a ser submetida ao Concedente para aprovação, a ERSE recomenda que sejam identificados os dados e outra informação relevante que fundamentam, de forma mais clara, a urgência da necessidade dos referidos investimentos em cada uma das localizações concretas abrangidas e qual a potência adicional que resultará da concretização dos projetos propostos nesta rubrica, expurgada da ligação das potências já atribuídas. Verificando-se que são pontuais as situações que poderão justificar esses investimentos, propõe-se mesmo que seja ponderado o seu adiamento, já que existem soluções técnicas alternativas que as poderão resolver.

23. O segundo desafio que importa comentar, também associado à forte apetência de ligação de novas centrais de produção a partir de fontes renováveis, tem a ver com a otimização da utilização da capacidade de receção das redes atualmente já disponível, e da metodologia usada para avaliar a viabilidade de novos pedidos de ligação às redes, agora numa perspetiva mais geral e não tão focada nas questões que se colocam na fronteira entre a RNT e a RND e na necessidade de coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND.

Naturalmente, ter-se-á que assegurar sempre o cumprimento dos padrões de segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição, em matérias de planeamento e de operação da rede. No entanto, importa refletir sobre em que situações a ligação de nova produção numa dada subestação coloca em causa esses padrões, se as práticas atuais se coadunam com a evolução que o sistema elétrico está e irá viver e se não é esta a altura para se introduzirem novas práticas e, para tal, fazer as alterações necessárias. Cumpre por isso, repensar o modo como se viabiliza ou inviabiliza a ligação à rede de nova capacidade e pesar se não é solução atribuir a capacidade solicitada sem ser em modo firme, sujeitando a sua utilização a eventuais restrições sempre que tal se verifique necessário.

A legislação e regulamentação em vigor já preveem um conjunto de obrigações de observabilidade e de controlabilidade, impostas aos produtores em regime de mercado no que respeita a requisitos técnicos prévios para se poderem ligar e injetar a sua produção nas redes, permitindo que possam ser desligados da rede, de modo automático ou sob ordem do Gestor de Sistema, caso a situação de exploração assim o exija.

O Gestor Global do Sistema tem também já ao seu dispor a possibilidade de recorrer a medidas corretivas, sempre que verificar que elas são necessárias e, no médio prazo e na sequência do previsto no Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, a ação coordenada com o operador da RND permitirá a implementação de medidas suplementares que resultarão do potencial de ações de flexibilidade que ocorrerão do lado da rede de distribuição.

Quando em caso de congestionamento ou de desequilíbrio entre produção e consumo na rede, se tem disponível a possibilidade de recorrer a medidas corretivas, de carácter regulamentar que já se encontram estabelecidas, ou a medidas de flexibilidade do lado da RND que irão ser regulamentadas, não parece, pois, ser eficiente do ponto de vista do desenvolvimento do SEN que, no processo de análise de viabilidade de ligação de nova capacidade, se continue a atribuir igual importância a um cenário com muito baixa probabilidade de ocorrência, resultando na recusa de atribuição de qualquer nova capacidade, face a outros cenários de probabilidade superior, em que essa capacidade poderia de facto ser ligada.

24. Por outro lado, importa referir que, hoje em dia, há já soluções tecnológicas e equipamentos que se podem instalar nas redes, de modo a modificar o padrão de tráfegos em função do grau de carga de uma dada parte da rede, evitando situações de desequilíbrio que coloquem em causa a segurança do sistema e o recurso às já referidas medidas corretivas previstas para o operador da RNT ou de soluções de flexibilidade a aplicar à RND.

Esta alternativa recente foi evidenciada em comentários recebidos durante a Consulta Pública, cuja informação permite verificar que existem experiências que parecem comprovar a eficácia destes equipamentos, permitindo otimizar a capacidade atual das redes e o adiamento de investimentos e respetivos custos a suportar pelos consumidores e restantes utilizadores das redes.

A ERSE recomenda que o operador da RNT estude e pondere a utilização de soluções deste tipo, se a relação custo benefício para o SEN o justificar, como acontece noutros países, nomeadamente na experiência inglesa que é relatada nos comentários recebidos. Caso existam dúvidas, o recurso a um projeto-piloto deverá ser ponderado.

25. Uma novidade face às anteriores edições de PDIRT-E, diz respeito ao surgimento, ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e de acordo com a informação disponibilizada pelo ORT, de diversos projetos de investimento que resultam de «Acordo com promotores» que permitirão reforçar a RNT com 580 km de novas linhas de 400 kV e 4 novos postos de corte, igualmente a 400 kV.

No global, a informação disponibilizada mostra que estão previstos 21 projetos neste âmbito, num total próximo de 290 milhões de euros a custos totais, integralmente suportados pelos promotores, e que essencialmente associados a novos eixos a 400 kV, ao reforço de atuais eixos e ao reforço da capacidade de transformação MAT/AT. Segundo o operador da RNT, estes acordos permitirão integrar 3,5 GW de produção a partir de tecnologia solar.

Na medida em que a informação aqui descrita não fazia parte da proposta inicial de PDIRT-E 2021 e resultou de esclarecimentos obtidos pela ERSE junto do operador da RNT durante o período da Consulta Pública e preparação deste Parecer, a ERSE sublinha a recomendação do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo para que o operador da RNT inclua, na versão final de PDIRT-E 2021 que irá submeter ao Concedente para aprovação, informação detalhada sobre os projetos alvo de «Acordo com promotores», designadamente dados técnicos sobre os acréscimos de capacidade resultantes em cada uma das subestações afetadas, e o volume de capacidade adicional disponibilizada, após descontada aquela atribuída aos signatários do acordo.

De facto, sendo estes projetos considerados essenciais para suprir as necessidades da RNT em termos de falta de capacidade de receção e sendo o PDIRT-E o instrumento de planeamento que identifica os principais desenvolvimentos previstos para a expansão da rede, a construir ou modernizar no período de 10 anos seguintes, este não deve ser omissivo quanto a investimentos desta importância.

26. Por sua vez, em termos de capacidade de interligação disponível para fins comerciais, sublinha-se a tendência de crescimento dos valores médios horários de capacidade disponibilizada ao mercado ao longo dos últimos anos, com destaque para o crescimento de quase 1000 MW de capacidade de interligação no sentido importador nos últimos três anos, que coincidiram com a aplicação do mecanismo de Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos na RNT (IREI), no período regulatório 2018-2020, que inclui a evolução da capacidade de interligação dentro do indicador de desempenho funcional da RNT. Neste período, nomeadamente em 2019 e 2020, ocorreram vários máximos históricos, em ambos os sentidos da interligação, com valores acima de 4500 MW e 5000 MW, respetivamente no sentido exportador e importador.

Este crescimento de capacidade de interligação teve explicação em vários fatores internos e externos à atuação do operador da RNT, mas demonstrou que é possível criar condições para disponibilizar mais capacidade de interligação ao mercado, mesmo antes da entrada em exploração do novo eixo de interligação entre Portugal e Espanha, a 400 kV no Minho, há muito tempo aguardado, e que foi agora recalendarizado para o final de 2023, devido a questões de licenciamento.

Apesar dos referidos bons avanços alcançados, parece existir ainda um longo caminho a percorrer neste domínio, em Portugal. A importância das interligações internacionais e da disponibilização do máximo da sua capacidade para o mercado sai ainda mais reforçada com o disposto no Regulamento UE n.º 943/2019, do Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, com uma aposta ainda mais clara na necessidade da harmonização das regras e na aplicação das melhores práticas de atribuição de capacidade por parte dos diferentes operadores de rede de transporte europeus.

Do agora estabelecido, fica ainda mais claro que a construção de novos eixos internacionais só deverá ser ponderada após estar demonstrado que aqueles já em exploração estão a ser plenamente utilizados, mas são insuficientes para dar resposta às solicitações do mercado. Tendo sido introduzidas novas metodologias para essa verificação, surgiu a necessidade natural de um período de adaptação para a sua aplicação, o que levou a que os operadores das redes de transporte europeus solicitassem a derrogação da aplicação de parte das novas regras às respetivas entidades reguladoras nacionais. Tal como nos restantes países europeus, o mesmo aconteceu em Portugal, tendo a ERSE já concedido derrogações da aplicação de parte das referidas regras durante os anos de 2020 e 2021.

Apesar das expectativas de se poder vir a disponibilizar valores ainda maiores de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, tendo por base somente a rede e as interligações já construídas, e de se verificar um diferencial muito baixo de preços entre Portugal e Espanha, sabe-se que o aprofundamento do mercado interno de energia e o novo paradigma de um sistema elétrico que contribua para uma sociedade neutra em carbono implicará maiores intercâmbios entre países europeus, surgindo assim a necessidade de continuar a reforçar as interligações existentes.

Assim, em linha com os seus pareceres às anteriores propostas de PDIRT-E, a ERSE volta a reiterar a sua posição inequívoca de apoio à concretização dos projetos de investimentos relativos à interligação Minho-Galiza, que se encontram identificados há já muitos anos como Projeto de Interesse Comum (PCI) europeu, foi aprovada anteriormente pelo Concedente e são essenciais para uma melhor gestão dos elevados trânsitos de energia renovável que fluem naquela região entre Portugal e Espanha. Não esquece, em contrapartida, que é também fundamental que o operador da RNT continue a otimizar a utilização da rede existente, maximizando o valor de capacidade oferecido aos mercados, de acordo com as metodologias harmonizadas e as melhores práticas verificadas no espaço europeu.

A ERSE recomenda que o operador da RNT passe a incluir nas próximas propostas de PDIRT-E um balanço do cumprimento das metas previstas no Regulamento UE n.º 943/2019, bem como a justificação de qualquer motivo para o não cumprimento das mesmas.

27. Os **«Projetos Complementares»** propostos pelo operador da RNT para concretização no primeiro quinquénio, correspondem assim a um total de transferências para exploração de **73,0** milhões de euros, associado à criação de capacidade de receção para integração de nova produção renovável, quer através do reforço de linhas a 400kV já existentes na região do Minho (11 M€), quer através da 2.ª fase de receção de produção *offshore* em Viana do Castelo (17,5 M€). Está também previsto um montante de **44,4** milhões de euros associado a projetos de futuras linhas de 400 kV de circuito duplo (embora com necessidade inicial de apenas um circuito, limitando a ocupação territorial e minimizando

os impactos ambientais e sociais, quanto à concretização de novas linhas, essenciais à integração dos elevados volumes de produção renovável).

Importa realçar que, estes projetos terão como finalidade, a prazo, a receção de nova capacidade renovável, e que por isso, ao montante anterior, acrescem os 290 milhões de euros alvo de acordo, e totalmente comparticipados, referidos acima.

28. Finalmente, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui, ainda, projetos afetos à «Gestão Global do Sistema», num total de **26,8** milhões de euros.

A ERSE reconhece a importância deste tipo de projetos, sejam eles associados a sistemas de supervisão de segurança e apoio ao mercado ou relacionados com infraestruturas de telecomunicações de segurança, contribuindo para o correto funcionamento do SEN em tempo real. No entanto, entende que, por razões de transparência, também estes projetos têm que ser devidamente fundamentados.

Assim, propõe-se que o operador da RNT inclua uma melhor fundamentação dos Projetos Base» relativos à «Gestão Global do Sistema» que apresenta, bem como a sua análise benefício-custo, tendo em vista uma análise geral do impacto dos mesmos no sistema elétrico. Recomenda-se, que a versão final da proposta de PDIRT-E 2021, a submeter ao Concedente para aprovação, dê resposta a esta necessidade.

OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO

29. Reconhecendo a dificuldade existente em todo e qualquer processo de previsão de procura e de utilização das redes, além do mais quando condicionadas pela evolução da crise pandémica, tal não obsta que se considere a existência de alguns aspetos deste exercício que merecem ser melhorados.

Na proposta do PDIRT-E 2021, o operador da RNT realizou algumas análises a fatores com impacto nos fluxos de energia elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas são sujeitas, designadamente a produção embebida (a nível nacional e por ponto de entrega à distribuição), a resposta dinâmica da procura (associada às redes inteligentes) e a interruptibilidade. No entanto, considera-se que estas análises devem ser aprofundadas de modo a preparar e desenvolver soluções de flexibilidade na gestão da rede que envolvam a procura, o que será potenciado pela crescente eletrificação da economia.

30. O nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações dirigidas à RNT, do lado da procura, mas também para diferentes perfis de produção, ligada à RNT e à RND, e aos diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais.

Tendo em conta as diferenças registadas ao longo do tempo entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta da RNT, bem como a volatilidade observada em ambas, a ERSE considera desejável que o PDIRT-E apresente com um maior nível de detalhe estes cenários de simulação, de modo a evidenciar a diversidade de fatores envolvidos, designadamente os não controláveis e dificilmente previsíveis;

Ainda no que diz respeito às pontas de carga, observa-se que as previsões para as pontas síncronas de carga do SEN do cenário de referência do PDIRT-E 2021 (correspondentes ao consumo do cenário Central Ambição do RMSA-E 2020), encontram-se bastante abaixo dos dados mais recentes da ponta síncrona de carga do SEN em 2021 (valor provisório, atingido em janeiro de 2021, mas acima do máximo histórico). Deste modo, torna-se pertinente uma avaliação dos motivos pelos quais os resultados obtidos pelo modelo de previsão das pontas síncronas de carga se desviaram dos valores observados e que, apesar dessa situação, não colocou em causa a resiliência da rede.

31. Relativamente à oferta de capacidade de produção, o operador da RNT elaborou a proposta de PDIRT-E 2021 tendo por base o RMSA-E 2020, adotando o cenário Ambição como referência, a que crescem as alterações posteriores, algumas significativas em termos de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos traçados no Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030.

De acordo com esse cenário Ambição, no horizonte 2030, a capacidade instalada deverá atingir um valor superior a 39 GW, o que, face à capacidade atualmente instalada, se traduz num aumento de 10 a 12 GW. Este crescimento será em grande parte conseguido através do aumento da capacidade instalada em tecnologia solar (+9 GW³) e tecnologia eólica (+3 GW), contribuindo para que, em 2030, a capacidade instalada total a partir de fontes de energia renovável represente cerca de 90% do total da capacidade instalada em Portugal continental.

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2021 também adota o cenário Ambição, incluindo já a calendarização atualizada no que respeita ao descomissionamento da central térmica de Sines no início de 2021 e o futuro descomissionamento da central do Pego no final do mesmo ano, e ainda o da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029⁴. Como fundamento para essa decisão,

³ Para alcançar este valor, o Governo lançou em julho de 2019 e 2020, um leilão de 1400 MW e de 700 MW, respetivamente, para atribuição de nova capacidade para projetos de tecnologia solar, tendo sido atribuído um volume total de licenças de 2000 MW, essencialmente com ligação em MAT, sendo de destacar o forte volume de novos projetos que se pretendem ligar à RNT nas regiões centro e sul do país.

⁴ Na proposta de PDIRT-E 2019, as centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego tinham data prevista de descomissionamento no ano de 2025.

o Governo apontou o facto de ser possível garantir a manutenção da segurança de abastecimento aos consumos do SEN com a entrada em exploração em 2021 das centrais hídricas do Alto Tâmega, bem como a entrada em serviço de 2 GW adicionais de nova produção descentralizada renovável até 2022, beneficiando da entrada em serviço do «Eixo a 400 kV F. Alentejo Ourique-Tavira».

32. A ERSE regista o consenso dos participantes na consulta pública quanto à adoção dos mais recentes pressupostos assumidos do RMSA-E 2020, no que diz respeito à evolução da Produção em Regime Ordinário, nomeadamente sobre o descomissionamento do parque electroprodutor a carvão. No entanto, a ERSE sublinha que a questão não deve ser tratada de modo isolado, uma vez que deve ser avaliado o impacto quanto à segurança da operação do sistema, face à ausência dos grupos térmicos.

O operador da RNT foi previamente consultado pelo Governo, e considerou que existem riscos associados à saída da central de Sines (e Pego) previamente à entrada em exploração de um conjunto de eixos a 400 kV já aprovados, designadamente riscos quanto à segurança de abastecimento aos consumos do SEN e quanto à segurança na operação do sistema elétrico. Para que tal problema seja ultrapassado, o operador da RNT sublinhou, então, a importância da entrada em exploração das centrais hídricas do Alto Tâmega, com entrada ao serviço prevista entre 2021 e 2023, juntamente com os respetivos eixos da RNT necessários para escoar a produção.

O operador da RNT identificou, ainda, um conjunto de outras medidas mitigadoras, como a mobilização dos grupos da central térmica do Ribatejo e da central hidroelétrica do Alqueva, a necessidade de assegurar a produção das centrais de cogeração de Sines, a mobilização da central do Alqueva enquanto compensador síncrono, em conjunto com o acesso do gestor de sistema às capacidades técnicas de geração de reativa nas centrais fotovoltaicas já ligadas à RNT, e, finalmente, se estritamente necessário, o recurso à redução do consumo, por parte de consumos interruptíveis e cargas na região do Algarve não prioritárias.

Face a estes riscos e à calendarização dos investimentos, a ERSE recomenda ao operador da RNT, que aprofunde a análise de sensibilidade realizada no ponto 6.10.2 da proposta sobre impactos na estabilidade do sistema e a necessidade de realização das referidas medidas mitigadoras.

33. Em termos de Grande Hídrica (acima de 30 MW), destaca-se a eventualidade de um atraso na entrada em exploração dos primeiros grupos das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), designadamente das centrais de Daivões e Gouvães, em 2021, a que se seguirá o Alto Tâmega em 2023, num total superior a 1100 MW instalados. Este atraso, devido a questões de licenciamento, atualmente em diferendo legal, poderá colocar em

causa a entrada em exploração progressiva dos aproveitamentos do Tâmega, e desse modo, resultar num ICP de 0,99. A situação será tanto mais grave, na sequência de indisponibilidade dos grupos térmicos em exploração de Lares, ou face a um inverno mais rigoroso.

Segundo o operador da RNT, “num ambiente de funcionamento normal do mercado é razoável considerar que existe capacidade de resposta para fazer face a esta situação singular na história do SEN. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, a disponibilidade de meios nacionais é essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais”.

A ERSE chama, por isso, a atenção do operador da RNT, para que, junto do Concedente, procure encontrar a melhor solução para minimizar o problema, para além das medidas de mitigação elencadas neste capítulo. Recomenda, ainda, que na versão final da proposta de PDIRT-E 2021 seja incluída uma secção dedicada ao risco associado a esta questão, nomeadamente na secção afeta à segurança e estabilidade do sistema.

34. Em termos de detalhe da informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2021, destaca-se a informação sobre o acompanhamento da concretização dos projetos aprovados. Para tal nos anexos, o operador da RNT disponibiliza informação sobre o montante de investimento ainda a concretizar e o estado de implementação de cada projeto.

A ERSE realça como positiva a informação disponibilizada, no sentido que permite compreender o real estado de implementação dos planos aprovados e respetivos projetos. Considera, no entanto, que, no que diz respeito à evolução deste processo, deveria ser apresentada uma figura que permitisse visualizar o volume de projetos aprovados em cada PDIRT-E aprovado, por comparação com o volume aprovado ainda por realizar. Desse modo, seria possível compreender por um lado os atrasos verificados e por outro identificar o volume de projetos a entrar em exploração nos próximos anos e respetivo acréscimo da base de ativos regulada.

Já quanto à informação sobre cada projeto, a ERSE recomenda aprofundar o detalhe da mesma, permitindo facilitar a compreensão da informação. Assim, sugere-se a seguinte desagregação para cada projeto individual: 1) identificação do projeto, tal como apresentado no respetivo PDIRT-E; 2) montante total do projeto, a custos totais, quantificando o custo total e comparticipação; 3) PDIRT-E em que foi apresentado o projeto pela primeira vez, e PDIRT-E que aprovou o projeto; 4) Data expectável de entrada em exploração no PDIRT-E que aprovou o projeto, e informação mais recente sobre a data de entrada em exploração.

IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

35. A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2021 incidiu sobre a atividade de transporte de energia elétrica, tendo sido utilizados os cenários de investimentos e evolução da procura definidos pela ERSE na análise da proposta, num total de nove cenários compostos.

Esta avaliação é efetuada *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SEN, designadamente os custos de interesse económico geral (CIEG), as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos e receitas não se alteram ao longo do período de análise.

36. Como as previsões do consumo de eletricidade assumidas na proposta de PDIRT-E 2021 permanecem fortemente condicionadas à evolução da crise pandémica e sendo o impacte tarifário avaliado no horizonte do primeiro quinquénio, na sua avaliação a ERSE considerou cenários de evolução do consumo com variações positivas e baseadas no RMSA-E 2020, na expectativa de que já em 2021 a situação económica e, conseqüentemente, o nível de consumo de energia elétrica recuperem as trajetórias que tinham vindo a seguir nos últimos anos, bem como um cenário mais pessimista de estagnação do consumo.

Deste modo, foram estudados três cenários de consumo, todos tendo como ponto de partida o consumo previsto para 2021 nas Tarifas de 2021, a saber: i) o «cenário ERSE Inferior», que assume uma estagnação do consumo até 2026; ii) o «cenário ERSE Central», em que a evolução da procura assume variações anuais constantes, e que em 2026 permite igualar o consumo do cenário da proposta de PDIRT-E 2021 (igual ao cenário Ambição Central do RMSA-E 2020); iii) o «cenário ERSE Superior», que assume variações anuais implícitas no cenário Ambição Superior do RMSA-E 2020.

37. No caso dos investimentos, estudaram-se três cenários quanto à evolução do nível de investimentos, descritos no anexo ao presente Parecer, e que servem de base ao cálculo dos impactes tarifários apresentados no Quadro 2-1: i) o «cenário Base», que serve de referência de avaliação dos restantes, uma vez que corresponde a uma evolução dos investimentos aprovados no PDIRT-E 2017, com a calendarização ajustada e aqueles entrados em exploração até final de 2019; ii) o «cenário Base + outro investimento aprovado», com os mesmos projetos que os do cenário ERSE Base acrescidos de outros projetos aprovados pelo concedente em processo autónomo fora de um PDIRT-E; iii) o «cenário Proposta PDIRT-E 2021», em que, para além dos investimentos dos dois cenários anteriores, são considerados os projetos inscritos na proposta de PDIRT-E 2021.

38. A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incidiu sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes, sobre as tarifas de acesso às redes, assim como sobre as tarifas de venda a clientes finais. O período analisado situa-se entre 2021, que é o ano de referência dos cenários de procura e de investimentos, e 2026 (último ano do primeiro quinquénio do PDIRT-E 2021).

No quadro seguinte apresentam-se as variações tarifárias médias anuais, entre 2021 e 2026, associadas aos três cenários de investimento considerados e à evolução da procura do «cenário ERSE Superior». Neste cenário, o crescimento anual dos consumos até 2026 será de cerca de 1,2% o que parece ser razoável num processo de eletrificação dos consumos finais.

Quadro 2-1 – Impacte tarifário anualizado, no cenário de procura Superior

Variações Tarifárias anualizadas (Tarifas 2021 a 2026)		Análise dos cenários de investimento para o cenário de procura ERSE Superior		
		Base	Base+outro investimento aprovado	Proposta PDIRT-E 2021
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	-1,3%	-0,6%	0,9%
Acesso às Redes	(%)	-0,1%	0,0%	0,1%
MAT	(%)	-0,2%	-0,1%	0,1%
AT	(%)	-0,2%	-0,1%	0,2%
MT	(%)	-0,2%	-0,1%	0,1%
BTE	(%)	-0,1%	0,0%	0,1%
BTN	(%)	-0,1%	0,0%	0,1%
Preços Finais	(%)	-0,1%	0,0%	0,0%
MAT	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
AT	(%)	-0,1%	0,0%	0,1%
MT	(%)	-0,1%	0,0%	0,1%
BTE	(%)	-0,1%	0,0%	0,0%
BTN	(%)	0,0%	0,0%	0,0%

Para o «cenário Base», apenas com os projetos aprovados em sede de PDIRT-E 2017 e restante investimento já em exploração até final de 2019, observa-se que no período de 2021 a 2026 há um decréscimo das tarifas de uso da rede de transporte, a uma taxa média anual de -1,3%.

Adicionando outros projetos aprovados em processo autónomo ao PDIRT-E, «cenário Base + outro investimento aprovado», leva a que no período de análise passe a registar-se um decréscimo na tarifa de uso da rede de transporte a uma taxa média anual de -0,6%.

Finalmente, no último cenário, que soma a todos os projetos já aprovados, os novos projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2021, a tarifa de uso da rede de transporte terá um acréscimo médio anual de +0,9%.

39. Os impactes tarifários apresentados ao nível da tarifa de uso da rede de transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de acesso às redes, bem como nos preços finais pagos pelos consumidores. Estes impactes tarifários nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais apresentam valores diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, sendo que quanto menor é o nível de tensão e a dimensão do cliente, menores serão estes impactes tarifários.

A análise de impactes realizada incluiu uma análise de sensibilidade à evolução da procura, conforme os cenários estudados.

40. O incremento tarifário ocorre apesar do nível médio de investimentos, líquido de participações, implícito na proposta de PDIRT-E 2021, acrescido aos demais investimentos previstos até 2026, não impedir a diminuição do ativo líquido da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) do operador da RNT. Tal sucede porque os novos investimentos entrados em exploração terão tendencialmente uma vida útil mais curta do que a da média dos ativos atuais, levando a um aumento do valor das amortizações a recuperar anualmente que se sobrepõe à remuneração do ativo líquido com tendência decrescente e, conseqüentemente, a um acréscimo dos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas.

CONCLUSÕES

41. O operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2021, submetida a Parecer da ERSE, um montante total de investimentos de **831,2** milhões de euros, a custos totais, com **392,0** milhões de euros no primeiro quinquénio (2022-2026), (**319,0** M€ em «Projetos Base» e **73,0** M€ em «Projetos Complementares»), e ainda **439,2** milhões no segundo quinquénio (2027-2031).
42. A proposta de PDIRT-E 2021 constitui um novo exercício de planeamento com novos investimentos a concretizar, para além de todos os investimentos já aprovados e a concretizar entre 2022 e 2026, quer em sede de PDIRT-E 2017 (**197,4 M€**), quer aprovados em outros processos autónomos (**148,0 M€**).
43. No mesmo período 2022-2026, serão ainda concretizados cerca de **290,0** milhões de euros, totalmente participados, resultantes de Acordos estabelecidos entre o operador da RNT e promotores, no âmbito da alínea b) do n.2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei 76/2019, relativo a atribuição de capacidade.

44. Assim, o volume total de novos ativos que o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2021 como a dever entrar em exploração até 2026 ascende a **1027,5** milhões de euros, dos quais **421,7** milhões de euros totalmente comparticipados por promotores. O acréscimo de ativo a considerar para efeitos de cálculo de proveitos e tarifas, será então de **605,8** milhões de euros (**121,2 M€/ano**), sem prejuízo do montante de 21,4 milhões de euros para os quais o operador da RNT não solicita DFI.
45. Num contexto de alguma incerteza sobre os efeitos da pandemia na evolução da economia, bem como sobre a evolução dos consumos elétricos que, por um lado, são pressionados em alta pela eletrificação espectável, mas que, por outro lado, terão uma menor utilização das redes de montante devido à descentralização da produção, a prudência aconselha a que a aprovação da proposta de PDIRT-E 2021, não resulte num aumento dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às redes elétricas.
- Foi esse o sentido da análise realizada pela ERSE, resumida nos pontos anteriores e que se aprofunda no Anexo a este Parecer e que dele faz parte integrante.
46. A ERSE recomenda, por isso, que na versão final de PDIRT-E 2021 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNT reveja as necessidades de investimento, e, de modo geral, pondere recalendarizar aquelas que não sejam urgentes, designadamente para o segundo quinquénio (2027-2031), revendo a necessidade de emissão de DFI em sede de PDIRT-E 2023.
47. Em particular, a ERSE recomenda ao operador da RNT que, na proposta final de PDIRT-E 2021, a submeter para aprovação pelo Concedente, pondere a possibilidade de recalendarização dos projetos de reforço da RNT para fazer face a eventuais congestionamentos causados por uma inversão do trânsito de potência resultante da injeção na RNT do excesso de produção por unidades de pequena produção ligadas fisicamente à RND, num montante de **117,2** milhões de euros, salvo se comprovadamente urgente e fundamentado por estudos junto do operador da RND.
48. Assim, com a recalendarização da totalidade dos projetos de investimento referidos, a emissão de Decisão Final de Investimento poderá ser reduzida de **297,6** milhões de euros para um montante de 180,4 milhões de euros, incluindo, entre outros, a totalidade dos projetos base em modernização e remodelação de ativos, para os quais o operador da RNT solicita DFI, bem como aqueles associados à garantia da segurança e estabilidade do sistema, onde se inserem **26,8** milhões de euros em projetos da atividade de Gestão Global do Sistema. Acresce que, com a classificação dos gastos em “Gestão Integrada de Vegetação” (**53,9 M€**) como custos de exploração, em linha com o efetuado até à data, o montante de DFI a solicitar pelo operador da RNT será de **126,6** milhões de euros. Resultará, assim, um

valor total DFI a realizar no período até 2026 de **835,0** milhões de euros, sendo que **413,4** milhões de euros serão suportados pelas tarifas de acesso às redes e **421,7** milhões de euros compartilhados por promotores. Este valor integra todos os investimentos que já mereceram DFI no passado.

49. Com esta recalendarização será, assim, possível anular o impacto tarifário junto dos consumidores decorrente da aprovação do PDIRT-E 2021.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

A.1 ENQUADRAMENTO

O Decreto Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procedeu à décima 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.

Assim, nos termos do artigo 30.º do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro que altera a redação anterior dada pelo Decreto Lei n.º 215 A/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento decenal da rede de transporte, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos 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 76/2019, de 3 de junho.

Nesse enquadramento, a REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da RNT, apresentou à ERSE uma proposta de PDIRT-E 2021, competindo a esta entidade nos termos do n.º 2 do referido artigo 36.º A, 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 submeteu a consulta pública a proposta do PDIRT-E 2021, elaborada pelo operador da RNT.

A ERSE preparou um relatório da consulta pública que será disponibilizado, em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer.

A análise da proposta de PDIRT-E 2021 é assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço entre os aspetos positivos e negativos que se podem retirar do exercício de Parecer anterior, com o objetivo de contribuir para melhorar todo o processo, incluindo a consulta pública e o atual Parecer.

Ao ocorrer com uma periodicidade bienal e ser suportado numa consulta pública, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento na RNT,

apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal.

A.2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021 FACE À PROPOSTA DE 2019 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

1. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2019 foram os seguintes:

Substituição de ativos: A ERSE, embora concorde com a necessidade de substituição de equipamento em que efetivamente se verifiquem níveis de obsolescência, com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço com impacto na fiabilidade da RNT, recomendou, no seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2019, que, em coerência com o racional subjacente ao Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos da RNT (IREI), no planeamento dos seus investimentos, o operador da RNT opte por ações de remodelação e modernização de ativos, em detrimento da sua substituição por novos ativos, sempre que se justifique técnica e economicamente.

Investimentos em gestão de energia reativa: Relativamente aos investimentos propostos para gestão de energia reativa, a ERSE alertou para a falta de informação sobre os mesmos, como por exemplo, a descrição dos efeitos de uma possível recalendarização ou a identificação de possíveis alternativas a este investimento. Neste ponto, e de acordo com alguns comentários recebidos na consulta pública ao PDIRT-E 2019, a ERSE recomendou o estudo de outras soluções, que poderiam passar por uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e da Rede Nacional de Distribuição (RND), no que diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de energia entre redes e correspondente controlo do perfil de tensão, procurando assim evitar a realização injustificada de novo investimento.

Compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação: O reforço da segurança de alimentação à RND, através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT e do reforço de transformação MAT/AT, deve resultar de uma interação entre operadores da RNT e RND. Nesse sentido, a ERSE recomendou que a informação sobre investimentos relacionados com compromissos com o operador da RND fosse sempre complementada com as devidas referências ao PDIRD-E mais recente, quer em termos de quantificação de necessidades da RND, quer em termos de alocação destes benefícios aos utilizadores da RND, permitindo, dessa forma, que o operador da RND pudesse reconhecer esses benefícios em futuras edições do respetivo PDIRD-E.

Reforço Transformação MAT/AT: Especificamente em relação ao reforço de transformação MAT/AT, a ERSE recomendou que, nas próximas edições de PDIRT-E, o operador da RNT incluísse a identificação das

necessidades de rede ao nível da transformação MAT/AT, de forma a criar as condições para que seja possível a ligação de produtores ao nível de 60 kV, sempre que esta seja a solução mais eficiente do ponto de vista técnico e económico. Esta identificação de necessidades ao nível do reforço da capacidade de transformação MAT/AT deverá ser complementar ao já disponibilizado pelo operador da RNT no que respeita à garantia do abastecimento de consumos da RND.

Défice de capacidade de receção de produção renovável: A ERSE reforçou a recomendação expressa em PDIRT-E anteriores de que, previamente à concretização de projetos com este fim, o operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, deveria avaliar em que medida o défice de capacidade identificado na rede de transporte atual é estrutural, ocorrendo sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano, ou se, por outro lado, corresponde a situações pontuais resultado da simulação de cenários extremos com forte hidraulicidade e eolicidade em simultâneo com períodos de baixo consumo.

Maximização da capacidade de produção renovável ligada: Ainda sobre o tema da ligação de nova produção renovável a ERSE recomendou que, para efeitos de resposta a pedidos de ligação, o operador da RNT tivesse em consideração a tecnologia de produção em causa e respetivos períodos de maior injeção nas redes, bem como as ferramentas de gestão das redes à sua disposição em casos de desequilíbrio (excesso de injeção face ao consumo). Adicionalmente, e embora considere adequada a prudência do operador da RNT em termos de necessidade de realização de estudos que confirmem a capacidade efetivamente disponível, em função da troca de informação com o operador da rede espanhola, a ERSE recomendou que operador da RNT disponibilizasse uma gama de valores de capacidade, com carácter probabilístico e com diferentes graus de garantia, ou seja, uma maior probabilidade de ocorrência para valores inferiores de capacidade disponível, e, naturalmente, uma probabilidade inferior para valores mais elevados de capacidade. Em linha com as recomendações emitidas em pareceres anteriores, a ERSE realçou que o operador da RNT deveria proceder à revisão das atuais regras de planeamento, em sintonia com as potencialidades que as novas ferramentas oferecem, com vista a maximizar a capacidade que pode ser ligada às redes.

Evolução do parque electroprodutor: Embora tenha considerado adequada a caracterização da evolução do parque electroprodutor, apresentada pelo operador da RNT, a ERSE solicitou que, caso fosse necessária a antecipação de projetos, a mesma fosse fundamentada e que fosse aprofundada a análise de sensibilidade efetuada, avaliando o impacto na operação da RNT de um eventual atraso na concretização dos projetos que considerasse imprescindível antecipar, para os quais seria necessário emitir Decisão Final de Investimento.

Evolução da produção distribuída: No seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2019, a ERSE realçou que seria fundamental aprofundar, em futuras edições do PDIRT-E, a análise das consequências no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no papel da RNT da evolução prevista de produção distribuída a nível local, designadamente aproveitamentos de tecnologia solar, para efeitos de autoconsumo, enquadrado num contexto de autoconsumo individual, de autoconsumo coletivo e de comunidades de energia. O impacto previsto desta evolução implicará a necessidade de caracterização destes fluxos nos cenários que sejam apresentados.

Análise Custo-Benefício: No que diz respeito à quantificação de benefícios, a ERSE recomendou, novamente, que o operador da RNT aprofundasse a metodologia multicritério adotada, procurando não só quantificar os benefícios por projeto, mas igualmente quantificar a desagregação dos mesmos pelos beneficiários, nomeadamente produtores e consumidores.

Monetização de benefícios: A proposta de PDIRT-E 2019 disponibilizou como novidade a quantificação e monetização do sobrecusto associado à não realização da ação proposta. Embora tenha sido uma clara melhoria relativamente à versão de PDIRT-E anterior, a ERSE recomendou que o operador da RNT continuasse a desenvolver esforços no sentido de quantificar e monetizar todos os outros impactos na rede e nos consumidores, associados à falha no caso de não realização da ação proposta. Quanto aos “Projetos Complementares” cujos benefícios o operador da RNT apresentou por blocos, a ERSE solicitou que fossem fornecidos os dados dos benefícios de cada projeto e da percentagem dos benefícios do bloco total.

Designação “Projetos Complementares”: A ERSE manteve a sua recomendação de alteração desta designação, já que se verifica que para alguns *stakeholders* o termo «complementares» poderá ser entendido como projetos não essenciais. Nesse sentido, e por se tratarem de projetos estruturantes, integrados nos planos regionais e europeus, outras designações poderiam ser adotadas, tais como «Projetos Estruturantes» ou «projetos de Política Energética e Sustentabilidade Socio-ambiental». Tornando claro, deste modo, que apesar de não serem «Projetos Base», são igualmente importantes para o Sistema Elétrico Nacional.

Análise de sensibilidade à ponta de utilização dos equipamentos: Embora o operador da RNT tenha concluído que a procura e a possível estagnação do crescimento do consumo não teriam impacto direto nas necessidades de remodelação/substituição de equipamento, em especial transformadores, a ERSE sublinhou que a ponta de utilização do equipamento está diretamente associada ao desgaste do mesmo, e nesse sentido, recomendou que em futuras edições de PDIRT-E essa análise de sensibilidade fosse efetuada.

Utilização da capacidade de interligação: A ERSE embora favorável à concretização de todos os projetos classificados como PCI, realçou que a sua concretização deveria sempre ser coordenada com a de outros projetos que partilhassem o mesmo objetivo. Por outro lado, e embora tenha considerado que a calendarização dos projetos classificados como PCI parecia adequada para que se atingisse a meta de 3000 MW de capacidade disponível para fins comerciais em ambos os sentidos, recomendou que fosse realizado um exercício de supervisão sobre os valores de capacidade de interligação efetivamente disponibilizados aos agentes de mercado, de modo a ser aferida a probabilidade do cumprimento do rácio de interligação inscrito de 15%. Adicionalmente, a ERSE recomendou que operador da RNT adotasse novas metodologias de cálculo da capacidade que pode efetivamente disponibilizar ao mercado, procurando maximizar a mesma.

Previsão de consumo, ponta de carga e procura: No que diz respeito à previsão de consumo, ponta de carga e procura, a ERSE considerou que todos os cenários deveriam ser apresentados com maior detalhe em futuras edições de PDIRT-E, incluindo nesta análise mais elementos acerca da modelização que sustenta estas previsões assim como a fundamentação dos pressupostos assumidos (e.g. evolução na adoção de veículos elétricos, previsão de autoconsumo, etc.).

2. INVESTIMENTOS APROVADOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021 E OUTROS INVESTIMENTOS JÁ APROVADOS

A proposta de PDIRT-E 2021, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de suceder à proposta de PDIRT-E 2019, ainda sem aprovação, e pelo facto de, no primeiro quinquénio do horizonte temporal 2022-2031, abranger a entrada em exploração de projetos aprovados no PDIRT-E 2017 (2018-2022).

Assim, recupera-se a posição da ERSE expressa em pareceres anteriores de que, para efeitos da quantificação dos impactes tarifários dos novos projetos de investimento previstos na proposta de PDIRT-E 2021, serão considerados todos os projetos já em exploração e aqueles que venham a ser comissionados no mesmo horizonte da proposta de PDIRT-E 2021 em análise, ou seja até 2026, nomeadamente os projetos aprovados no PDIRT-E 2017 ou outros que, entretanto, tenham sido alvo de aprovação pelo concedente.

Importa por isso recordar que, de acordo com a informação mais atual que a ERSE dispõe, há um total de **469,4** milhões de euros relativos a projetos de investimentos aprovados em sede de PDIRT-E 2017. Por outro lado, de acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT à ERSE em momento já posterior ao do envio da proposta de PDIRT-E 2021, identificou-se um conjunto significativo de projetos

não incluídos na proposta de PDIRT-E 2021 nem aprovados no PDIRT-E 2017, num total de **310,5** milhões de euros, a concretizar entre 2020 e 2026, dividido nos seguintes blocos:

- **70,0** milhões de euros são relativos a projetos calendarizados inicialmente até 2017, e que, por isso, não foram incluídos pelo operador da RNT no PDIRT-E 2017. Estes projetos foram posteriormente recalendarizados, e a sua entrada em exploração adiada para os anos 2020 e 2021.
- **118,5** milhões de euros dizem respeito a projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019, ainda não aprovada. Segundo o operador da RNT, estes projetos tiveram de ser iniciados, por serem essenciais para garantir a capacidade atribuída pelos leilões solares de 2020 e 2021, e para garantir a segurança da operação da RNT e o cumprimento das obrigações previstas nas bases de concessão, não podendo ver adiada a sua concretização.
- **26,9** milhões de euros relativos a projetos de ligação à rede de promotores de aproveitamentos a partir de fontes renováveis solar e eólica, totalmente participados pelos promotores. Adicionalmente, **18,7** milhões de euros de projetos de ligação de consumidores ligados à RNT.
- **290,0** milhões de euros em projetos relativos à construção de rede de 400 kV e reforço da capacidade de transformação, igualmente participados por promotores, na totalidade, mas que resultam de acordo entre o operador da RNT e promotores, previsto no âmbito da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019⁵.

Assim, estando aprovado pelo concedente, a este bloco de projetos junta-se aqueles aprovados no PDIRT-E 2017, totalizando um montante global de **993,0** milhões de euros em novos ativos a entrar e exploração entre 2020 e 2026, e a considerar na base regulada de ativos (ativo bruto), ainda que parte deste montante seja totalmente participado (**420,8** milhões de euros).

É a este montante de **993,0** milhões de euros, aprovado, que acrescem os **392,0** milhões de euros inscritos na proposta de PDIRT-E 2021, dos quais **319,0** milhões de euros em «Projetos Base» e **73,0** milhões de euros em «Projetos Complementares». No total, face ao montante de investimentos em exploração no final de 2019, é esperado um acréscimo de **1385,2** milhões de euros, dos quais **1027,5** milhões de euros coincidentes com o primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2021, ou seja, entre 2022 e 2026.

⁵ Esta informação foi atualizada no dia 02.08.2021, tendo o operador da RNT enviado informação sobre todos os projetos alvo de Acordo, e referido que no total são cerca de 264 M€ (290 M€ a custos totais), totalmente participados, e sem impacto direto nos proveitos. O ativo bruto total sobe de 814 M€ para cerca de 1004 M€, com participações a subir de 209M€ para 422 M€.

O Quadro A.2 - 1 resume a sequência temporal, para o período de 2020 a 2026, dos montantes apresentados na proposta de PDIRT-E 2021, que acresce, como explicado anteriormente, aos montantes aprovados no PDIRT-E 2017 e outros aprovados fora do processo de aprovação de um PDIRT-E.

Quadro A.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 (aprovado)	26,7	245,2	111,3	47,3	38,9*	-	-	469,3
Outros projetos (se aprovados)	9,3	76,5	42,5	29,5	76,0	0	290,0	523,6
Proposta de PDIRT-E 2021	-	-	25,5	39,1	73,8	75,0	178,9	392,0
Total (milhões euros)	36,0	321,7	179,3	115,8	188,7	75,0	468,9	1385,2

* Projeto de investimento já aprovado no primeiro quinquénio PDIRT-E 2017 (2018-2022), mas adiado para 2024

Fonte: ERSE, REN

3. EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

Em termos de restante conteúdo, foram introduzidas na proposta agora em análise alterações que refletem, de um modo geral, as recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2019, designadamente nas seguintes matérias:

- Metodologia combinada multicritério/custo-benefício: a metodologia combinada multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN, em sintonia com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante a consulta pública do plano anterior, foi aplicada a todos os projetos apresentados no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares. O cálculo e monetização dos benefícios socioeconómicos foram aplicados aos horizontes 2026 e 2031 e foi efetuada a monetização adicional de alguns dos atributos inscritos na análise multicritério/custo-benefício, nomeadamente os relacionados com perdas e energia não fornecida para os anos de referência da análise (2026 e 2031).
- Novo atributo “Sobrecusto evitado para o SEN”: seguindo a recomendação da ERSE foi adicionado à análise multicritério/custo-benefício o novo atributo “Sobrecusto evitado para o SEN”, para os investimentos de remodelação e modernização de ativos, com o intuito de aprofundar a fundamentação do seu mérito e justificar a necessidade da sua realização. A monetização deste novo

atributo é estimada através da avaliação do custo adicional, sobre esse investimento, que a hipótese da sua não realização ou adiamento poderia introduzir.

- Compensação de reativa: no seu Parecer ao PDIRT-E 2019, e tendo identificado falhas ao nível dos investimentos propostos para gestão de energia reativa, a ERSE recomendou que o operador da RNT em propostas de PDIRT-E futuras estudasse soluções alternativas para o efeito, que poderiam passar por uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e da RND, no que diz respeito, por exemplo, à gestão conjunta dos trânsitos de energia entre redes e correspondente controlo do perfil de tensão. Em resposta a esta recomendação, o operador da RNT procurou nesta proposta de PDIRT-E 2021, explorar possíveis alternativas à instalação de reatâncias shunt na RNT, justificando assim o racional para os investimentos propostos.
- Compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação: O reforço da segurança de alimentação à RND, através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT e do reforço de transformação MAT/AT, deve resultar de uma interação entre operadores da RNT e RND. Nesse sentido, a ERSE recomendou que a informação sobre investimentos relacionados com compromissos com o operador da RND fosse sempre complementada com as devidas referências ao PDIRD-E mais recente, quer em termos de quantificação de necessidades da RND, quer em termos de alocação destes benefícios aos utilizadores da RND. Em resposta a essa recomendação, o operador da RNT procurou identificar, quando aplicável, nos projetos de investimento propostos para alimentação à RND, nomeadamente nas novas ligações da RND à RNT, a respetiva referência no PDIRD-E mais recente (PDIRD-E 2020).

A.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

1. ENQUADRAMENTO

A presente análise efetua-se num contexto de transição após uma crise pandémica sem precedentes, em que a recuperação económica continua a estar dependente da evolução da pandemia e da capacidade de regeneração das economias. Deste modo, os efeitos na economia e nos mercados energéticos continuam incertos e difíceis de prever. No entanto, as previsões macroeconómicas e de procura apresentadas no PDIRT-E 2021 e no Parecer da ERSE consideram que os impactos negativos da crise pandémica já foram ultrapassados no momento de decisão e implementação dos investimentos.

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

1. motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser adequado à ponta de carga nos pontos de entrega da rede, considerando, sempre que relevante, a capacidade e perfil da produção embebida ligada a jusante desses mesmos pontos de entrega;
2. motivos económicos, uma vez que se pretende que o custo do investimento seja otimizado, por ser suportado pelos utilizadores das redes na proporção dos seus consumos ⁶ nas tarifas de uso dessas infraestruturas.

No atual estado de desenvolvimento da rede de transporte em Portugal, a evolução da procura de energia elétrica é um fator que perdeu peso entre os determinantes das necessidades de investimento, pese embora tenha de ser continuamente avaliada na ótica da segurança de abastecimento e continuidade de serviço. Por outro lado, as condicionantes impostas por políticas energéticas, em particular as relativas ao desenvolvimento de produção baseada em fontes renováveis, têm ganho peso crescente e implicado o desenvolvimento da rede de transporte, para permitir a ligação de nova capacidade de produção nos locais

⁶ No atual contexto regulatório, os custos do investimento na rede de transporte são suportados maioritariamente pelos consumidores de eletricidade, havendo uma fração dos mesmos que é suportada pelos produtores, através da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) que lhes é aplicável.

onde existem os recursos renováveis e o seu escoamento para os locais de maior concentração de consumos.

Para a definição da evolução da procura, a proposta de PDIRT-E 2021 em apreço baseou-se no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2021 a 2040 (RMSA-E 2020)⁷, por ser o mais recente disponível à data de execução do plano que considera as mais recentes orientações de política energética, e as metas consagradas no PNEC 2030. Este relatório apresenta duas trajetórias de evolução da oferta e do consumo, associadas a diferentes evoluções dos objetivos de política energética, designadas por cenários de «Continuidade» e de «Ambição». Para cada uma destas trajetórias são apresentados dois cenários de evolução do consumo de eletricidade, que se distinguem por diferentes cenários de crescimento económico. Na trajetória «Ambição» define-se, adicionalmente, um cenário de evolução Superior que inclui um teste de stress, associado à estagnação do autoconsumo.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

O atual plano de investimentos em análise corresponde a uma proposta, e respetiva contextualização, de projetos de investimento a realizar na RNT entre 2022 e 2031, e com oportunidade de ser reavaliado em PDIRT-E subsequentes.

Estes projetos caracterizam-se por um período de decisão e construção longo e têm impactes para o conjunto do SEN, nomeadamente na perspetiva do cumprimento das obrigações de serviço público da RNT, na execução das orientações de política energética nacional e na sua função de ligação e complementaridade com a rede de distribuição, como também numa perspetiva mais ampla, para o conjunto da rede europeia, em particular para a rede espanhola.

A abrangência dos impactes desses projetos e os seus efeitos temporais dilatados justificam que sejam enquadrados pelo seu contexto macroeconómico, nacional e europeu, verificado atualmente e perspetivado a prazo.

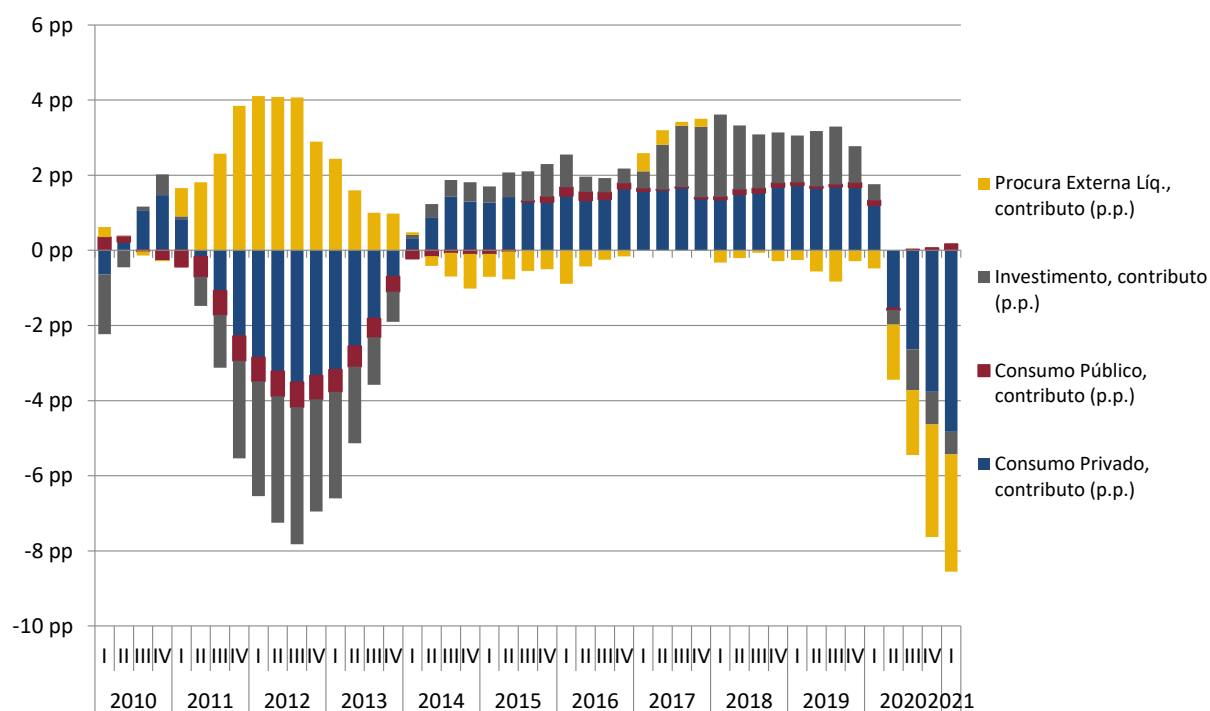
Findo o período sobre o qual Portugal esteve sob o programa de Assistência Económica e Financeira, no qual o restabelecimento do acesso aos mercados financeiros e a consolidação orçamental foram bem-sucedidos, a economia portuguesa caracterizou-se por um período (2015 a 2019) de crescimento robusto, com um crescimento máximo de 3,5% verificado em 2017.

⁷ Os cenários do RMSA-E 2020 baseiam-se em dados reais até ao ano de 2019.

A partir de 2020, no período pré-pandemia, continuava-se a projetar valores sólidos para o crescimento do nível de atividade económica, embora prosseguindo uma ligeira tendência de desaceleração do nível de atividade económica portuguesa verificada em 2018 e 2019.

Os efeitos da crise pandémica provocaram uma quebra do PIB sem precedentes, a nível nacional e europeu, como se pode observar na Figura A.3-1. A nível interno, a componente da procura externa líquida teve um contributo negativo substancial na redução do PIB a partir do 2.º trimestre de 2020, por via, principalmente, da queda intensa do turismo. No mesmo sentido, o consumo privado também apresentou um expressivo peso negativo na variação anual de -7,6%, observada em 2020⁸. O investimento também apresentou variações negativas durante a atual crise pandémica, verificando-se que, no mesmo período, apenas o consumo público, através do aumento da despesa pública com medidas de apoio orçamentais, registou um ligeiro crescimento, insuficiente para colmatar a queda nas restantes componentes.

Figura A.3-1 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



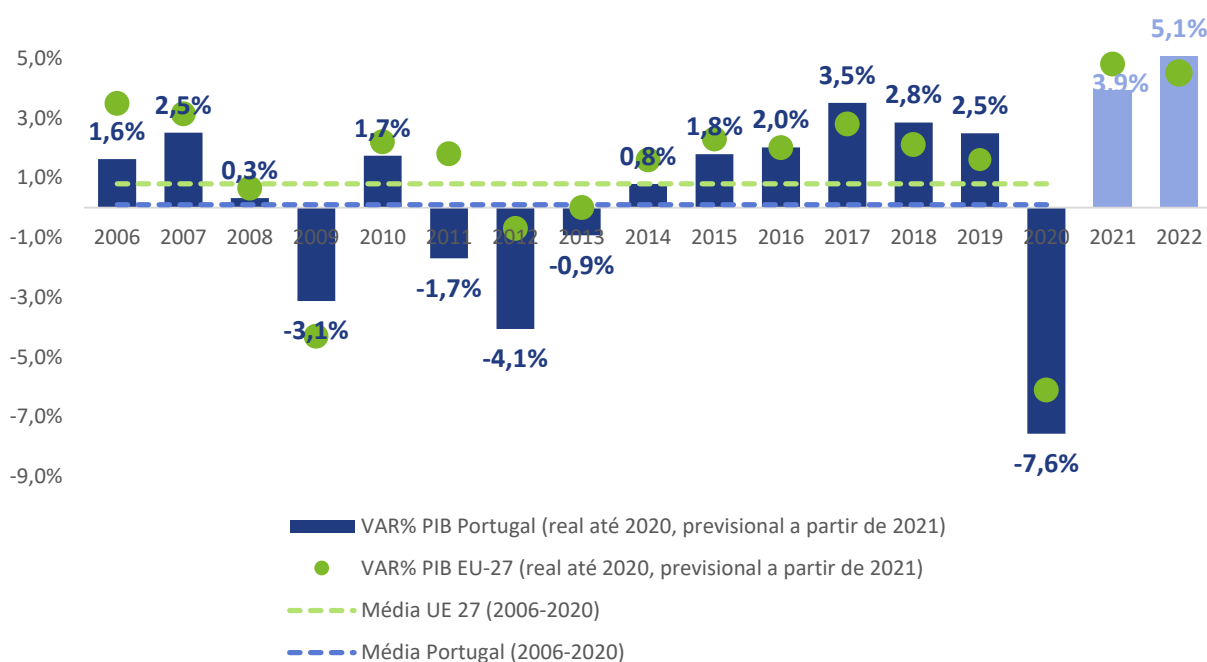
⁸ [Contas Nacionais Trimestrais - 4º trimestre de 2020 - INE](#)

Fonte: INE

Comparativamente com os restantes países da UE, observou-se que Portugal foi dos países mais afetados pela crise pandémica, com uma queda do PIB de 7,6%, enquanto o PIB do conjunto dos países que constituem a UE decresceu 6%.

Na figura seguinte é possível observar a evolução histórica do crescimento do PIB em Portugal e na União Europeia, bem como estimativas e previsões para o ano de 2021 e 2022.

Figura A.3-2 –Taxa de variação anual do PIB entre Portugal e a UE27



Fonte: INE, Banco de Portugal, CE, OCDE, FMI, CFP, OCDE

O ano de 2021 e subsequentes, pese embora se preveja serem anos de forte crescimento, continuam envolvidos num ambiente de incerteza associado à evolução da pandemia, em particular às variantes da COVID-19 que possam surgir, e da capacidade da regeneração da economia nacional e europeia. Deste

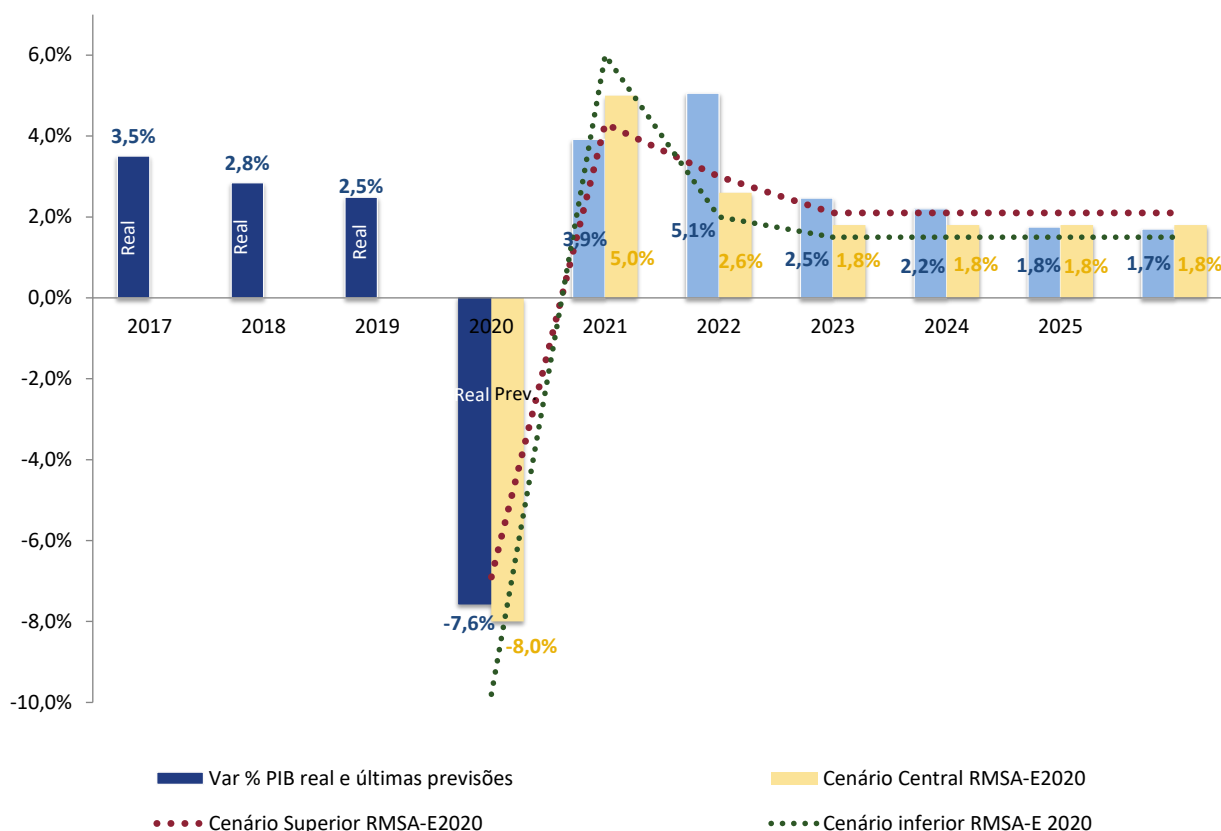
modo, o BdP⁹ projeta um crescimento económico de 4,8% e 5,6% para 2021 e 2022, respetivamente, fundamentado no controlo da pandemia, incluindo a execução do plano de vacinação e na manutenção dos apoios orçamentais e monetários. De acordo com a CE¹⁰, a variação anual do PIB português deve situar-se em 3,9% em 2021, abaixo da média da UE (4,8%). Relativamente a 2022, a CE aponta para um crescimento da economia portuguesa na ordem dos 5,1%, acima dos 4,5% antecipados para a UE.

A proposta de PDIRT-E 2021 considera os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-E 2020. Na Figura A.3-3 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes de evolução do PIB e respetivas previsões e os vários cenários de evolução do PIB incluídos nos pressupostos gerais do RMSA-E 2020 e proposta de PDIRT-E 2021.

⁹ [Boletim Económico junho 2021 - BdP](#)

¹⁰ [Previsões de verão de 2021 - CE](#)

Figura A.3-3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-E 2020/proposta de PDIRT-E 2021 com os dados mais recentes



Fonte: Banco de Portugal/INE (valores reais até 2020); 2021 e 2022: Média das previsões do BdP, CE, OCDE, FMI e CFP. 2023: Média das previsões do BdP, FMI e CFP; 2024 e 2025: Média das previsões do FMI e CFP; 2026: FMI

Da anterior figura é possível observar que o RMSA-E 2020, nos vários cenários, prevê uma evolução do crescimento do PIB português com oscilações significativas, consequência dos efeitos da pandemia COVID-19. Após uma queda significativa em 2020, o RMSA-E 2020 antecipava uma forte recuperação da economia portuguesa para 2021, situando-se em todos os cenários acima da média das previsões mais recentes. A partir de 2022, o referido relatório projetava uma desaceleração da variação anual do PIB português, observando-se que o cenário central é inferior à média das previsões até 2025. No último ano do primeiro quinquénio (2026), o cenário central do RMSA-E 2020 supera os valores previstos com dados mais recentes.

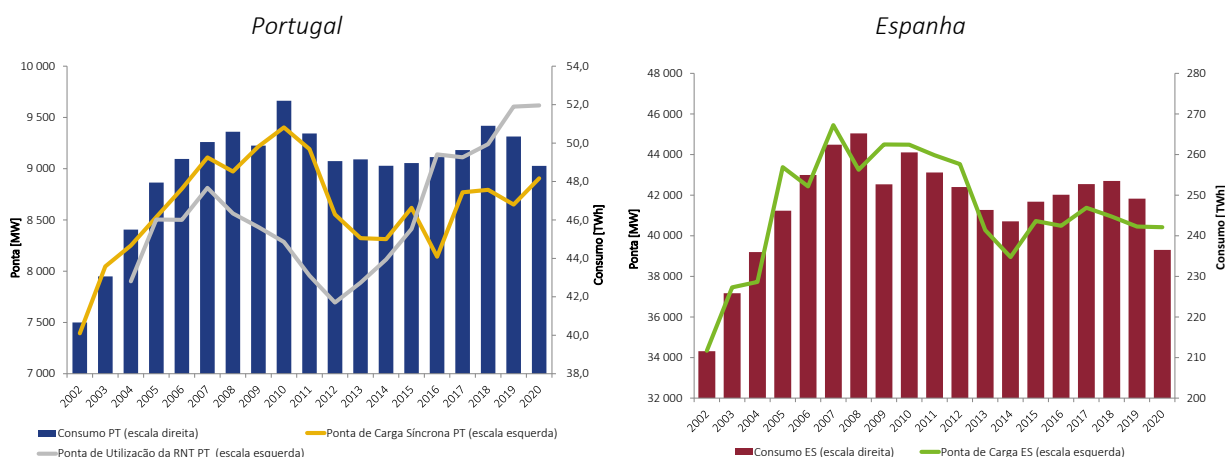
Através da perceção do diferencial das previsões efetuadas no RMSA-E 2020 e a média dos valores previstos por diversas entidades (que, mesmo entre si, apresentam grande grau de amplitude nas projeções), é possível observar a incerteza associada à evolução da crise pandémica no curto prazo. No entanto, face à natureza de longo prazo dos investimentos constantes no plano, importa notar que se verifica uma convergência em todas as previsões ao longo do período do plano.

3. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E DA PONTA DE CARGA

A evolução do consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga em Portugal e Espanha até 2020 (Figura A.3-4) permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são despicientes num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

3. A variação do consumo total, após ter verificado elevadas taxas de crescimento até 2005 (taxa média acima de 5%), registou uma ligeira tendência de desaceleração até ao ano em que se atingiu o valor máximo de consumo (2010). A crise da dívida pública, à qual esteve associado o programa de assistência financeira da Troika, reduziu o nível de atividade económica entre 2011 e 2014, com impactos notórios ao nível da procura de eletricidade;
4. A partir de 2015, com a recuperação económica portuguesa assente na consolidação orçamental e restabelecimento do acesso aos mercados, observou-se uma inversão da tendência, com um crescimento, muito ligeiro, do consumo, registando-se uma taxa de crescimento média anual de 0,65% entre 2014 e 2019;
5. Em 2020, devido aos efeitos da crise pandémica, o consumo referido à emissão verificou uma redução de 3% face a 2019, valores de procura ligeiramente inferiores aos registados em 2014, sendo superiores apenas aos valores verificados antes de 2006 (no caso espanhol é possível identificar uma evolução semelhante);
6. A partir de 2012 tem-se vindo a observar um desacoplamento entre a ponta da RNT e a ponta síncrona de carga do SEN, por via do aumento da produção embebida na rede de distribuição, e por influência do aumento das trocas comerciais com Espanha;
7. Em 2019 e 2020, a ponta da RNT ultrapassou a ponta máxima do SEN observada em 2010, registando valores ligeiramente acima dos 9600 MW.

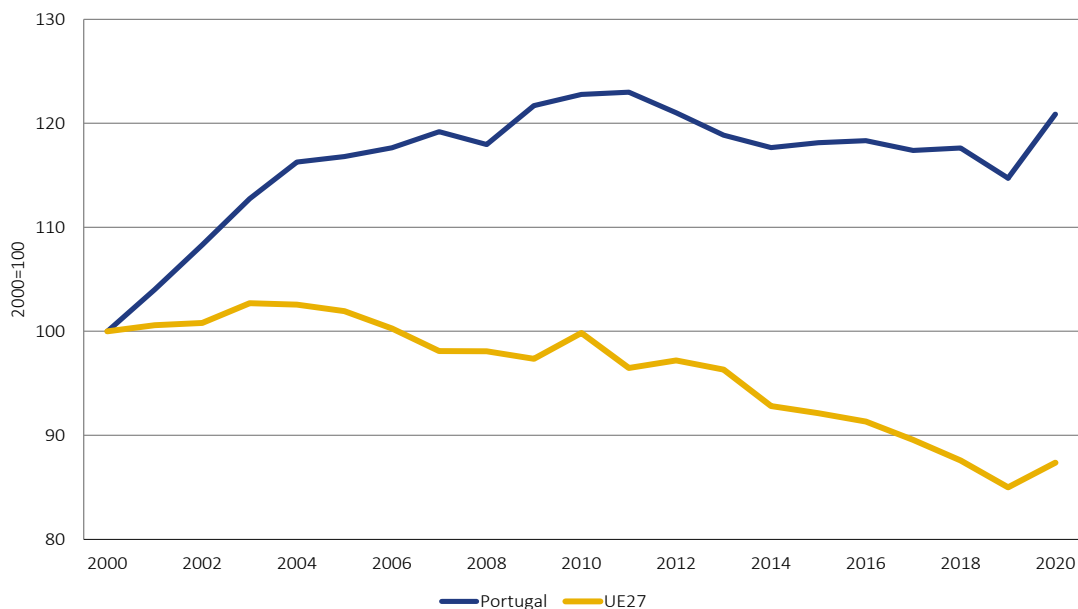
Figura A.3-4 - Evolução do consumo de eletricidade e das pontas de carga em Portugal e Espanha



Fonte: REN e REE

Na Figura A.3-4 pode-se também observar que o consumo e a ponta de carga em Espanha tiveram uma evolução semelhante à portuguesa.

Figura A.3-5 - Intensidade elétrica em Portugal e na União Europeia corrigida pela paridade do poder de compra (EU27=1)



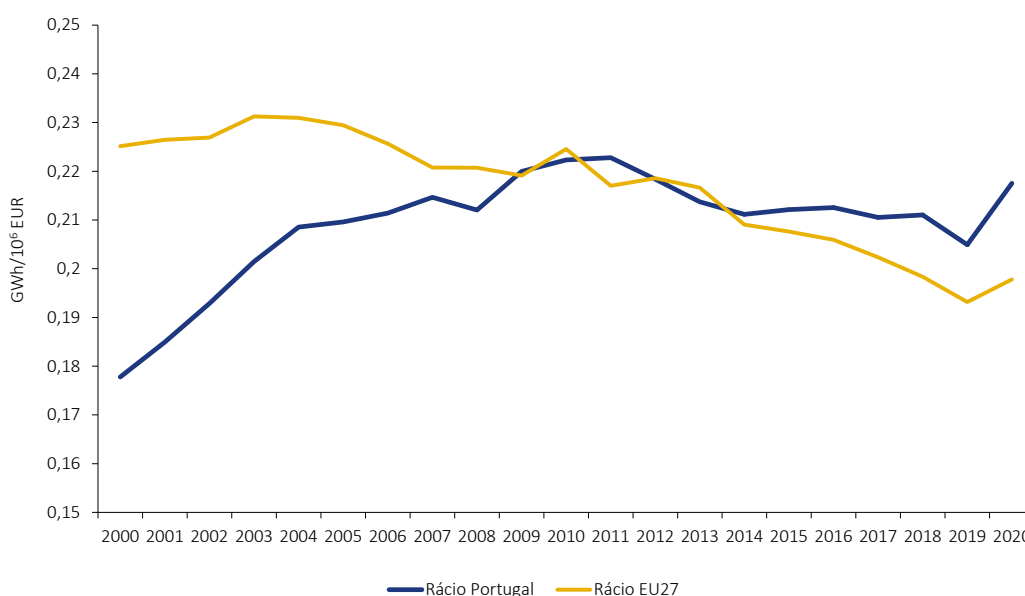
Fonte: Eurostat [NRG_CB_E] [NAMA_10_GDP] [prc_ppp_ind] e DGEG. Referencial Consumo final disponível (DGEG)= Produção Líquida + Saldo importador – Perdas de transporte e distribuição.

Relativamente à intensidade elétrica corrigida pela paridade do poder de compra, a figura anterior, apresentada em base 100 (2000), mostra que Portugal apresentou um aumento relativo do consumo, para

a produção do mesmo *output*, entre 2000 e 2011. No mesmo período a UE verificou um ligeiro decréscimo da sua intensidade elétrica. A partir de 2012, em Portugal começa-se a observar uma tendência de decréscimo, mas ainda distante das variações verificadas no resto da União Europeia. Esta evolução é interrompida em 2020, efeito da crise pandémica, com maior impacto no caso português face à média dos países da União Europeia.

Paralelamente, a figura seguinte, mostra que Portugal, parte de um rácio de intensidade elétrica substancialmente inferior aos restantes países. No entanto, as tendências opostas entre evoluções, observadas na anterior figura, permite à UE a 27 países atingir o rácio de intensidade elétrica português em 2009, mantendo-se ao mesmo nível até 2013. A partir de 2014, verifica-se que o rácio do consumo pelo PIB da UE27 se torna inferior ao verificado no caso português.

Figura A.3-6 – Rácio da intensidade elétrica em Portugal e na União Europeia corrigida pela paridade do poder de compra (EU27=1)



Fonte: Eurostat [NRG_CB_E] [NAMA_10_GDP] [prc_ppp_ind] e DGEG. Referencial Consumo final disponível (DGEG)= Produção Líquida + Saldo importador – Perdas de transporte e distribuição.

4. COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E PONTAS DE CARGA FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRT-E

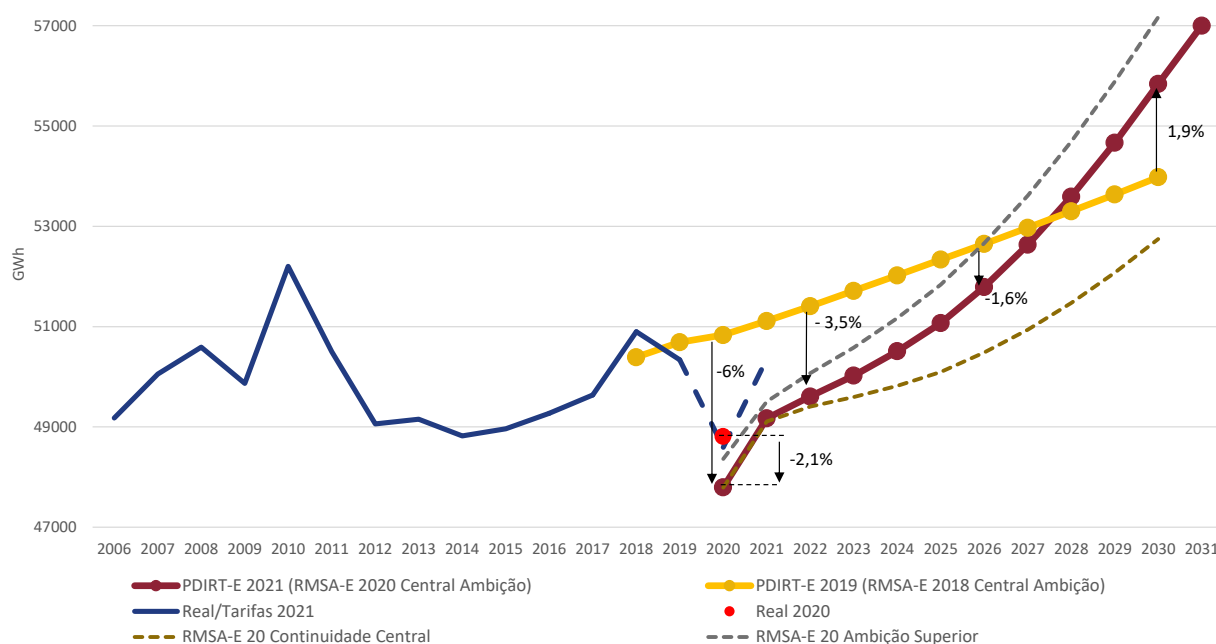
Na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, observa-se que na proposta de PDIRT-E 2021 a previsão do consumo para o primeiro quinquénio do plano foi revista em baixa face ao PDIRT-E 2019, em função dos impactes da pandemia que motivaram uma revisão em baixa do ponto de partida (-6,0% em 2020, -3,5% em 2022 e -1,6% em 2026). No entanto, face às taxas de variação da procura subjacentes ao PDIRT-E 2021, o atual plano em análise projeta que o consumo previsto para 2028 ultrapasse o valor antecipado pela anterior proposta (entre 2022 e 2031 o PDIRT-E 2021 apresenta uma *tcma*¹¹ de 1,56%, enquanto a anterior proposta apresentava uma *tcma* de 0,6% entre 2020 e 2029, correspondente aos cenários «Ambição Central» dos RMSA-E 2020 e RMSA-E 2018 considerados nestes planos, respetivamente).

A revisão em alta da procura associada à eletrificação da economia, nomeadamente da penetração dos veículos elétricos e o ligeiro aumento das previsões macroeconómicas de longo prazo, bem como a diminuição percentual no nível de perdas do RMSA-E 2018 para o RMSA-E 2020, justificam o aumento da taxa de crescimento do consumo no plano em análise. Em sentido contrário, o autoconsumo foi revisto em alta, diminuindo o consumo de eletricidade que é abastecido pelas redes. Relativamente à eficiência energética, as expetativas das novas poupanças acumuladas do RMSA-E 2020, mantiveram-se estáveis face ao projetado no RMSA-E 2018.

A **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** mostra também que a previsão do consumo no PDIRT-E 2021 em 2020 é inferior ao valor real ocorrido (-2,1%), bem como ao valor estimado de 2020 no processo tarifário de 2021 (-1,6%).

¹¹ Taxa composta média anual

Figura A.3-7 – Consumo de eletricidade real e previsto no PDIRT-E 2019 e no PDIRT-E 2021



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2021, PDIRT-E 2019, RMSA-E 2020

Em linha com o ocorrido nas previsões de consumo até 2027, as pontas síncronas de carga do SEN consideradas na proposta de PDIRT-E 2021 são inferiores às previstas no PDIRT-E 2019. Na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** observa-se que o máximo da ponta síncrona de carga do SEN verificado em 2010 já foi ultrapassado no início do ano de 2021, atingindo os 9 880 MW em janeiro. Do mesmo modo, a ponta da RNT atingiu o máximo histórico de 9 680 MW, também em janeiro de 2021.

Pese embora, com os dados mais recentes se verifique uma aproximação entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta da RNT¹², é possível afirmar que o aumento dos fluxos da produção embebida na rede de distribuição e das trocas comerciais com Espanha, tem originado um desacoplamento entre a ponta da RNT e a ponta síncrona de carga do SEN, notório a partir de 2012.

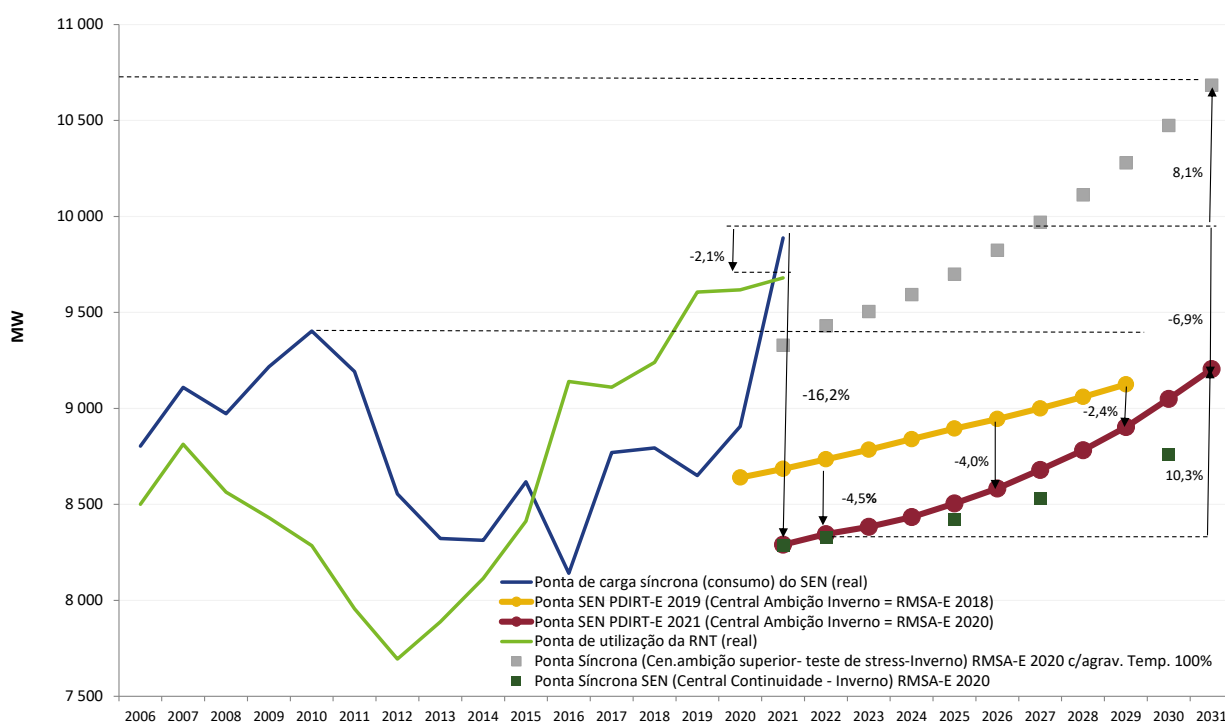
Contudo, note-se como a revisão em baixa das pontas síncronas de carga do SEN do PDIRT-E 2019 para o PDIRT-E 2021 acentuou a distância entre as pontas previstas na atual proposta e os valores observados em anos recentes, verificando-se que a ponta síncrona de carga do SEN prevista para 2021, se encontra 16,2% abaixo do atual valor máximo ocorrido em 2021. No cenário «Central Ambição Inverno» do RMSA-E 2020,

¹² A definição de ponta síncrona de carga do SEN e a ponta da RNT encontram-se na página 38 da proposta de PDIRT-E 2021.

a *tcma* implícita de 1,1% entre 2022 e 2031 não é suficiente para colocar a ponta prevista de 2031 no mesmo nível da ponta observada em 2021.

Refira-se que, dos cenários ilustrados na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, somente o cenário «Superior Ambição – teste de stress – Inverno» e considerando o agravamento por efeito de temperatura para uma probabilidade de não excedência de 100%¹³ supera, em 2027, o valor máximo registado de 9 880 MW.

Figura A.3-8 – Ponta da RNT e pontas síncronas de carga do SEN reais e previstas nas propostas de PDIRT-E 2019 e de PDIRT-E 2021



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2021, PDIRT-E 2019, RMSA-E 2020

A ponta da RNT, desde 2016, tem vindo a ser superior à ponta síncrona de carga do SEN, com exceção do ano de 2021, este comportamento estará relacionado com as variáveis que afetam cada uma das pontas e adiante, no ponto 6, apresentam-se possíveis explicações para este aspeto.

¹³ De acordo com a metodologia de “Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2021-2040” apresentada no Anexo III do PDIRT-E 2021, as pontas síncronas de carga do SEN com agravamento por efeito de temperatura têm uma probabilidade de não excedência de 100%, tendo por referência os valores históricos dos últimos 30 anos.

5. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

No Anexo 10.1 do PDIRT-E 2021¹⁴ é apresentada a metodologia de previsão dos cenários de consumo, à semelhança do anterior PDIRT-E 2019. No entanto, é opinião da ERSE que poderão ser apresentados mais elementos a respeito da modelização que sustenta a previsão de evolução do consumo, designadamente os dados de modelização e a fundamentação dos pressupostos assumidos (evoluções da adoção de veículos elétricos, previsão do autoconsumo, previsão de alterações nos padrões de comportamento sectoriais).

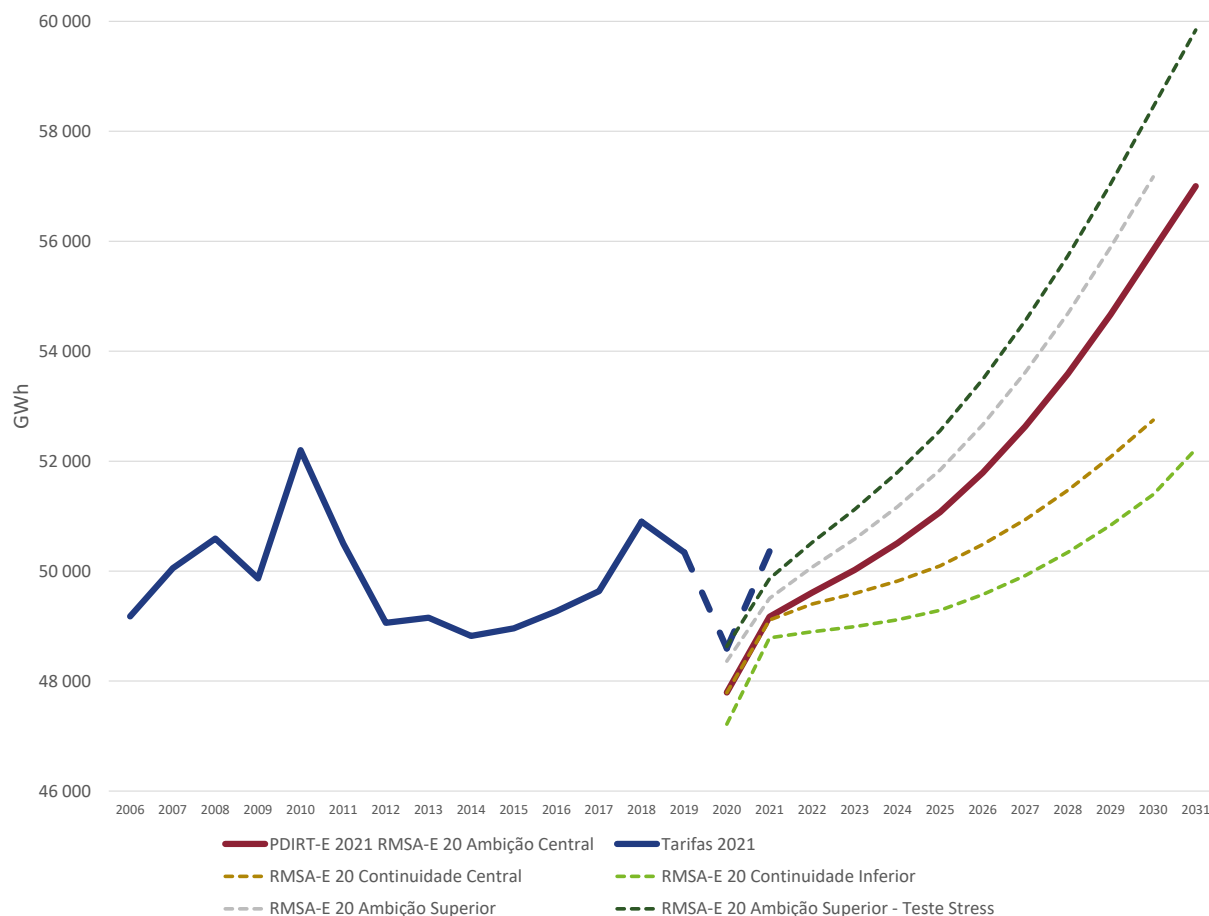
Tal como referido anteriormente, a proposta de PDIRT-E 2021 teve como referência a evolução do consumo de eletricidade prevista no RMSA-E 2020 e, no leque de cinco cenários definidos neste documento, o operador da RNT considerou como base para a evolução do consumo o cenário «Central Ambição» por ser, na sua opinião, o que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética expostas pelo Governo no Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030. A respeito da verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, o operador da RNT indica que «*Em comparação com o PDIRT 2020-2029, o qual estava baseado no cenário Central do RMSA-E 2018, perspetivam-se valores de consumo futuros ligeiramente inferiores até 2027, passando a ser superiores a partir de 2028*». O cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2020 apresenta um crescimento médio anual de 1,1% no primeiro quinquénio (2022-2026), e de 1,9% no segundo (2027-2031), justificado, maioritariamente, pelo elevado crescimento antecipado do número de veículos elétricos.

Adicionalmente, o operador da RNT efetuou análises de sensibilidade à procura, quer ao nível global, quer ao nível local, para avaliar a adequação da rede a diferentes evoluções do consumo e das pontas de carga. Em particular, foram analisadas as sensibilidades: (i) ao cenário de ponta síncrona de carga «Superior Ambição» e (ii) à estagnação das taxas de crescimento do consumo por ponto de entrega após 2022, que não revelaram necessidade de alterações nos investimentos previstos no PDIRT-E 2021.

A Erro! A origem da referência não foi encontrada. apresenta as previsões de consumo do RMSA-E 2020, evidenciando o cenário considerado na preparação do PDIRT-E 2021.

¹⁴ Este anexo corresponde ao Anexo II.2 do RMSA-E 2020.

Figura A.3-9 – Cenários de previsão do consumo de eletricidade do PDIRT-E 2021 (RMSA-E 2020)



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2021, RMSA-E 2020

Como referido anteriormente, o presente Parecer é emitido pela ERSE num momento em que ainda existe alguma incerteza face à evolução da pandemia da COVID-19, mas a atual expectativa de volatilidade para as previsões de procura e de crescimento económico é inferior à observada no início da crise pandémica.

Face a estes fatores e à semelhança do que ocorre nas previsões macroeconómicas, será natural se existirem desvios (positivos ou negativos) no consumo relativamente às previsões apresentadas no PDIRT-E 2021.

Neste contexto, a ERSE entende que qualquer análise mais aprofundada das previsões do consumo de eletricidade ou da ponta de carga, e a sua comparação com as previsões macroeconómicas, deverá realizar, além dos fatores atualmente analisados, uma avaliação dos impactos na procura elétrica decorrentes das expectáveis alterações nos padrões de consumo durante e após a crise.

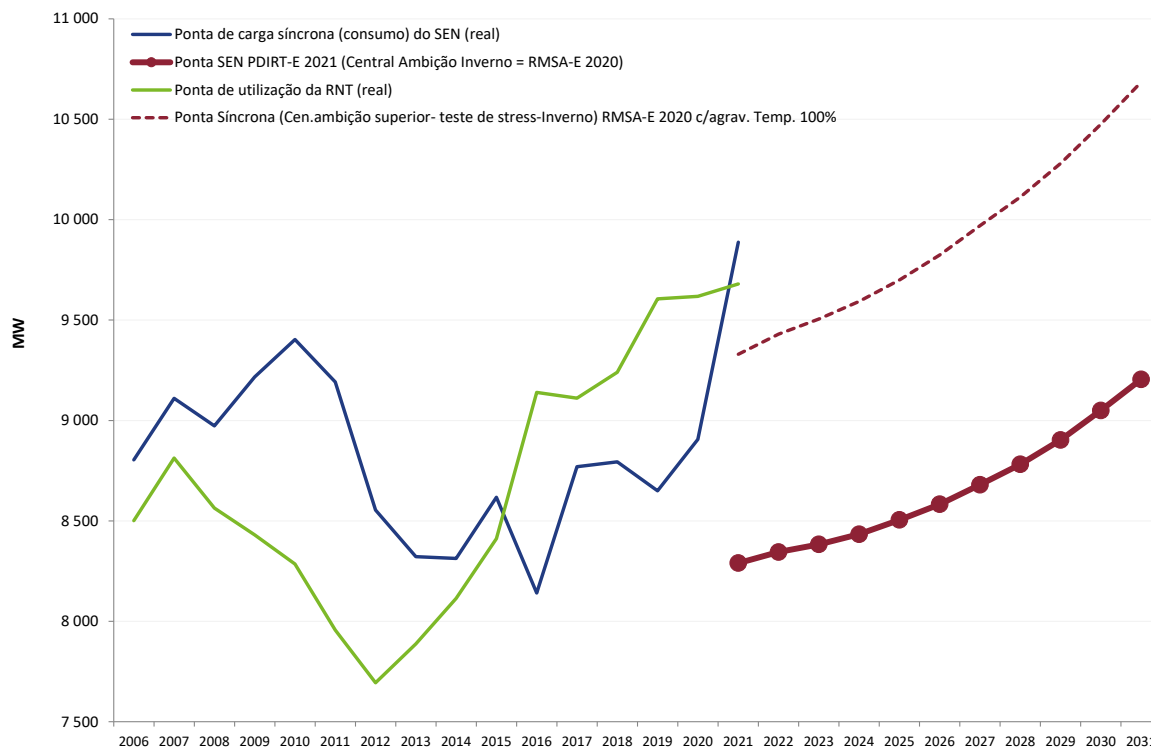
6. PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

Na proposta de PDIRT-E 2021 são apresentados alguns dados históricos das pontas síncronas de carga sazonais verificadas entre 2009 e 2020 (e provisórios de 2021), quer para o Continente, quer para algumas regiões do país. Nos Anexos 10.2 e 10.3 são apresentadas as metodologias de previsão das pontas de carga síncronas do SEN, bem como os resultados obtidos para o cenário de consumo «Central Ambição» adotado como referência no PDIRT-E 2021 e para os restantes cenários de consumo do RMSA-E 2020, incluindo as pontas com agravamento de efeito de temperatura. À semelhança do referido sobre a metodologia de previsão do consumo, é opinião da ERSE que poderão ser apresentados mais elementos a respeito da previsão de evolução das pontas de carga, designadamente os dados de modelização e uma maior fundamentação de pressupostos.

No cenário «Central Ambição» usado como referência no PDIRT-E 2021 prevê-se um crescimento médio anual da ponta de carga síncrona do SEN de 1,1% no período 2022-2031, que sobe para 1,4% se for considerado o cenário «Superior Ambição – teste de stress» com agravamento por efeito temperatura, que corresponde à situação de ponta máxima prevista.

A figura seguinte permite comparar a evolução das pontas síncronas de carga do SEN, previstas no PDIRT-E 2021 (RMSA-E 2020), para as diferentes situações acima referidas, com as pontas síncronas de carga ocorridas no passado e com as pontas de utilização da RNT.

Figura A.3-10 – Previsão da ponta síncrona de carga do SEN no PDIRT-E 2021 (cenário Central Ambição Inverno e Superior Ambição – Teste de Stress – Inverno agravado por efeito de temperatura do RMSA-E 2021

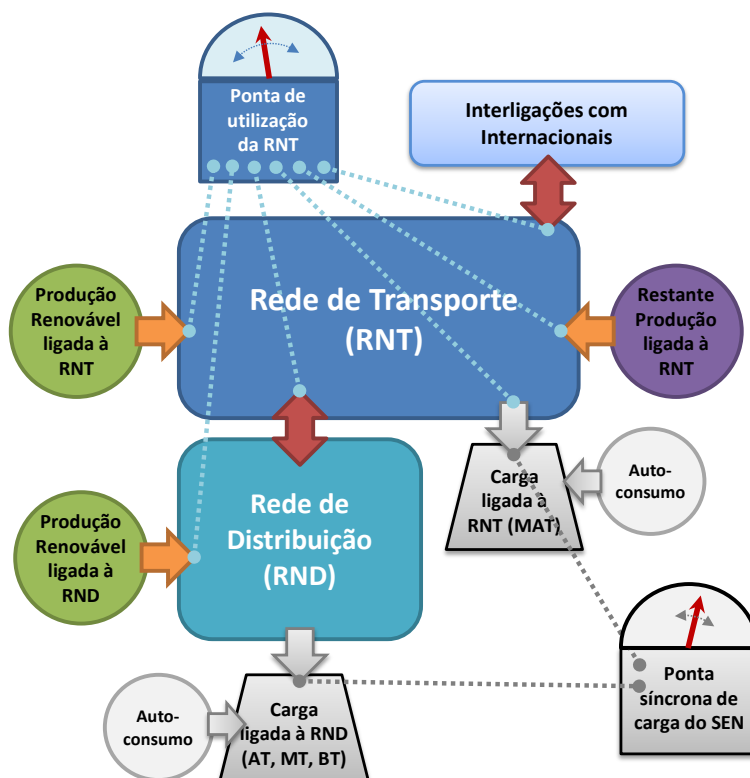


Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2021, RMSA-E 2020

A proposta de PDIRT-E 2021 apresenta também a evolução da ponta da RNT e a sua comparação com a ponta síncrona de carga do SEN, constatando-se que recentemente houve uma alteração na relação destas duas variáveis, como se pode observar na Figura A.3-10 e na Figura A.3-11.

No caso da ponta da RNT a alteração do seu comportamento justifica-se pela maior diversidade de fatores que contribuem para a sua ocorrência, comparativamente com os fatores que influenciam a ponta síncrona de carga do SEN, como se ilustra de forma esquemática na figura seguinte.

Figura A.3-11 - Ponta da RNT versus Ponta síncrona de carga do SEN



Fonte: ERSE

Enquanto a ponta síncrona de carga do SEN está dependente apenas do comportamento dos consumidores, designadamente do seu perfil de consumo e da simultaneidade de ocorrência das pontas nos vários pontos de entrega, independentemente da rede a que se encontram ligados, no caso da ponta da RNT existem outros fatores a considerar, a maioria dos quais não controláveis e de difícil previsão. Com o aumento da produção embebida na rede de distribuição, os fluxos de potência nos pontos de ligação entre a RNT e a RND tornaram-se dependentes não só do perfil de consumo, mas também do perfil da produção ligada nestes pontos da rede, que contribuem para a satisfação da carga natural ligada ao mesmo ponto. Assim, para determinar a ponta da RNT há também que ter em conta o ponto de ligação dos consumidores e o ponto de ligação e perfil de produção das centrais que satisfazem esses consumidores.

Adicionalmente, para determinar a ponta da RNT há que considerar os trânsitos de potência nas interligações internacionais que, devido à crescente capacidade comercial disponível e à evolução na integração do mercado europeu de eletricidade, poderá ter um peso cada vez maior na determinação da ponta da RNT.

Finalmente, importa salientar que os investimentos na RNT devem assegurar que a infraestrutura está preparada para as solicitações que lhe são dirigidas, primeiramente do lado da procura, garantindo uma adequada capacidade de transformação nos pontos de entrega, mas também para diferentes perfis de produção¹⁵ e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Atendendo às alterações observadas nos últimos anos na evolução da ponta síncrona de carga do SEN e da ponta da RNT, a consideração de cenários de planeamento que cubram convenientemente estes dois aspetos é cada vez mais relevante no planeamento da RNT. Estes aspetos são sucintamente descritos no PDIRT-E 2021 sendo, contudo, desejável um maior nível de detalhe para que se possa melhor entender os cenários limite de simulação da rede.

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NO PDIRT-E

Face ao anteriormente exposto, a ERSE tece as seguintes considerações sobre o consumo de eletricidade e pontas de carga adotados na proposta de PDIRT-E 2021:

- as previsões do consumo de eletricidade, e possivelmente das pontas de carga, assumidas na proposta de PDIRT-E 2021 permanecem fortemente condicionadas à evolução da crise pandémica. O ritmo de retoma continua incerto e influenciado por múltiplos fatores que condicionam a recuperação económica. O impacto da pandemia nos padrões de consumo será relevante de avaliar nos modelos econométricos de procura, nomeadamente em verificar, através de testes, alterações estruturais que ocorram no período pós pandemia;
- neste sentido, sendo o impacte tarifário avaliado no horizonte do primeiro quinquénio, na sua avaliação a ERSE considerou cenários de evolução do consumo com variações positivas e baseadas no RMSA-E 2020, na expectativa de que já em 2021 a situação económica e, conseqüentemente, o nível de consumo de energia elétrica recuperem as trajetórias que tinham vindo a seguir nos últimos anos, bem como um cenário mais pessimista de estagnação do consumo. Estes cenários são apresentados no capítulo A.8 ¹⁶;
- as pontas síncronas de carga do SEN do cenário de referência do PDIRT-E 2021 (correspondentes ao consumo do cenário Central Ambição do RMSA-E 2020) encontram-se bastante abaixo dos

¹⁵ Determinados por diferentes regimes hidrológicos e diferentes regimes de outra produção renovável, designadamente de origem eólica e solar.

¹⁶ No capítulo A.8 são realizadas as análises de impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2021, incluindo análises de sensibilidade em relação a diferentes evoluções do consumo.

dados mais recentes da ponta síncrona de carga do SEN em 2021 (valor provisório, atingido em janeiro de 2021, mas acima do máximo histórico). Ainda assim, de acordo com o operador da RNT, as análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura realizadas no PDIRT-E 2021 indicam que não serão necessários investimentos específicos para que a rede dê resposta a uma procura superior, designadamente à prevista no cenário Superior Ambição do RMSA-E 2020. Deste modo, torna-se pertinente uma avaliação dos motivos pelos quais os resultados obtidos pelo modelo de previsão das pontas síncronas de carga se desviaram dos valores observados e que, apesar desta situação, a resiliência da rede não tenha sido posta em causa.

- o nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações dirigidas à RNT, do lado da procura, mas também para diferentes perfis de produção, ligada à RNT e à RND, e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Tendo em conta as diferenças registadas ao longo do tempo entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta da RNT, bem como a volatilidade observada em ambas, o exercício de planeamento deve considerar uma diversidade de cenários de procura, perfis de produção e trânsito nas interligações, que permita identificar situações limite de funcionamento da rede e seus determinantes. A ERSE considera desejável que o PDIRT-E apresente com um maior nível de detalhe estes cenários de simulação de modo a evidenciar a diversidade de fatores envolvidos, designadamente os não controláveis e dificilmente previsíveis;
- em linha com o já referido pela ERSE nos pareceres a anteriores edições do PDIRT-E, o operador da RNT deverá monitorizar os novos fatores que terão impactos, no médio e longo prazo, na energia elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas. Na proposta do PDIRT-E 2021, o operador da RNT manteve algumas análises a fatores desta natureza, como sejam a contribuição da produção embebida (a nível nacional e por ponto de entrega à distribuição), a resposta dinâmica da procura (associada às redes inteligentes) e a interruptibilidade. Importa aprofundar estas análises de modo a preparar e desenvolver soluções de flexibilidade na gestão da rede que envolvam a procura, o que será potenciado pela crescente eletrificação da economia;
- deverão ser apresentados mais elementos da modelização econométrica que sustenta a previsão de evolução do consumo, designadamente os dados dessa modelização (os testes estatísticos realizados, os resultados intercalares e finais das análises efetuadas) e, principalmente, a fundamentação dos pressupostos assumidos na definição das variáveis (por exemplo relativos às

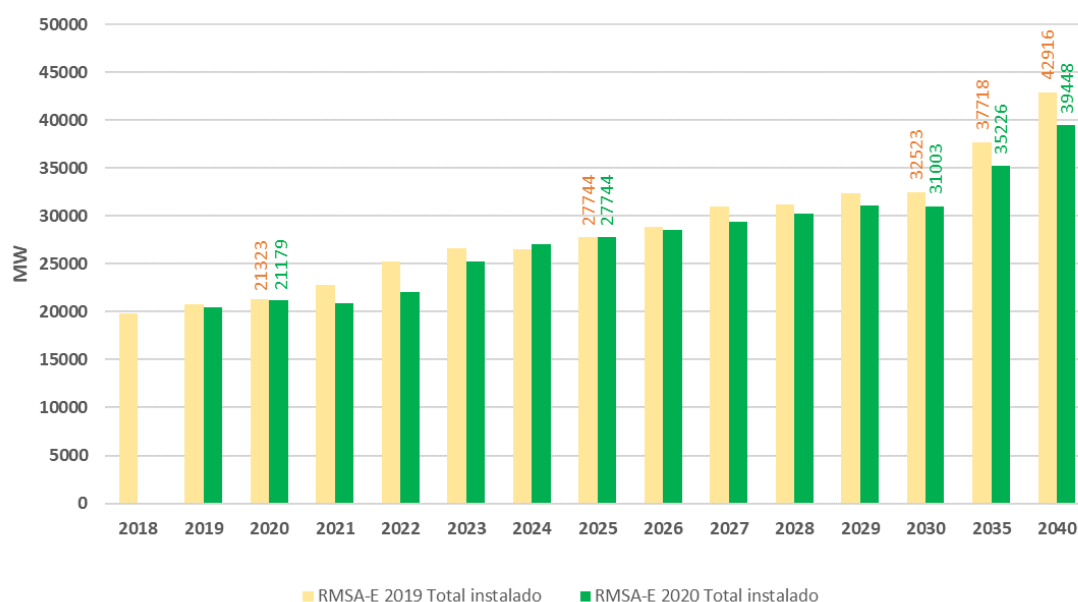
evoluções da adoção de veículos elétricos, do autoconsumo e das alterações nos padrões de comportamento do consumo a nível sectorial).

A.4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2021 apresenta no ponto 3.7, para efeitos do planeamento da rede, os cenários utilizados em termos de evolução da oferta traduzida em termos de capacidade de produção instalada em Portugal continental.

Segundo a proposta, o cenário adotado é baseado no RMSA-E 2020 (Cenário Ambição), a que acrescem as alterações posteriores, algumas significativas em termos de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos traçados no Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030. Na figura seguinte, compara-se a evolução da capacidade instalada do RMSA-E 2020 em relação ao anterior RMSA-E 2019.

Figura A.4 - 1 – Comparação da evolução da capacidade instalada no RMSA-E 2019 e no RMSA-E 2020



Fonte: ERSE, REN

Apesar do RMSA-E 2020 apresentar perspetivas mais conservadoras para o crescimento da capacidade total instalada, é possível constatar um aumento significativo da capacidade instalada, com valores esperados em 2030, entre 10 GW e 12 GW. Este crescimento será mais significativo nas tecnologias renováveis, com mais do dobro da potência instalada face ao registado no final de 2019.

Na proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT inclui ainda a informação sobre as licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de dezembro de 2020, da ordem dos 9 GW, e informação sobre a potência com resposta favorável da DGEG, na sequência dos Despachos da DGEG nº 41/2019 e nº 43/2019 (UPP) e

nº 46/2019 (UPAC), da ordem dos 1,5 GW. O operador da RNT quantifica ainda o volume de capacidade associado a pedidos de ligação à RNT de novos centros eletroprodutores, recebidos entre junho de 2019 e fevereiro de 2020, com valores da ordem dos 270 GW.

Com base na evolução esperada, e considerando a importância do crescimento da tecnologia solar fotovoltaica, a proposta de PDIRT-E 2021 caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade instalada nessa tecnologia no horizonte 2031, destacando-se o volume na região Sul, com cerca de 8 GW.

Já quanto à restante produção, enquanto em termos de produção em regime ordinário (grande térmica), a proposta não identifica qualquer nova capacidade adicional a instalar, já em termos de produção em regime especial (PRE), a proposta desagrega a informação sobre a evolução prevista no RMSA-E 2020 até 2031, no que diz respeito, à capacidade instalada quer em grandes aproveitamentos hidroelétricos, quer na restante PRE (cogeração, resíduos, biomassa, ondas, biogás, solar, pequena hídrica, e eólica *onshore* e *offshore*).

1. PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2021 adota o cenário Ambição do RMSA-E 2020, que inclui já calendarização atualizada, quer no que respeita ao descomissionamento da central térmica de Sines no início do presente ano, quer ao futuro descomissionamento da central do Pego no final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029¹⁷.

Este descomissionamento antecipado em relação ao previsto na proposta de PDIRT-E 2019, está em linha com o anunciado pelo Governo em outubro de 2019, já posteriormente à data da apresentação da proposta de PDIRT-E 2019, quando este expressou a sua intenção de descomissionar ambas as centrais a carvão até 2023.

Como fundamento para esta decisão, o Governo apontou, então, o facto de ser possível garantir a manutenção da segurança de abastecimento aos consumos do SEN com a entrada em exploração em 2021 das centrais hídricas do Alto Tâmega, bem como a entrada em serviço de 2 GW adicionais de nova produção

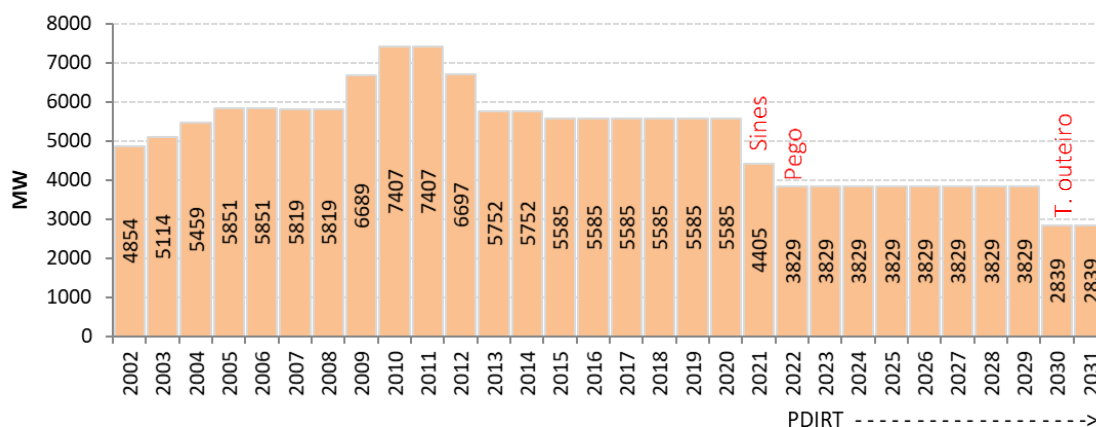
¹⁷ Na proposta de PDIRT-E 2019, as centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego tinham data prevista de descomissionamento no ano de 2025.

descentralizada renovável até 2022, beneficiando da entrada em serviço do «Eixo a 400 kV F. Alentejo Ourique-Tavira».

Posteriormente, a EDP antecipou o encerramento da central térmica de Sines para janeiro de 2021, justificando essa decisão com a deterioração das condições de mercado, face ao aumento da carga fiscal aplicada à mesma (fim da isenção do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e introdução de uma taxa de carbono). Por outro lado, nos cenários do RMSA-E 2020, que serviram de base à proposta de PDIRT-E 2021, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega foi adiada de 2021 para 2023.

A Figura A.4 - 2 ilustra a evolução da capacidade instalada, com a desclassificação das centrais a carvão e a ciclo combinado no cenário Ambição previsto no RMSA-E 2020.

Figura A.4 - 2 – Evolução da capacidade instalada em PRO prevista na proposta de PDIRT-E 2021



Fonte: ERSE, REN

Análise e comentários

Tendo por base os comentários recebidos durante a fase de consulta pública, há um consenso quanto à adoção dos mais recentes pressupostos do RMSA-E 2020, no que diz respeito à evolução da Produção em Regime Ordinário, nomeadamente no que diz respeito ao descomissionamento do parque de produção a carvão. Igual posição de agrado foi demonstrada quanto à decisão do Governo de descomissionar ambas as centrais a carvão até 2023, mais tarde antecipada para 2021 pela EDP no que diz respeito à central de Sines.

No entanto, esta questão não pode ser tratada de modo isolado, uma vez que deve avaliar-se o impacto quanto à segurança da operação do sistema, face à ausência de grupos térmicos.

O operador da RNT foi previamente consultado pelo Governo, e considerou que a saída da central de Sines (e Pego) previamente à entrada em exploração dos eixos a 400 kV “Falagueira-Divor-Pegões”, “F.Alentejo-Ourique-Tavira” e “Fanhões-Rio Maior” poderia colocar riscos quanto à segurança de abastecimento aos consumos do SEN e quanto à segurança na operação do sistema elétrico.

Para que tal problema seja ultrapassado, o operador da RNT refere a importância da entrada em exploração das centrais hídricas do Alto Tâmega, com entrada ao serviço prevista entre 2021 e 2023, juntamente com o eixo a 400 kV “R.Pena-V.Minho”, e “R.Pena-Feira” com a respetiva subestação de Ribeira de Pena.

Em particular, o operador identificou ainda o seguinte conjunto de medidas mitigadoras:

- Mobilização dos grupos da central térmica do Ribatejo e da central hidroelétrica do Alqueva;
- Assegurar a produção das centrais de cogeração de Sines;
- Mobilizar a central do Alqueva enquanto compensador síncrono, em conjunto com o acesso do gestor de sistema às capacidades técnicas de geração de reativa nas centrais fotovoltaicas já ligadas à RNT;
- E, se estritamente necessário, o recurso à redução do consumo, por parte de consumos interruptíveis e cargas na região do Algarve não prioritárias.

Adicionalmente, de acordo com o mais recente RMSA-E 2020, de forma a garantir um Índice de Cobertura de Ponta (ICP) superior a 1 (para uma probabilidade de excedência de 99%), poderá ainda ser necessário recorrer às seguintes medidas mitigadoras para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional:

- Solicitação da ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema Espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento nº 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global de Sistema;
- Redução do consumo, recorrendo ao serviço de interruptibilidade dos consumidores industriais elegíveis com os quais existem contratos anuais de prestação desse serviço;
- Deslastres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores de redes de transporte e distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

Face a estes riscos, e à calendarização dos investimentos, a ERSE recomenda ao operador da RNT, que aprofunde a análise de sensibilidade realizada no ponto 6.10.2, tendo em conta o exposto anteriormente, analisando assim o impacto da necessidade de realização das referidas medidas mitigadoras.

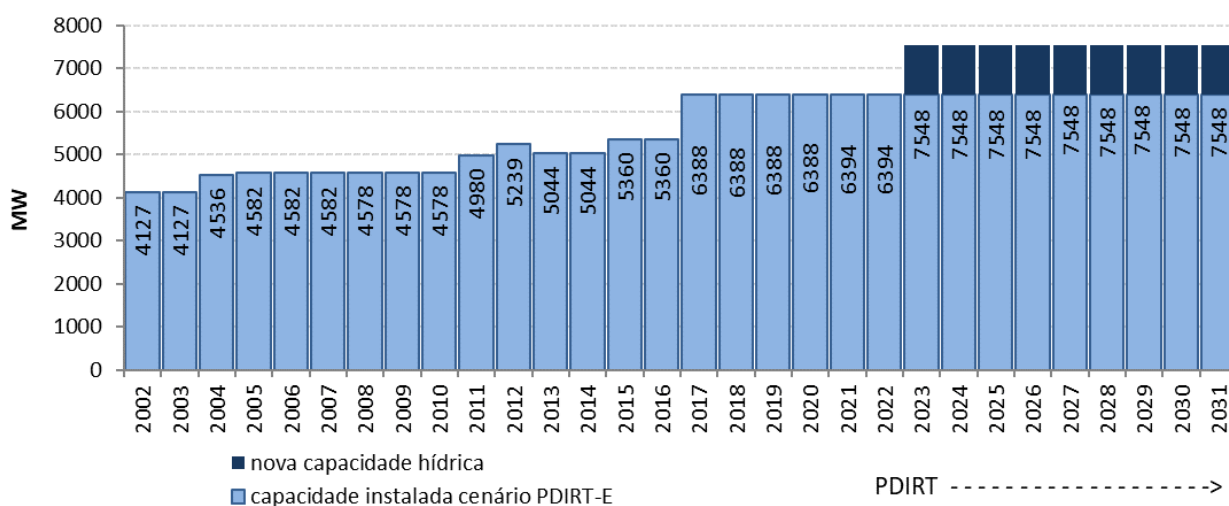
2. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

GRANDE HÍDRICA

A proposta de PDIRT-E 2021 disponibiliza igualmente 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, já no primeiro quinquénio do período temporal de abrangência da proposta de PDIRT-E 2021 (2022-2026), estar prevista a entrada em serviço do conjunto de centrais na região do Minho/Trás-os-Montes (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega até 2023), num total superior a 1150 MW instalados, dos quais 880 MW reversíveis, **Figura A.4 - 3**.

Relativamente a estes aproveitamentos, está já em construção o «Eixo a 400 kV Ribeira da Pena – Feira», classificado como PCI, já aprovado no PDIRT-E 2017. Incluído na mais recente lista de candidatura a PCI o projeto «Eixo a 400 kV Pedralva – Sobrado» é também apresentado nesta proposta de PDIRT-E 2021 (PR0911), com o objetivo de contribuir para a capacidade de receção desta nova capacidade.

Figura A.4 - 3 – Evolução da capacidade instalada em PRE Grande Hídrica prevista no PDIRT-E 2021.



Fonte: ERSE, REN

Análise e comentários

A entrada em exploração desta nova capacidade hídrica é fundamental para se atingir as metas previstas no PNEC 2021, em termos de penetração de produção a partir de fontes renováveis, em linha com o apresentado no RMSA-E 2020 no seu “cenário ambição”.

Ao contrário do previsto aquando da tomada de decisão do governo quanto à antecipação da desclassificação destas centrais térmicas, todos os cenários do RMSA-E 2020 consideram a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega entre 2021 e 2023. Segundo o RMSA-2020, esta calendarização permitirá garantir valores de Índice de Cobertura da Ponta (ICP) sempre superiores a 1 (para uma probabilidade de excedência de 99%) até 2040, com a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões até 2022 e com a incorporação, em 2040, de 900 MW de capacidade de oferta adicional.

No entanto, segundo informações recentes, há um atraso na construção dos dois eixos a 400 kV “R. Pena-Minho”, a norte da subestação de Ribeira da Pena e “R. Pena-Feira”, a sul. Apenas a nova subestação de Ribeira da Pena estará construída no prazo inicial (2021). Este atraso, devido a questões de licenciamento, atualmente em diferendo legal, poderá colocar em causa a entrada em exploração progressiva dos aproveitamentos do Tâmega, e desse modo, resultar num ICP de 0,99. Esta situação será tanto mais grave, na sequência de indisponibilidade dos grupos térmicos em exploração de Lares, ou face a um inverno mais rigoroso.

Segundo o operador da RNT, “num ambiente de funcionamento normal do mercado é razoável considerar que existe capacidade de resposta para fazer face a esta situação singular na história do SEN. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, a disponibilidade de meios nacionais é essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais”.

A ERSE chama, por isso, a atenção do operador da RNT, para que, junto do Concedente, procure encontrar a melhor solução para minimizar o problema, para além das medidas de mitigação elencadas neste capítulo, recomendando ainda que na versão final da proposta de PDIRT-E 2021 seja incluída uma secção dedicada ao risco associado a esta questão, nomeadamente na secção afeta à segurança e estabilidade do sistema.

RESTANTE PRE (EXCLUINDO A GRANDE HÍDRICA)

No que diz respeito à produção a partir de outros centros electroprodutores renováveis excluindo a grande hídrica, a proposta de PDIRT-E 2021, inclui previsões até 2031 de um aumento substancial da capacidade instalada, da ordem de 13 GW¹⁸, para um total renovável equivalente de cerca de 23 GW.

Realce mais uma vez para a tecnologia solar, que mais do que duplicará a sua atual capacidade instalada, até valores próximos de 12 GW. Nesta componente, o operador da RNT salienta que os valores estimados até 2031 decorrem dos montantes de potência já atribuída¹⁹, que já ultrapassam as metas estabelecidas no RMSA-E 2020 para o mesmo horizonte (aproximadamente 9 GW). O mesmo comportamento é esperado para a tecnologia eólica, que deverá crescer substancialmente até valores próximos de 9 GW.

No global, e considerando apenas as previsões do RMSA-E 2020, em 2031, Portugal passará a ter uma capacidade total instalada a partir de fontes de energia renovável de cerca de 28 GW (incluindo a grande hídrica), concretizando o objetivo estabelecido na proposta de PNEC 2030 (Figura A.4-4).

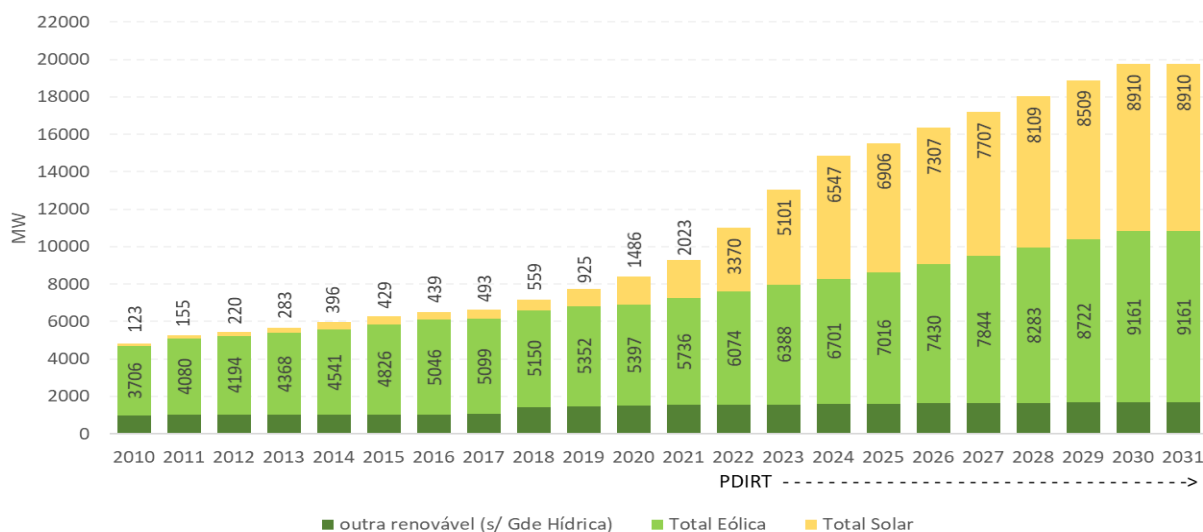
Em termos de abastecimento do consumo, o PNEC 2030 prevê que 47% do total seja abastecido a partir de fontes renováveis, sendo esperado que a tecnologia solar fotovoltaica e tecnologia eólica sejam as principais responsáveis por alcançar esta meta.

Para atingir estas metas, o Governo lançou em julho de 2019 um leilão de 1400 MW de nova capacidade para projetos de tecnologia solar, tendo sido atribuídas licenças para cerca de 1300 MW, dos quais 1000 MW deverão ser ligados em MAT, sendo de destacar o forte volume que se pretende ligar à RNT na região Centro e Sul do país. Posteriormente, em agosto de 2020, o Governo lançou novo leilão para projetos de tecnologia solar, desta feita para 700 MW, tendo estes sido adjudicados na sua quase totalidade (670 MW), com 75% na modalidade integrada produção e armazenamento (483 MW), e os restantes 25% nas modalidades de Compensação ao Sistema (177 MW) e Contrato por Diferenças (10 MW).

¹⁸ Inclui produção *offshore*.

¹⁹ Refere o operador da RNT que este valor inclui a potência já ligada, a ainda não ligada mas com capacidade atribuída anteriormente ao DL 76/2019, os Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo da alínea “a)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019, os Títulos de Reserva de Capacidade no âmbito dos leilões de 2019 e 2020 (ao abrigo da alínea “c)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019), as UPP e UPAC com potência atribuída ao abrigo dos despachos DGEG 41/2019, 43/2019 e 46/2019, e os Acordos celebrados entre os promotores e o operador da RNT para a integração na RNT de novas centrais (ao abrigo da alínea “b)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019). Relativamente a estes últimos, para efeitos da presente contabilização os mesmos foram assumidos já firmados, embora a conclusão do processo de contratação só venha a acontecer em data posterior à de apresentação deste plano.

Figura A.4 - 4 - Evolução da capacidade instalada em PRE excluindo G. Hídrica



Fonte: ERSE, REN

Para integrar esta nova capacidade de tecnologia solar e eólica, o operador da RNT prevê na atual proposta de PDIRT-E 2021 a concretização de diversos projetos ao longo do horizonte do Plano (2031), num total investimento superior a 165 milhões de euros, embora apenas 28,5 milhões de euros nos 5 primeiros anos do plano, associados ao reforço da rede 400 kV na zona do Minho e à receção de energia *offshore* ao largo de Viana do Castelo.

Realça-se também que o novo eixo a 400 kV Pedralva–Sobrado, que permitirá criar até 400 MVA de nova capacidade de receção, foi adiado face ao previsto na proposta de PDIRT-E 2019, passando para o segundo quinquénio do horizonte do PDIRT-E 2021.

Por outro lado, o operador da RNT informa que o eixo a 400 kV Alqueva-Divor, incluído inicialmente na proposta de PDIRT-E 2019 (já em construção), em conjunto com outros eixos no Alentejo, foi, entretanto, aprovado pelo Concedente, de modo a viabilizar um adicional de até 700 MVA de nova capacidade de receção atribuída em leilão e a ligar até 2024, e já se encontra em execução.

Importa ainda referir que a integração de um volume tão elevado de nova capacidade renovável ao longo dos próximos anos, apenas será possível através da concretização dos eixos já aprovados no PDIRT-E 2017, ainda em fase de construção, designadamente: 1) Eixo 400 kV Fundão – Falagueira; 2) Eixo Falagueira-Estremoz – Divor – Pegões e 3) Eixo Ferreira do Alentejo – Tavira.

E também é verdade que, para se atingir esse volume, existe atualmente o recurso por parte de promotores aos acordos previstos na alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, que permite a concretização de novos eixos, mediante acordo entre o operador da RNT e o promotor, com este a compartilhar o investimento.

Por último, e para fazer face à atribuição de perto de 1,5 GVA de potência para a ligação de UPP e UPAC, unidades de até 1 MW, cuja ligação é feita à RND, e às consequentes dificuldades de gestão da rede que a ligação dessa potência possa acarretar, o operador da RNT propõe a execução, no primeiro quinquénio do horizonte do PDIRT-E 2021, de um projeto de “Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída”, com um investimento de cerca de 106 milhões de euros. Este projeto divide-se em 3 fases e prevê o reforço da potência de transformação instalada em oito das atuais subestações da RNT e a construção de duas novas linhas de 400 kV.

Análise e comentários

Como referido, há um consenso alargado quanto à necessidade de investir de forma criteriosa em criação de condições para integrar o elevado montante de nova capacidade renovável expectável, de modo a dar cumprimento às metas definidas no PNEC 2030.

Sem prejuízo desta posição, que a ERSE partilha, importa acompanhar a evolução do volume de atribuição de licenças, na medida que segundo informações recentes, é expectável que as metas previstas no PNEC 2030 sejam alcançadas até final 2025 e não em 2030. É por isso importante discutir de que modo, existirá um défice de capacidade e necessidade de investimentos, tendo por base esse volume de licenças atribuídas e os investimentos já aprovados na RNT.

Neste particular importa refletir em que medida se deve aprovar todo e qualquer investimento objeto de acordo com promotores, independentemente do mesmo ser compartilhado. É importante que esses projetos objeto de acordo, quando justificados, sejam objeto de estudo para garantir que não colocam em causa a segurança de operação da rede, nem implicam investimento adicional não compartilhado em equipamento de gestão de reativa.

Ainda sobre questão das licenças atribuídas, a ERSE partilha a preocupação expressa por alguns dos participantes na Consulta Pública que consideraram que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2021 não permite, por exemplo no que diz respeito aos investimentos relacionados com a ligação de pequenas unidades de produção na RND (UPP/UPAC), avaliar e comprovar o mérito desses projetos. Não permite, por exemplo, saber qual a potência adicional resultante da concretização destes projetos,

expurgada da ligação das potências já atribuídas. Recomenda por isso complementar a informação sobre qual o montante de capacidade adicional decorrente dos novos projetos e qual o montante de capacidade remanescente para além dos 1500 MW já atribuídos.

Já quanto ao referido impacto nos consumidores das comparticipações propostas para garantir capacidade de receção de nova produção, nomeadamente no que diz respeito ao reforço da RNT, com recurso a projetos que incluam comparticipações de promotores ao abrigo da Diretiva nº 10/2019 da ERSE e a projetos objeto de “Acordo com promotores”, a ERSE sublinha o comentário dos Conselhos Tarifário e Consultivo que expressam a necessidade de incluir no PDIRT-E informação detalhada sobre todos os projetos objeto de comparticipação e a respetiva comparticipação afeta a cada projeto. Esta necessidade é justificada pelo facto destes projetos serem considerados essenciais para suprir as necessidades da RNT em termos de capacidade de receção de produção e tendo em conta que o PDIRT é um instrumento que deve identificar os principais desenvolvimentos previstos para a expansão da rede e especificar as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguintes.

A ERSE sublinha ainda a importância da concretização dos eixos já aprovados, quer em sede de PDIRT-E 2017 quer em processos independentes, em especial face às situações de atrasos motivados por licenciamentos e questões legais de oposição ambiental ou social.

A.5 PLANEAMENTO

1. METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS

Como base do exercício de planeamento, o operador da RNT identifica as necessidades futuras de rede, tendo por base um conjunto vasto de cenários de oferta e procura, incluindo trocas internacionais, com diferentes impactos na RNT, e, para cada, um avalia o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte²⁰. O não cumprimento destes padrões de segurança determina a necessidade de reforço da RNT, optando o operador da RNT por selecionar aquela solução técnica que permite suprir a necessidade identificada, sendo ao mesmo tempo a solução mais vantajosa de acordo com uma análise custo/benefício.

Mantendo a estratégia adotada nos exercícios de planeamento anteriores, o operador da RNT identifica quais os critérios de avaliação de projetos: 1) Segurança de abastecimento, considerando requisitos de continuidade e de qualidade do abastecimento; 2) Modernização, fiabilidade da rede, qualidade de serviço e eficiência operacional; 3) Promoção da concorrência e 4) Sustentabilidade.

É importante realçar que, no exercício de planeamento de desenvolvimento da RNT, o operador da RNT assume um conjunto de quatro etapas, sequenciais: 1) maximização da utilização das infraestruturas existentes; 2) upgrade das infraestruturas; 3) desenvolvimento/modernização das infraestruturas, e finalmente, e em último recurso, a construção de novos eixos de transporte.

Mantendo a abordagem adotada desde o PDIRT-E 2017, o operador da RNT classifica os projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos: «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 a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço*”. Inclui ainda os projetos decorrentes de compromissos já acordados com o operador da RND relativamente ao reforço da alimentação da RND, e ainda projetos associados à Gestão Global de Sistema.

²⁰ Os “Padrões de segurança para Planeamento da RNT” são descritos no Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte, publicado na Portaria n.º 596/2010 de 30 de julho.

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 serviço 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;
- 4) Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional;
- 5) Reabilitação e adequação regulamentar de edifícios administrativos.

Já os «**Projetos Complementares**», na perspetiva do operador da RNT, são projetos “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 da capacidade de interligação com Espanha);
- 2) Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT e novas ligações à RND no Alto Alentejo);
- 3) Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (receção de nova produção a partir de FER, considerando as metas RMSA-E e PNEC);
- 4) Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

Em termos de desagregação temporal da informação ao longo do horizonte de 10 anos, a proposta de PDIRT-E 2021 descreve com maior detalhe o primeiro quinquénio, nomeadamente ao nível dos cenários de evolução esperada da procura (ponta e 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 dos «Projetos Base». Já para os «Projetos Complementares», apenas é indicado um intervalo temporal para a concretização, uma vez que a decisão final da sua necessidade compete ao Concedente.

A proposta mantém o detalhe na descrição técnica dos projetos, dedicando um anexo aos principais «Projetos Base» e outro aos «Projetos Complementares», com informação sobre as obras associadas a cada projeto, a sua justificação, as alternativas estudadas, e os benefícios esperados.

Em termos de Análises de Sensibilidade, o operador da RNT mantém as boas práticas das edições anteriores de PDIRT-E, estudando os impactos nas necessidades da RNT em termos da variação da procura, (taxa de crescimento de consumos), e da oferta (data de desclassificação de centrais térmicas /T. Outeiro).

No caso da procura, são analisados os impactos na calendarização dos «Projetos Base», caso se verifique uma estagnação do crescimento médio anual, concluindo o operador da RNT que não existe qualquer impacto em termos de investimentos previstos para o horizonte do Plano, uma vez que, as ações de manutenção planeadas têm a ver essencialmente com a obsolescência dos equipamentos, em especial de transformadores, referindo ainda que *“a necessidade dos mesmos não advém do crescimento dos consumos, mas sim das condições de operacionalidade das unidades existentes”*.

Já no caso da oferta, o operador da RNT analisa o impacto de uma desclassificação das centrais térmicas de Sines e Pego em 2021 e a desclassificação da central térmica da Tapada do Outeiro em 2029. Relativamente à capacidade de receção de produção renovável, nomeadamente de origem solar e eólica, serão necessários estudos adicionais para identificação de novas necessidades de rede, tendo em conta a previsão das intenções de promotores quanto à possibilidade de instalação de novos centros electroprodutores, para além dos considerados nesta proposta de PDIRT-E 2021.

Nesse sentido, para além de reforços estruturantes da rede malhada da RNT, poderão ser necessários reforços da capacidade de transformação MAT/AT, em algumas subestações da RNT, face ao possível excesso de geração local na RND em comparação com o respetivo consumo. No global, tendo em conta a configuração de rede prevista para a RNT no final de 2031, incluindo quer os projetos apreciados em PDIRT-E anteriores, quer os que decorrem de Acordos com Promotores²¹, conclui o operador da RNT que *“não se mostra necessário qualquer reforço de rede por forma a manter a segurança e a fiabilidade da operação da RNT.”*

Análise e comentários

A ERSE regista com agrado a decisão de manter as boas práticas instituídas inicialmente na proposta de PDIRT-E 2017, nomeadamente a classificação dos projetos em “Projetos Base” e “Projetos Complementares”, sugerida pelo operador da RNT, e que como foi referido pela ERSE no seu Parecer ao PDIRT-E 2017, resultou de uma recomendação expressa nos comentários recebidos durante a consulta pública.

²¹ Ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A do DL 76/2019.

Continua a ser adequada a classificação dos “Projetos Base” em função da necessidade identificada pelo operador da RNT para garantir a segurança da operação da rede e fazer face aos compromissos assumidos com o operador da RND para reforço da alimentação (pontos injetores).

Do mesmo modo, parece adequada a atual classificação de “Projetos Complementares” todos aqueles cuja decisão de concretização seja externa ao operador da RNT. No entanto, a ERSE recorda que, para alguns *stakeholders* o termo “complementares” pode ser entendido como projetos não essenciais. Nesse sentido, e porque se tratam de projetos estruturantes, integrados nos planos regionais e europeu, como é o caso da nova interligação com Espanha, e dos projetos destinados à criação de capacidade para receção de nova produção de origem renovável, outras classificações poderiam ser adotadas, tais como “projetos estruturantes” ou “projetos de Política Energética e Sustentabilidade Socio-Ambiental”.

A opção por uma eventual classificação dos projetos “Complementares” como Projetos “Estruturantes”, poderia tornar mais claro que apesar de não serem “Projetos Base”, estes são igualmente importantes para o Sistema Elétrico Nacional, sendo, por isso mesmo, a calendarização da emissão de decisão final de investimento influenciada por fatores externos ao operador da RNT, como a política energética, da responsabilidade do Concedente.

No âmbito da ligação de produção renovável de origem solar e eólica, importa referir que a consideração de quaisquer investimentos adicionais motivados pelo possível aumento dos valores expectáveis de nova produção, deve sempre ser precedida da realização dos estudos de identificação de necessidades de rede referidos pelo operador da RNT nesta proposta de PDIRT-E.

Já do lado da análise de sensibilidade à procura e a uma estagnação do crescimento do consumo, e ao facto do operador da RNT concluir que não tem impacto direto nas necessidades de remodelação/substituição de equipamento, em especial transformadores, a ERSE sublinha que embora não seja referida explicitamente uma análise de sensibilidade à ponta de utilização do equipamento, esta está diretamente associada ao desgaste do mesmo, e nesse sentido recomenda que na próxima edição de PDIRT-E essa análise de sensibilidade seja efetuada.

2. DESAGREGAÇÃO DA INFORMAÇÃO

Como referido, à semelhança da informação apresentada em anteriores edições de PDIRT-E, o operador da RNT agrupa os projetos em Projetos Base e Projetos Complementares, e para cada classe, desagrega os mesmos por finalidade, e posteriormente analisa cada projeto individualmente.

No entanto, há projetos que, aquando da elaboração da proposta de PDIRT-E 2021, não foi possível individualizar, por não ser certa a sua necessidade e calendarização, como é o caso de projetos de remodelação e substituição de ativos em subestações (ex. equipamento MAT/AT). Por outro lado, pode esta necessidade ser identificada entre a aprovação de edições de PDIRT-E mas, pela sua urgência, não poder aguardar pela aprovação formal do PDIRT-E pelo Concedente.

O operador da RNT apresenta alguns projetos agregados que se inserem neste grupo, para os quais realiza apenas uma estimativa anual dos montantes a executar, que, naturalmente, será diferente do valor real, seja por excesso ou por defeito. É o caso dos programas “remodelação de sistemas de alimentação”, “substituição de aparelhagem MAT”, “Substituição de equipamento SCC/SCP”, “recondicionamento de transformadores”, “recondicionamento de equipamentos MAT/AT”, ou “remodelação de linhas” e “monitorização de ativos”. As obras inscritas nestes projetos agregados, apenas serão conhecidas uma vez orçamentadas e executadas, sendo naturalmente escrutinadas pela ERSE em sede de reconhecimento de ativos para efeitos de cálculo de proveitos e tarifas.

A ERSE considera que, para efeitos de simplificação da informação prestada, o operador da RNT deve reduzir o número de programas agregados de investimento, mantendo apenas aqueles relativos às principais classes de equipamento. Por exemplo, agregar num só os atuais projetos de “recondicionamento” e “substituição” de equipamento de subestações, desagregando apenas as classes “Linhas”, “Transformadores”, “Sistemas” e “outros”.

A ERSE recomenda ainda que seja introduzido um programa de “investimento corrente urgente”, com montante anual constante ao longo de todo o horizonte do Plano, e que no fundo diga respeito efetivamente a todos os investimentos associados à remodelação e substituição de ativos, que foram identificados entre a apresentação das diferentes edições de PDIRT, e que, pela sua urgência, necessitam ser concretizados de imediato.

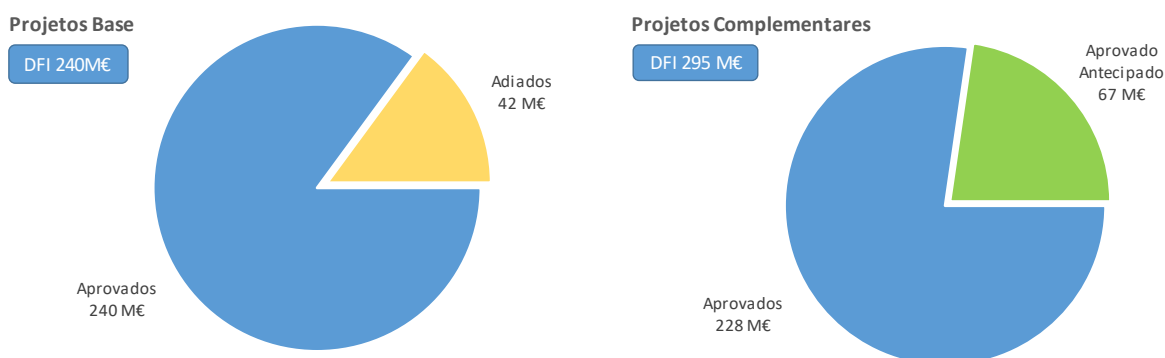
3. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

Em linha com as propostas de PDIRT-E anteriores (PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2019), o operador da RNT identifica os projetos e respetivo montante associado, para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) a emitir pelo Concedente, e que inclui essencialmente os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRT-E (período temporal 2022-2026). Em relação a esses 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 tomada em próximas edições do PDIRT-E. Assume-se, assim, que, os projetos de investimento com DFI adiada deverão ser assumidos como indicativos daquilo que poderá ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRT-E 2021, significando que serão ainda alvo de avaliação e a respetiva DFI eventualmente tomada em edições de PDIRT-E futuras.

Esta foi de resto a prática adotada na aprovação do PDIRT-E 2017, com o Concedente a emitir DFI não para a totalidade dos «Projetos Base», num total de **282,4** milhões de euros, mas apenas para **239,9** milhões de euros, adiando a decisão sobre os restantes projetos para a proposta de PDIRT-E 2019. Do ponto de vista dos «Projetos Complementares», o Concedente emitiu DFI para totalidade do investimento proposto (**228,0** milhões de euros), emitindo ainda DFI para um projeto que estava planeado para o segundo quinquénio, «Ligação a 400 kV F.Alentejo-Ourique-Tavira», referindo a necessidade deste projeto ser antecipado para o primeiro quinquénio, em linha com vários comentários recebidos na consulta pública a proposta de PDIRT-E 2017, que realçavam a necessidade de concretização do mesmo para aumentar a capacidade de receção de produção renovável de tecnologia solar fotovoltaica na região Sul do país.

Em resumo, foi emitida DFI para um total de 535,1 milhões de euros, desagregado do seguinte modo:

Figura A.5 - 1 – Investimento aprovado em sede de PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

Relativamente à proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) para a grande maioria dos «Projetos Base» a realizar no primeiro quinquénio, num montante de cerca de **297,6** milhões de euros. Já no que diz respeito aos «Projetos Complementares», cuja data de entrada em exploração será decidida pelo Concedente, o operador da RNT refere que a emissão de DFI deverá ocorrer pelo menos com 3 anos (em alguns casos 4 anos) de antecedência para a generalidade dos projetos.

De entre estes projetos, é solicitada DFI para a totalidade dos investimentos em «Remodelação e Modernização de Ativos da RNT» a realizar até 2026. Quanto a compromissos assumidos com o ORD, destaque para os blocos 1 e 2 dos projetos de capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída, num total de cerca de **117,2** milhões de euros.

Destaque ainda para os dois projetos que dizem respeito à “Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas”, nomeadamente ao nível das Infraestruturas e da Gestão Integrada da Vegetação, num total de aproximadamente **53,9** milhões de euros.

O quadro seguinte apresenta os principais projetos, sejam eles «Projetos Base» ou «Projetos Complementares», para os quais o operador da RNT solicita a emissão de DFI:

Quadro A.5 - 1 – Principais projetos para os quais é solicitada emissão de DFI

Nome do Projeto	Data de entrada serviço	Montante total (M€)	Projeto Base vs Complementar	Motivação do projeto
Substituição/remodelação de ativos	2022 –2026	91	Base	Segurança e fiabilidade dos ativos
Articulação 400/150 kV SE Pt. Lima (fase 1+2+3)	2024 - 2025	17	Base	Segurança da alimentação a consumos abastecidos pela RND (V. Fria e Oleiros)
Capac. RNT para lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. (blocos 1+2)	2024 - 2026	114	Base	Aumento da capacidade de integração de RES
Reforço de Transformação em Divor – 2.º Transformador 400/60kV	2024	4,7	Base	Adequação da subestação aos Padrões de Segurança para Planeamento da RNT
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	2025 - 2026	11	Complementar	Integração de mercados e concorrência e Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável na zona do Minho.
Otimização da ocupação territorial de Infraestruturas da RNT (Blocos 1 e 2)	2025 - 2027	45	Complementar	Sustentabilidade
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2	2026 - 2027	18	Complementar	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Fonte: ERSE, REN

Para os restantes projetos, a maioria no segundo quinquénio do horizonte do PDIRT-E 2021, ou seja, entre 2027 e 2031, não é identificada pelo operador da RNT a necessidade de emissão de DFI. Admite-se, deste modo, que apenas na edição de 2023 do PDIRT-E, ou em edições posteriores, será solicitada DFI para estes projetos.

Análise e comentários

Tal como recomendado nos seus anteriores pareceres às propostas de PDIRT-E, a ERSE concorda com a perspetiva do operador da RNT de explicitar quais os projetos para os quais necessita ser emitida DFI, no sentido em que se julga poder facilitar a aprovação do PDIRT-E, permitindo ainda organizar e centrar o exercício de Consulta Pública apenas naqueles que se pretende que tenham entrada em exploração durante o primeiro quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2021 (2022 a 2026).

Por outro lado, esta necessidade de identificação de projetos que requerem DFI é fundamentada por comentários anteriores do Conselho Tarifário que *“reforça a importância e necessidade de haver uma decisão final sobre cada PDIRT-E, única forma de assegurar a coordenação e transparência das decisões, e assegurar um horizonte à organização e planeamento dos investimentos pelos concessionários e sua previsão tarifária pela ERSE”*.

Sendo uma novidade desta proposta de PDIRT-E 2021 importa destacar a inclusão nos investimentos para os quais é solicitada DFI, de projetos relativos a *“Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas”*, nomeadamente ao nível das Infraestruturas e da Gestão Integrada da Vegetação. Embora a generalidade dos comentários recebidos no âmbito da consulta pública concorde com a importância de uma calendarização adequada dos investimentos, que levem ao aumento da resiliência das infraestruturas, e considere importante que a informação disponível sobre estes projetos seja mais detalhada em versões futuras de PDIRT-E, as opiniões recebidas divergiram no que diz respeito à inclusão destes projetos como CAPEX. Se um dos comentários recebidos realçou que, devido à complexidade dos projetos propostos, e atendendo ao facto de estes projetos se traduzirem numa efetiva melhoria da condição das infraestruturas, parece adequado considerar os custos associados a estes projetos como CAPEX, outros dois comentários defenderam que este tipo de investimentos consiste maioritariamente na realização de ações de manutenção, com objetivo de garantir boas condições de operação em segurança das linhas, ao mesmo tempo que visam garantir o cumprimento dos regulamentos técnicos de segurança. Como tal, deveriam ser considerados OPEX.

A ERSE regista com agrado a manutenção na atual proposta de PDIRT-E 2021 de uma seção onde se realiza uma avaliação diferencial entre os valores de investimento propostos e aprovados, adotando uma recomendação do Conselho Tarifário na consulta pública à proposta de PDIRT-E 2017, que recomendava que *“em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido”*.

4. ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

À semelhança do ocorrido nas versões anteriores de PDIRT-E, 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 2021 as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem a melhor resposta às diferentes necessidades, identificando-as como a opção de mérito superior, em resultado da comparação entre soluções alternativas.

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 gases com efeito de estufa; a qualidade da onda de tensão; a manutenção ou criação de emprego externo; e o CAPEX. Os atributos são na grande maioria de natureza qualitativa embora também se incluam alguns valores monetários²².

No capítulo 6.3 da proposta de PDIRT-E 2021 são apresentados os resultados da aplicação da análise MCB ao conjunto de opções propostas pelo operador da RNT²³ para dois horizontes temporais: 2026 e 2031 (com exceção dos projetos de «remodelação e modernização de ativos», para os quais a análise é efetuada apenas até 2026, justificado pelo operador da RNT com a dificuldade de prever o Indicador de Estado dos ativos num horizonte temporal mais longo).

²² O anexo 10 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. É, contudo, apresentado um exemplo de aplicação da metodologia.

²³ 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.

Os resultados da aplicação da metodologia MCB são apresentados separadamente para os «Projetos Base» e para os «Projetos Complementares».

Projetos Base

Ao nível dos «Projetos Base», são apresentados, apenas para o horizonte 2026, quer os custos, quer os benefícios decorrentes de remodelação e modernização de linhas (projetos de remodelações integrais com *uprating* e projetos de melhoria operacional da segurança). São igualmente apresentados os custos e os benefícios decorrentes de ações de remodelação e modernização em instalações não lineares, como equipamento instalado em subestações e sistemas.

Nesta proposta de PDIRT-E 2021, ao nível da análise MCB, é avaliado o atributo “Sobrecusto evitado para o SEM” que quantifica e monetiza o sobrecusto associado à não realização da ação proposta. Por exemplo, a não substituição de um transformador na calendarização proposta, pode ter como consequência um custo estimado superior, caso venha a existir uma falha e seja necessário substituir esse equipamento mais tarde, além das ações necessárias associadas a essa falha. O operador da RNT inclui no capítulo 6.3 informação sobre este sobrecusto.

Como novidade nesta proposta de PDIRT-E 2021, é apresentada separadamente a análise MCB para os projetos que dizem respeito à “Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas”, quer ao nível de Infraestruturas quer ao nível da Gestão Integrada da Vegetação.

Ainda classificados como “Projetos Base”, o operador da RNT apresenta informação de custos e benefícios associados aos investimentos decorrentes de “compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação”. À semelhança do exercício de planeamento anterior, o operador da RNT agrega os projetos por área de rede, referindo que, na definição de blocos de projetos, foram adotadas as boas práticas advogadas pela ENTSO-E, e que foram agregados os projetos que partilhavam a mesma área geográfica e perseguiram um objetivo em comum. Destacam-se os seguintes blocos de investimento 1) Ligação à RND, na região do Minho; 2) Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes; 3) Ligação à RND, na zona Centro; 4) Ligação à RND, nas regiões de Lisboa e Setúbal; 4) Ligação à RND, na região do Alentejo; 5) Ligação de pequenas unidades de geração com potência atribuída na RND.

Com base nestes blocos de projetos, agregando aqueles projetos de investimento que o operador da RNT considera cumprirem os requisitos adotados, são quantificados os benefícios associados a cada bloco, e ao mesmo tempo são comparados esses benefícios com os equivalentes, decorrentes de blocos de projetos alternativos, de forma a validar a opção tomada. Dessa análise comparativa, e respetiva opção, resultam benefícios globais para os «Projetos Base» de até aproximadamente 19 M€ por ano, Figura A.5 - 2.

Figura A.5 - 2 – Benefícios e custos decorrentes de «Projetos Base»

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2026
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		1,8 a 8,1
Redução das perdas de energia	(GWh/ano M€/ano)	-0,1 0
Redução de Energia em Risco ENF	(GWh/ano M€/ano)	2,0 0,73
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*)	(GW) (M€)	1,4 8
Redução de carga sem recurso em risco de corte ¹ (*)	(GW) (M€)	0,3 2
Manutenção ou criação de emprego externo FTE “full-time equivalent” (n)		2 420
Cavas de tensão: redução da profundidade ² (%)		11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)		0,41
Dimensão da faixa intervencionada (km ²)		318
Valorização de espécies autóctones (n)		775 700
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)		74 965
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)		5 638
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo ¹ (O-10)		5
Investimento (líquido de participações) (M€)		290
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		9

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

(**) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

¹ Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquénio, não se encontram especificados, dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos, para este tipo de projeto de investimento, e, constituindo estes a maior parte do investimento dos projetos Base só são apresentados os atributos estimados no horizonte de 2026.

² A redução refere-se ao valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração.

Fonte: REN

Projetos Complementares

No caso dos «Projetos Complementares», o operador da RNT apresenta os custos e os benefícios quer para o horizonte 2026, correspondente ao primeiro quinquénio, quer para o horizonte final do plano, 2031. À semelhança dos «Projetos Base», também neste caso, o operador da RNT efetua uma análise custo-benefício agregando os projetos por cada indutor de investimento, em que se enquadram os projetos individuais:

- Integração de mercados e concorrência e desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável:
 - Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho;
 - Linha a 400 kV Pedralva – Sobrado;
 - Ligação a 220 kV V.P. Aguiar – Carrapatelo;
 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça;
 - Reforço da capacidade em linhas RNT 2025-2029 (fase 2).
- Ligação a polos de consumo
 - Criação do injetor de pegões
- Sustentabilidade
 - Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro;

- Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (fases 1, 2 e 3);
- Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (fases 1,2 e 3);
- Otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT (blocos 1 e 2).

Para cada um destes blocos, são apresentados os resultados dos benefícios esperados, sendo que o operador da RNT refere que, no seu conjunto, os benefícios ascendem a um valor médio esperado até aproximadamente 29 M€/ano, até 2026, podendo crescer até perto dos 118 M€/ano, até 2031.

Figura A.5 - 3 – Benefícios e custos decorrentes de «Projetos Complementares»

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2026	2031
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[13,6; 29,3]	[58; 117,9]
Redução das perdas de energia (GWh/ano M€/ano)	0,4 0,01	46,1 0,92
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	224	5 316
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	694	2 587
Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	82	338
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	3,02	7,84
Valorização de espécies autóctones (n)	42 200	109 600
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)		10 622
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		403,4
Investimento (líquido de participações) ^a (M€)	10	237,4
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)	67	174

Fonte: REN

Se considerarmos os benefícios identificados quer para os «Projetos Base», quer para os «Projetos Complementares», o operador da RNT quantifica assim, até 2026, benefícios anuais totais de cerca de **48 M€/ano**, face a um valor de CAPEX do conjunto de projetos propostos da ordem dos **392,0** milhões de euros.

Análise e comentários

À semelhança dos anteriores PDIRT-E, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para avaliar e selecionar projetos de investimento, em especial na valorização dos projetos de investimento em termos monetários ou em termos de grandezas físicas. Ao identificar as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem melhor resposta às diferentes necessidades, hierarquiza as mesmas em resultado da comparação entre soluções alternativas. No entanto, o operador da RNT ainda não apresenta, de forma sistemática, essas soluções alternativas usadas para comparação, nem o resultado da mesma (apenas o faz no caso de projetos de remodelação e renovação de ativos).

Quanto à monetização dos benefícios, ao nível da análise MCB, a atual proposta de PDIRT-E 2021, avalia o atributo “Sobrecusto evitado para o SEN” que quantifica e monetiza o sobrecusto associado à não realização da ação proposta. Esta avaliação está em linha com o recomendado anteriormente pela ERSE. No entanto, a ERSE recomenda que o operador da RNT continue a desenvolver esforços no sentido de quantificar e monetizar todos os outros impactos na rede e nos consumidores, associados à falha no caso de não realização da ação proposta.

Para além desta análise, a proposta de PDIRT-E 2021, mantém o detalhe sobre a quantificação de benefícios socio económicos, e de benefícios decorrentes da redução de energia em risco e redução de perdas. Já o acréscimo de integração de renovável na rede, diminuição da carga natural em risco, ou redução do risco de perda de capacidade de transporte ou da capacidade de ligação de produção à RNT continuam a ser valorizados em termos energéticos sem qualquer indicador económico que permita a sua monetização.

No caso concreto dos “Projetos Complementares”, o operador da RNT adota blocos de projetos que integram vários investimentos complementares e quantifica os benefícios por bloco de projeto, mas continua a não descrever a metodologia adotada na agregação dos projetos num bloco (*cluster*)²⁴. Assim, a ERSE volta a recomendar que sejam fornecidos os dados dos benefícios de cada projeto e da percentagem dos benefícios do bloco total.

Finalmente, em linha com as boas práticas recomendadas pela ACER, a ERSE recomenda que os benefícios socioeconómicos sejam mais detalhados não apenas ao nível do projeto, mas também ao nível do benefício recolhido por utilizador.

A ERSE regista o facto de, na atual proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT disponibilizar no Anexo 10, um exemplo de aplicação da metodologia de avaliação multicritério/custo-benefício a um projeto específico de investimento, designadamente ao eixo a 400 kV “Ribeira de Pena - Lagoaça”. Sendo um ponto de partida, e à semelhança do referido no seu Parecer anterior, a ERSE disponibiliza-se para, em conjunto com o operador da RNT, aprofundar esse exercício.

²⁴ A ACER recomenda que, para além de se agregarem projetos quando os investimentos partilham a mesma área geográfica, perseguem um objetivo em comum e pertencem a um plano para a mesma área de rede, só se definam *clusters* de projetos se a soma dos benefícios destes for inferior aos benefícios do *cluster*. E para tal, apenas devem fazer parte do *cluster* os projetos que representem pelo menos 20% do valor total de benefícios.

5. BALANÇO INTERCALAR E ACOMPANHAMENTO DA CONCRETIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS APROVADOS

Sem prejuízo da importância do exercício de análise multicritério/custo-benefício efetuado pelo operador da RNT, na proposta de PDIRT-E 2021, apenas são quantificados os benefícios num horizonte futuro, considerando a concretização do conjunto de Projetos Base e Projetos Complementares propostos.

Tendo em consideração o volume de investimento associado aos PDIRT-E e, em especial, aos projetos mais estruturantes, existem benefícios que poderão ser quantificados na sequência da concretização dos projetos, tais como o Índice de Estado de ativos remodelados, ou o acréscimo de capacidade de receção, entretanto alocada a nova capacidade de produção.

Nesse sentido, e na sequência de comentários recebidos em consulta públicas anteriores, a proposta de PDIRT-E 2021 é omissa quanto à apresentação de quaisquer resultados do balanço da concretização dos projetos de investimento entretanto ocorridos, nomeadamente de confirmação dos benefícios esperados que fundamentaram à aprovação do referido investimento.

Analisando os contributos recebidos no âmbito da consulta pública ao PDIRT-E 2021, nomeadamente no que diz respeito à necessidade de inclusão deste tipo de balanço intercalar e à forma como a avaliação do mesmo deveria ser feita, o Conselho Tarifário indicou que, tendo em conta que a natureza dos benefícios é muitas vezes difusa e difícil de quantificar será difícil avaliar, no curto ou médio prazo, esses mesmos benefícios. Considera ainda o Conselho Tarifário que *“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.”*

Numa outra perspetiva, outro comentário à consulta pública sugeriu que um dos parâmetros que poderia ser interessante comparar, no âmbito de um possível balanço intercalar dos benefícios alcançados, seria a utilização efetiva verificada nos elementos da RNT, que resultaram da decisão de investimento (trânsitos de potência), e os valores de utilização previstos aquando da decisão sobre esse projeto.

Assim, e tendo em conta a importância que este tipo de balanço poderá ter para avaliar as decisões de investimento tomadas, a ERSE sublinha a sua disponibilidade para, em conjunto com o ORT, definir a metodologia mais adequada para a realização desta análise.

ACOMPANHAMENTO DA CONCRETIZAÇÃO DE PROJETOS

Por outro lado, de modo a permitir um maior detalhe na informação sobre os projetos de investimento, o operador da RNT detalha no Anexo IV a informação relativa à implementação de projetos aprovados e apresentados em propostas de PDIRT-E anteriores. Em particular, é apresentado o montante de projetos a entrar em exploração até final de 2021 e os projetos a entrar em exploração após 2021²⁵.

Segundo o operador, tem-se registado um atraso em alguns projetos devido a diversos fatores, entre os quais a disponibilidade de resposta do mercado, a necessária coordenação de indisponibilidades de elementos da RNT e instalações a ela ligadas, e ainda à coordenação com o operador da RND. Em destaque está naturalmente a obtenção de licenças de estabelecimento, necessárias para iniciar as obras. Como exemplo, o operador refere os atrasos nos eixos a 400 kV “Falagueira-Fundão” e a primeira fase dos eixos afetos à entrada em exploração das centrais hídricas da cascata do Tâmega.

Dentro dos projetos aprovados que devem entrar até final de 2022, o operador da RNT destaca “F. Alentejo-Ourique-Tavira”, fundamental para fazer face aos impactos da saída da central a carvão de Sines.

Para sistematizar esta informação, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui duas tabelas, respetivamente relativas a Projetos Base e Projetos Complementares, onde é apresentada a seguinte informação:

- Caracterização do projeto em termos de finalidade, localização geográfica.
- Designação do projeto, nomeadamente nome e código do mesmo no PDIRT-E.
- Data de entrada em exploração prevista no PDIRT-E 2017 e na proposta de PDIRT-E 2019.
- Ponto de situação do projeto (iniciado, em execução, em fase de licenciamento, atrasado, recalendarizado ou transferido para exploração), e respetivos fundamentos.

Análise e comentários

A ERSE realça como positiva a informação disponibilizada, no sentido que permite compreender o real estado de implementação dos planos aprovados e respetivos projetos. Considera, no entanto, que, no que diz respeito à evolução deste processo, deveria ser apresentada uma figura que permitisse visualizar o

²⁵ O operador na RNT refere um montante, a custos diretos externos, de 293 M€ até final de 2021 e 281 M€ após 2021.

volume de projetos aprovados em cada PDIRT-E aprovado, por comparação com o volume aprovado ainda por realizar.

Desse modo, seria possível compreender por um lado os atrasos verificados e por outro identificar o volume de projetos a entrar em exploração nos próximos e respetivo acréscimo de base de ativos regulada.

Tendo por base a informação mais recente que a ERSE dispõe, existe um total de **321,6** milhões de euros a entrar em exploração até final de 2021, e um total de **345,4** milhões de euros a concretizar após 2021, a que acrescem **392,0** milhões de euros previstos na proposta de PDIRT-E 2021, se aprovados.

Já quanto à informação sobre cada projeto, a ERSE recomenda aprofundar o detalhe da mesma, permitindo facilitar a compreensão da informação. Assim, sugere-se a seguinte desagregação para cada projeto individual²⁶:

- Nome e designação, incluindo o código do projeto, tal como apresentado no respetivo PDIRT-E;
- Montante total do projeto, a custos totais, quantificando custo total e participação;
- PDIRT-E em que foi apresentado o projeto pela primeira vez, e PDIRT-E que aprovou o projeto;
- Data expectável de entrada em exploração no PDIRT-E que aprovou o projeto, e informação mais recente sobre a data de entrada em exploração;
- Estado de licenciamento do projeto (aprovado com licença estabelecimento, aprovado sem licença de estabelecimento, não aprovado, em exploração com licença de exploração, em exploração sem licença de exploração);
- Estado de concretização do projeto (obra em curso, atrasado, recalendarizado, transferido para exploração, cancelado), e respetivo fundamento;
- Outra informação relevante.

²⁶ Esta informação apenas é relevante para os projetos individuais, devendo ser mais simplificada para programas de investimento agregando vários projetos onde não é possível alocar um investimento a uma obra aquando da elaboração da proposta de plano.

Considera a ERSE que esta desagregação irá ainda permitir uma maior correlação entre a supervisão da implementação dos PDIRT e a atividade de aceitação de inclusão de ativos na base regulada, para efeitos de cálculo de tarifas.

É por isso essencial que nesta lista sejam incluídos os projetos relativos a todos os PDIRT-E anteriores que abranjam o horizonte temporal do PDIRT-E em apreciação. Por exemplo, no caso do PDIRT-E 2021 (2022-2031) devem estar as propostas de PDIRT-E 2015 (2016-2025), PDIRT-E 2017 (2018-2027) e PDIRT-E 2019 (2020-2029).

Finalmente, é importante que nos Anexos à proposta de PDIRT-E 2021, sejam incluídos os mapas da RNT com os Projetos Base e Projetos Complementares, com todos estes projetos representados no horizonte 2031.

A.6 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

1 NOVO INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

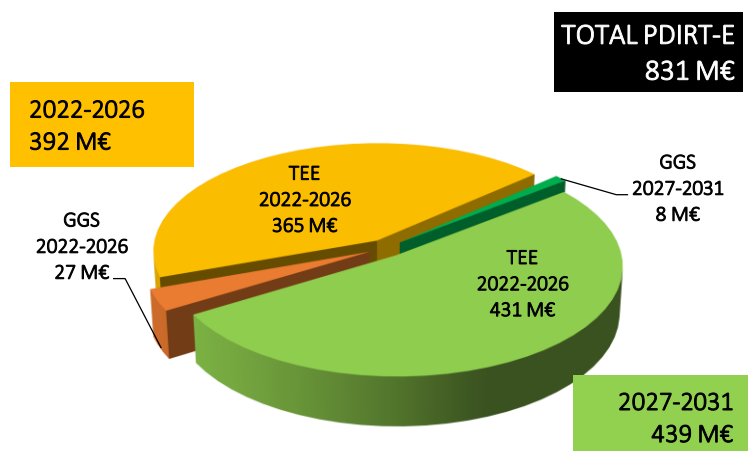
Na proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT propõe um montante total de investimento, a custos totais, de cerca de **831,2** milhões de euros, repartidos por **392,0** milhões no primeiro quinquénio e **439,2** milhões no segundo quinquénio.

Face à proposta de PDIRT-E 2019, não aprovada até à data, em que foi proposto um investimento global para os dez anos que ascendia a **743,0** milhões de euros, verifica-se um aumento da ordem dos **90** milhões de euros, ou cerca de 12%.

Comparando as duas propostas de PDIRT-E apenas em termos de investimento proposto para os primeiros cinco anos, constata-se um acréscimo significativo, com o dobro do montante de transferências para exploração (custos totais), passando de mais de **195,5** milhões de euros na proposta de PDIRT-E 2019 para **319,0** milhões de euros na atual proposta de PDIRT-E 2021. Relativamente ao triénio 2022-2024, horizonte em que se situam aqueles projetos de investimento que necessitam obrigatoriamente de Decisão Final de Investimento, a proposta de PDIRT-E 2021 propõe investimentos num total de apenas **135,3** milhões de euros, um valor que se compara com os **57,7** milhões de euros propostos nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRT-E 2019.

A figura seguinte ilustra esta repartição, permitindo ainda identificar o montante afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica e o afeto à atividade de Gestão Global de Sistema.

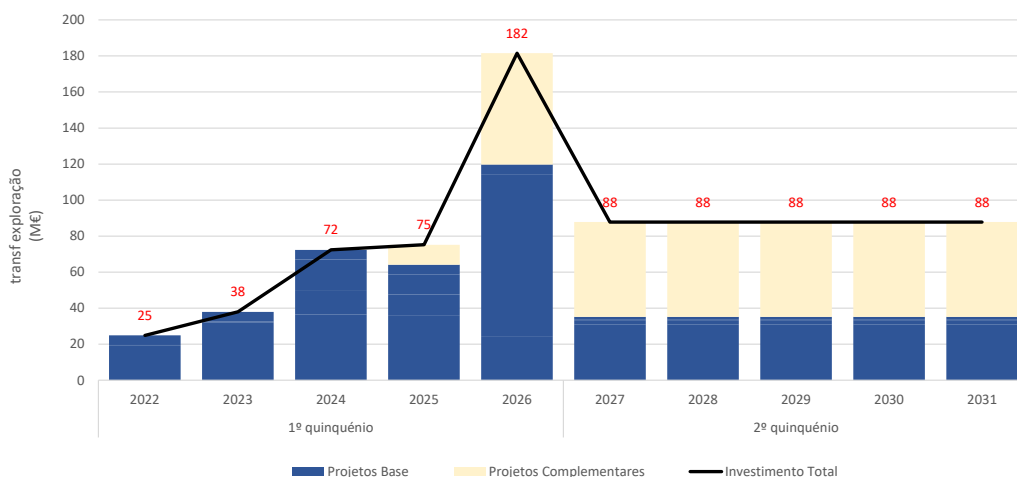
Figura A.6 - 1 – Investimento total proposto ao longo do horizonte do plano



Fonte: ERSE, REN

Tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNT dos projetos em «Projetos Base» e «Projetos Complementares», a proposta de PDIRT-E 2021 identifica, a custos totais, um montante de **319,0** milhões de euros em «Projetos Base» e **73,0** milhões de euros em «Projetos Complementares», desagregado temporalmente ao longo dos 10 anos, como ilustra a Figura A.6 - 2²⁷.

Figura A.6 - 2 – Desagregação temporal do investimento em Projetos Base e Projetos Complementares



Fonte: ERSE, REN

²⁷ Na proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT apenas desagrega anualmente o montante de investimento para o primeiro quinquénio, sendo o montante total a investir no segundo quinquénio distribuído anualmente pelo seu valor médio em 5 anos.

2 INVESTIMENTO JÁ APROVADO NO PDIRT-E 2017 E NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

Como referido no documento de enquadramento da consulta pública, a proposta de PDIRT-E 2021, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de suceder à aprovação do PDIRT-E 2017 (2018-2022) e à proposta de PDIRT-E 2019 (2020-2024), sem aprovação até à data. Para além dos novos projetos, a atual proposta de PDIRT-E 2021 inclui alguns dos projetos apresentados na anterior proposta de PDIRT-E 2019, após os mesmos terem sido revistos e recalendarizados.²⁸

Relembre-se que o PDIRT-E 2017 prevê um investimento a realizar no total de **535,1** milhões de euros²⁹, dos quais apenas **469,3** milhões de euros a concretizar entre 2020 e 2024. A este total aprovado, acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRT-E 2021, de **392,0** milhões de euros.

Acresce ainda um outro montante de **310,5** milhões de euros³⁰, a concretizar entre 2020 e 2026, relativo a um conjunto significativo de projetos que não fazem parte da proposta de PDIRT-E 2021, nem foram aprovados em sede de PDIRT-E 2017³¹. Este investimento divide-se nos seguintes blocos:

- **70,0** milhões de euros são relativos a projetos calendarizados inicialmente até 2017, e que, por isso, não foram incluídos pelo operador da RNT no PDIRT-E 2017. Estes projetos foram posteriormente recalendarizados, e a sua entrada em exploração adiada para os anos 2020 e 2021.
- **118,5** milhões de euros dizem respeito a projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019, ainda não aprovada. Segundo o operador da RNT, estes projetos tiveram de ser iniciados, por serem essenciais para garantir a capacidade atribuída pelos leilões solares de 2020 e 2021, e para garantir a segurança da operação da RNT e o cumprimento das obrigações previstas nas bases de concessão, não podendo ver adiada a sua concretização.

²⁸ No horizonte temporal 2020-2024, há um montante de 121,7 milhões de euros que estavam inscritos na proposta de PDIRT-E 2019, e que, segundo o operador da RNT mereceram opinião favorável do Concedente, e por isso, não foram inscritos na proposta de PDIRT-E 2021.

²⁹ Apesar do horizonte temporal do PDIRT-E 2017 aprovado se estender até 2022, aquando da aprovação dos montantes relativos ao primeiro quinquénio, foi desde logo aprovado um projeto de investimento que estava previsto para o segundo quinquénio (2024). Mais tarde, este mesmo projeto foi antecipado de 2024 para 2022. No entanto, o atraso no projeto da interligação com Espanha no Minho para 2024, resulta que a concretização do PDIRT-E 2017 aprovado, só venha a ser concluída em 2024.

³⁰ Investimento a custos totais, a inserir na base regulada de ativos (ativo bruto), após deduzido o montante de participações 175 milhões de euros, resultantes de projetos de ligação de promotores.

³¹ Esta informação foi enviada à ERSE já em momento posterior ao envio da proposta de PDIRT-E 2021, após solicitação da ERSE.

- **26,9** milhões de euros relativos a projetos de ligação à rede de promotores de aproveitamentos a partir de fontes renováveis solar e eólica, totalmente participados. Adicionalmente, **18,7** milhões de euros de projetos de ligação de consumidores ligados à RNT.
- **290,0** milhões de euros em projetos relativos à construção de rede de 400 kV e reforço da capacidade de transformação, igualmente totalmente participados por promotores, mas que resultam de acordo entre o operador da RNT e promotores, previsto no âmbito da alínea b) do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019³².

Segundo o operador da RNT, estes investimentos foram objeto de aprovação individual, fora do âmbito do processo de aprovação dos PDIRT-E, sendo em alguns casos objeto de aprovação implícita no processo de emissão de licença de exploração (projetos de ligação de promotores), ou objeto de ofício de aprovação pelo Sr. SEAE n (projetos associados à criação de capacidade de receção para atribuição no leilão de solar).

Assim, considerando que estes projetos estarão efetivamente aprovados pelo Concedente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRT-E 2021 (2022-2026), totalizará **1127,5** milhões de euros (**205,5 M€/ano**).

Quadro A.6 - 2 - Investimento aprovado e em apreciação (2022-2026)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL (M€) 2022-2026
PDIRT-E 2017 aprovado	26,7	245,2	111,3	47,3	38,9*	-	-	197,4
Outro investimento aprovado	9,3	76,5	42,5	29,5	76,0	0	290,0	438,0
Proposta de PDIRT-E 2021	-	-	25,5	39,1	73,8	75,0	178,9	392,0
Total (milhões euros)	36,0	321,7	179,3	115,8	188,7	75,0	468,9	1027,5

* Projeto de investimento já aprovado no primeiro quinquénio PDIRT-E 2017 (2018-2022), mas adiado para 2024

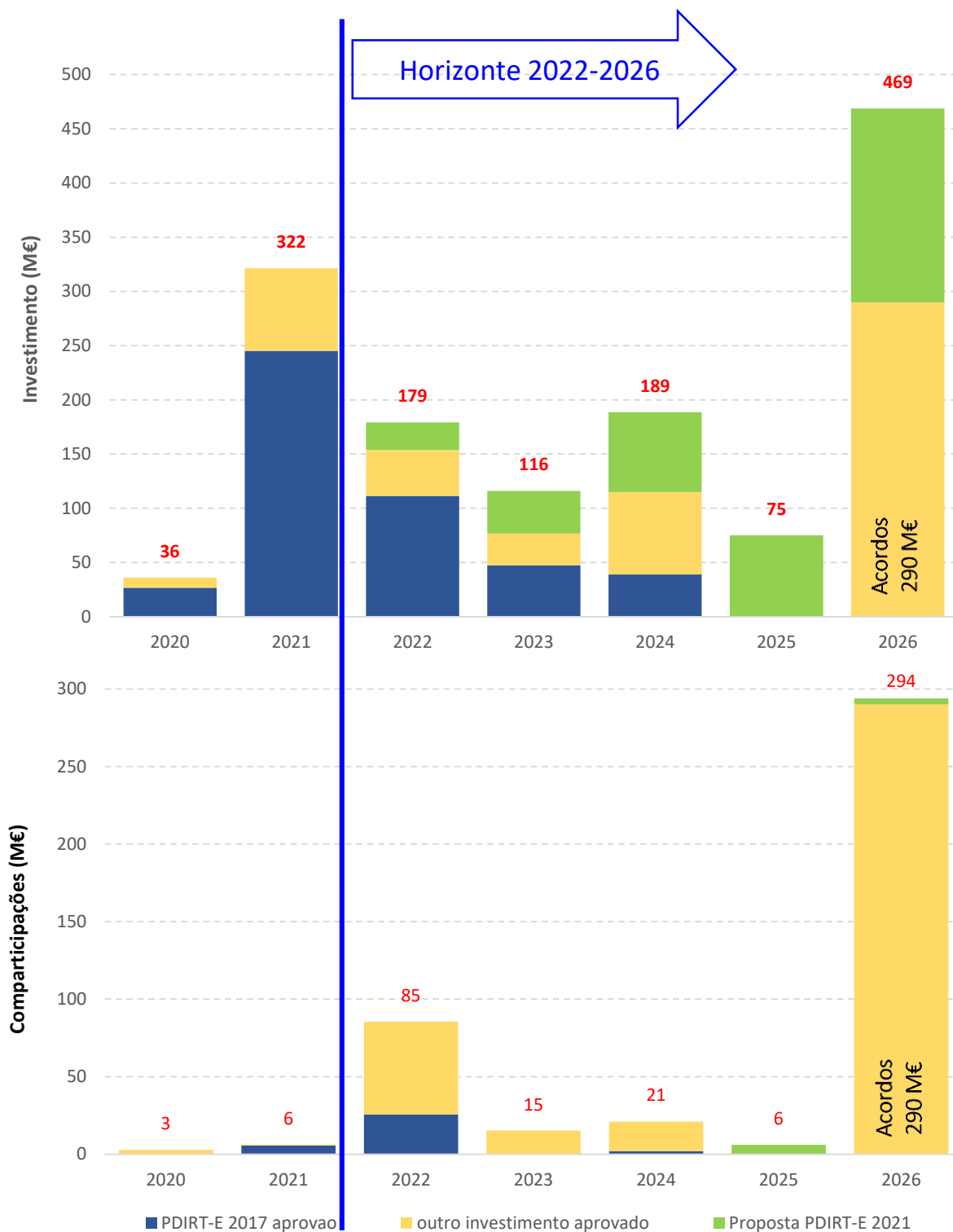
Fonte: ERSE, REN

Importa, contudo, lembrar que parte deste investimento é participada, num montante total de **421,7** milhões de euros, nomeadamente decorrente de projetos de ligação à rede por produtores e instalações de consumo em MAT, que no seu global totalizam mais de **415,0** milhões de euros.

³² Esta informação foi atualizada no dia 02.08.2021, tendo o operador da RNT enviado informação sobre todos os projetos alvo de Acordo, e referido que no total são cerca de 264 M€ (290 M€ a custos totais), totalmente participados, e sem impacto direto nos proveitos. O ativo bruto total sobe de 814 M€ para cerca de 1004 M€, com participações a subir de 209M€ para 422M€.

Na figura seguinte, ilustra-se a desagregação temporal do investimento a concretizar entre 2022-2026, bem como as respetivas participações.

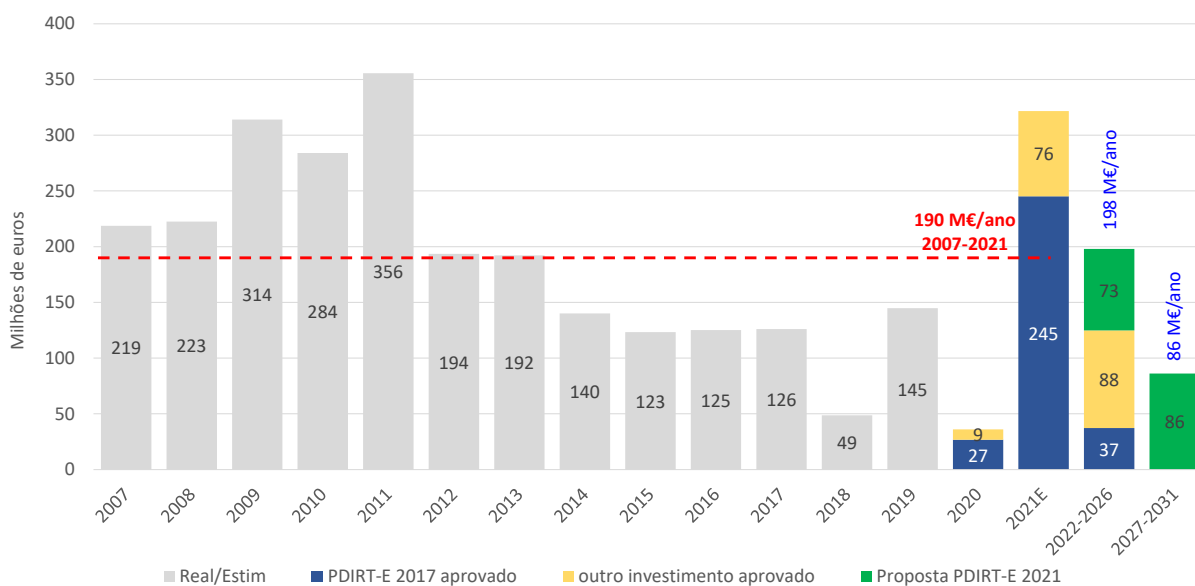
Figura A.6 - 3 – Desagregação temporal do investimento (e participações) a concretizar 2022-2026



Fonte: ERSE, REN

Analisando apenas a evolução do investimento na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ou seja, excluindo a atividade de Gestão Global de Sistema (26,8 M€), verifica-se que, ainda assim, se assistirá uma redução dos valores médios anuais face ao histórico dos últimos 15 anos, que se situa nos 190 M€/ano, como demonstra a figura seguinte.

Figura A.6 - 4 – Evolução dos montantes anuais de transferências para exploração (TEE)



Fonte: ERSE, REN

A.7 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021

À semelhança das propostas de PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2019, o operador da RNT mantém a classificação dos projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos: Projetos Base e os Projetos Complementares.

1 PROJETOS BASE

Os projetos de investimento classificados como «Projetos Base» totalizam no quinquénio 2022-2026 cerca de **319,0** milhões de euros, divididos em dois blocos de investimento, com um primeiro bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com **292,3** milhões de euros, e um segundo bloco de projetos afeto à atividade de Gestão Global de Sistema, com cerca de **26,8** milhões de euros.

Nos Projetos Base estão incluídos aqueles projetos que o operador da RNT considera serem essenciais para que “possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço”. Inclui igualmente os projetos decorrentes de “compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação, nomeadamente os aprovados em sede de PDIRD-E”.

O operador da RNT agrega os Projetos Base nas seguintes categorias:

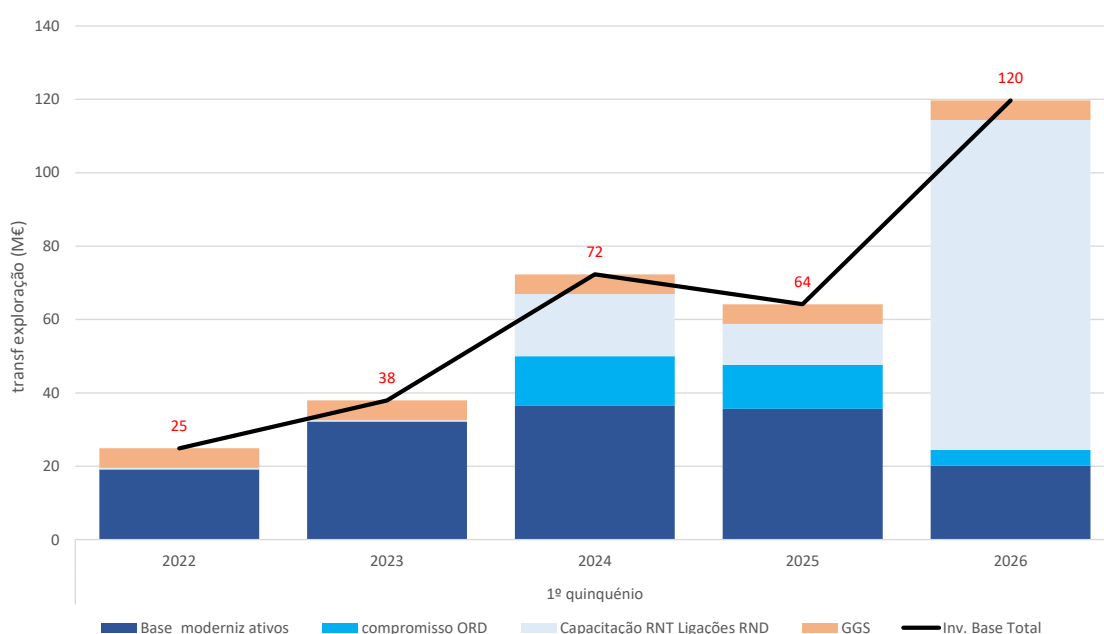
- 1) Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT;
- 2) Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviço dos atuais pontos de entrega ao operador da RND;
- 3) Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados nas propostas de PDIRD-E;
- 4) Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional.

Como novidade introduzida nesta proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT cria uma nova categoria de Projetos Base de reforço da rede interna “com vista a dar resposta a necessidades adicionais de

capacidade, na sequência de resposta favorável da DGEG, sem pronuncia do GTGSEN, à ligação à rede a um número muito significativo de UPP e UPAC, num montante global de potência de 1,5 GVA ...”³³.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2021, de um montante global de **319,0** milhões de euros em Projetos Base a concretizar até 2026, o operador da RNT solicita emissão de DFI para **297,6** milhões de euros, ou seja 93% do investimento proposto em Projetos Base. Significa que, os restantes **21,4** milhões de euros, serão objeto de apreciação em sede de PDIRT-E 2023.

Figura A.7 - 1 – Desagregação temporal do investimento em «Projetos Base» (custos totais)



Fonte: ERSE, REN

Os projetos incluídos neste primeiro bloco de projetos base 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, num total de **91,3** milhões de euros.

Associado à obsolescência dos principais ativos da RNT, linhas e subestações, o operador da RNT propõe um conjunto de remodelações de ativos num horizonte de médio e longo prazo. Assim, a proposta de PDIRT-E 2021 descreve as necessidades de investimentos em remodelação de equipamentos da RNT, decorrentes de análises efetuadas pelo operador da RNT aos riscos de operação de equipamentos com

³³ Ao abrigo dos Despachos da DGEG n.º 41/2019, de 30 de novembro, e n.º 43/2019, de 23 de outubro, no caso das UPP, e ao abrigo do Despacho da DGEG n.º 46/2019, de 30 de dezembro, no caso da UPAC.

sinais de insuficiência funcional ou obsoletos, tendo por base a estratégia de gestão de ativos atualmente seguida pela empresa, assente numa metodologia de avaliação que se traduz por um indicador proposto pelo operador da RNT denominado Indicador de Estado do Ativo (IE).

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 de PDIRT-E 2021 apresenta um conjunto de informação sobre cada projeto, nomeadamente o valor do mesmo, os ganhos esperados em termos de evolução do estado do ativo e o ganho esperado em termos de custos evitados com manutenção.

À semelhança da proposta de PDIRT-E anterior, sem aprovação até à data, o operador da RNT disponibiliza informação sobre o custo resultante da não realização dos projetos de modernização, em termos de aumento dos custos de exploração desses ativos. Em termos globais, é ainda apresentada a comparação entre o custo associado à opção de uma eventual substituição de todos os ativos em fim de vida útil contabilística e a opção de se realizar apenas o investimento da atual proposta de PDIRT-E 2021.

GESTÃO DO FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

De acordo com a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2021, nos próximos cinco anos, mais de 900 km de linhas deverão alcançar os 30 anos de operação, enquanto nos cinco anos do segundo quinquénio do plano, mais 700 km deverão também atingir essa idade. Importa relevar que, num total de cerca de 8900 km³⁴ atualmente em exploração, mais de metade deste parque de linhas atingirá o fim de vida útil contabilística no horizonte do PDIRT-E 2021.

Num cenário hipotético, o operador da RNT afirma que, se fossem efetuadas ações de remodelação e renovação a todas as linhas em final de vida útil, o investimento de substituição necessário seria superior a **200** milhões de euros, um montante dez vezes superior aos **20** milhões de euros propostos em ações preventivas de remodelação e renovação. Segundo a proposta de PDIRT-E 2021, atualmente o foco é a remodelação das linhas de 400 kV, optando o operador da RNT por, através de ações de *uprating*, aumentar a capacidade das linhas que se insiram em eixos estruturantes ou que façam parte da rede interna afeta à interligação com a rede espanhola.

³⁴ Comprimento dos corredores de linha no final de 2020.

No que respeita a transformadores de potência, a caracterização da atual RNT mostra que cerca de 35% dos transformadores MAT/AT e autotransformadores tem uma idade média acima de 25 anos, o que significa uma maior probabilidade de futuras necessidades de substituição de equipamento em função dos estudos de fiabilidade do equipamento e monitorização dos custos de manutenção, tendencialmente crescentes. Num exercício equivalente ao das linhas, o operador da RNT afirma que, se fossem efetuadas ações de remodelação e renovação a todo o equipamento instalado em subestações quando este atinge o seu fim de vida útil contabilístico, o investimento correspondente ascenderia a mais de **350** milhões de euros, com igual rácio 5:1 face aos **70** milhões de euros propostos pelo operador da RNT para o primeiro quinquénio.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2021, do montante de cerca de **145,2** milhões de euros previstos na proposta de PDIRT-E 2021 em ações de renovação, **88,9** milhões de euros dizem respeito ao triénio 2022-2024, relativos a ações de remodelação de linhas (*uprating* ou substituição de cadeias de isoladores) e equipamento instalado em subestações (sistemas de proteção e comando³⁵ e aparelhagem MAT/AT).

Análise e comentários

No global, e em linha com a sua posição nos pareceres anteriores às propostas de PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2019, a ERSE admite a necessidade efetiva de substituição de equipamento com elevado tempo de utilização, nomeadamente aquele equipamento em fim de vida útil que apresente níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço.

Esta posição está alinhada com a fundamentação assumida pela ERSE aquando da criação do Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos da RNT (IREI), criado com o objetivo de incentivar decisões do operador em adiar o investimento em novos ativos não prioritários, procurando, sempre que possível, optar por ações de manutenção, remodelação e renovação dos ativos em exploração.

Ainda assim, a ERSE reitera a sua recomendação para que o operador da RNT continue a aprofundar a fundamentação daqueles projetos de investimento cuja entrada em exploração tenha de ocorrer, obrigatoriamente, até 2026 (primeiro triénio), permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a premência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão, estendendo esta recomendação de maior

³⁵ O tempo de vida útil contabilístico dos sistemas de proteção e comando é de 10 anos, enquanto para a generalidade do restante equipamento de rede, nomeadamente linhas e transformadores, é de 30 anos.

fundamentação e justificação da necessidade e da urgência de concretização aos restantes «Projetos Base» que o operador da RNT prevê concretizar durante o primeiro quinquénio, e para aos quais solicita DFI.

A ERSE reitera igualmente a necessidade de o operador da RNT continuar a desenvolver esforços para quantificar e monetizar o restante impacto na rede e nos consumidores, associado a falhas de equipamento resultante da opção da não realização da ação de modernização, em acréscimo à informação já disponibilizada pelo operador da RNT, sobre o sobrecusto decorrente do adiamento da realização de um dado projeto de investimento, resultando num custo superior em caso de falha, por exemplo, com a reposição dessa falha de serviço.

Noutra perspetiva, e em linha com o recomendado pelo Conselho Consultivo, a ERSE recomenda o acompanhamento contínuo da evolução da qualidade de serviço e, além disso, a avaliação do impacto de um eventual cenário em que seja necessário proceder a uma substituição massiva de um determinado grupo de ativos, que tenha de ocorrer num período de tempo reduzido (seja por obsolescência, seja por idades muito próximas).

Sem prejuízo da necessidade de investimento em renovação de rede, a evolução das redes, aliada a um menor crescimento ou mesmo a uma estagnação do consumo, poderá originar um decréscimo dos fatores de carga a que estão sujeitos alguns equipamentos, aumentando desse modo a sua vida útil muito para além da vida contabilística, o que pode resultar no adiamento da necessidade da sua substituição.

Na mesma linha de pensamento, o ambiente de incerteza em torno da evolução do setor energético justifica que se adote uma posição de prudência, e que se procure retirar o máximo proveito dos ativos existentes, utilizando sistemas de monitorização em tempo real da operação dos equipamentos e do seu estado físico, com base em modelos e processos de verificação do estado real dos equipamentos na sua operação diária, de forma a fundamentar de forma mais segura as novas decisões de investimento.

A incorporação de soluções de inteligência nas redes, sempre motivada por decisões baseadas numa análise custo-benefício em que seja comprovado que essas soluções apresentam claros benefícios para os consumidores, poderia permitir por um lado a redução de redundâncias da rede e do sistema elétrico, e por outro, o adiamento de investimentos em reforço de rede e a redução de custos de manutenção, com um maior foco em ações de prevenção e menos de correção.

A ERSE reitera a sua posição expressa aquando do Parecer à proposta de PDIRT-E 2019 no sentido de se simplificar a informação disponibilizada para investimentos de menor dimensão (embora não de menor importância), em termos de análise custo-benefício. A ERSE recomenda que para equipamentos com volumes de investimento individual reduzido, o operador da RNT agregue esses mesmos investimentos por programa de investimento e por classe de ativo, quantificando apenas o montante anual a investir para o agregado dos investimentos. A ERSE recomenda que apenas seja individualizada a informação para aqueles equipamentos ou projetos cuja dimensão do investimento o justifique, como é o caso de substituição de transformadores/autotransformadores ou o caso de remodelação de subestações.

Esta recomendação permitirá ainda facilitar a supervisão da implementação do PDIRT-E, competência atribuída à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, na atual redação que lhe é conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de julho.

RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS E GESTÃO INTEGRADA DA VEGETAÇÃO

Integrado no bloco de gestão de ativos, o operador da RNT identifica no ponto 4.6 da proposta de PDIRT-E 2021 um conjunto de projetos de investimento, num total de **53,9** milhões de euros, no âmbito da “Resiliência e adaptação às alterações climáticas”, e cuja concretização, segundo o operador da RNT, permitirá aumentar a resiliência das infraestruturas face aos efeitos da alteração do clima.

Em particular, é proposto investir na otimização da gestão da vegetação e faixas de combustível, associadas aos corredores de linhas, num montante total da ordem de **40,1** milhões de euros, complementado com intervenções ao nível das próprias infraestruturas de rede e equipamento instalado nas linhas aéreas, num total próximo de **13,7** milhões de euros, de modo a minimizar a probabilidade de incidentes que coloquem em causa a segurança da RNT.

No mesmo ponto são ainda identificados os principais pontos críticos associados às alterações climáticas, bem como as vulnerabilidades das infraestruturas da RNT, e respetivas medidas de mitigação, ou seja, quais os investimentos a realizar e os ativos a intervir.

Importa realçar que, até à data, os custos decorrentes de intervenções para controlo da vegetação nas faixas de proteção e na envolvente das infraestruturas da RNT eram considerados custos operacionais (OPEX), pelo que, ao incluir estes custos na proposta de PDIRT-E 2021 como investimentos, o operador da RNT poderá estar a transferir uma parte destes custos de OPEX para CAPEX.

Análise e comentários

Sobre este tema, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário lembraram a vasta experiência recente quanto a eventos associados a alterações climáticas e respectivas consequências destes em termos de falhas graves na operação das redes, conduzindo a indisponibilidades prolongadas dos mesmos e a custos elevados de reparação. Consideram ambos os conselhos que, uma calendarização adequada dos investimentos que leve ao aumento da resiliência das infraestruturas é de significativa importância, e, como tal, estes investimentos são justificados, com particular destaque para os projetos de gestão de faixas de combustível, que devem ser coordenados com os planos municipais.

A ERSE revê-se nesta posição, partilhando ainda a recomendação de que seria importante melhorar a informação relativa a estes projetos de investimento, apresentando um maior grau de desagregação, de modo a permitir caracterizar e avaliar com rigor os benefícios da concretização dos mesmos.

Já quanto à classificação dos custos associados a este tipo de investimentos, designadamente como CAPEX ou OPEX, a ERSE sublinha a posição do Conselho Tarifário que refere que *“a contabilização e reconhecimento nas demonstrações financeiras como OPEX ou CAPEX deve seguir os normativos contabilísticos em vigor e auditados por entidade externa independente.”*

A ERSE realça, contudo, que esta questão não foi consensual na consulta pública. Se por um lado, a complexidade dos projetos propostos se traduzirem numa efetiva melhoria da condição das infraestruturas, os custos poderão ser classificados como CAPEX. Por outro lado, este tipo de investimentos consiste maioritariamente na realização de ações de manutenção, com objetivo de garantir boas condições de operação em segurança das linhas, ao mesmo tempo que visam garantir o cumprimento dos regulamentos técnicos de segurança. Como tal, deveriam ser considerados OPEX.

Assim, sobre estes investimentos e independentemente da evidência da necessidade da sua concretização, a ERSE considera que gastos desta natureza devem ser contabilizados como gastos de exploração, tal como têm sido reportados pelo operador da RNT à ERSE, até à data. Desta forma protegem-se os interesses dos consumidores na medida em que os gastos ocorridos são ressarcidos, mas não são sujeitos a remuneração.

COMPROMISSOS COM O OPERADOR DA RND E SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO À RND

Neste segundo grande bloco de «Projetos Base», o qual totaliza no primeiro quinquénio cerca **29,9** milhões de euros a custos totais, 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, e, também, na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

Do conjunto de «Projetos Base» relacionados com o apoio à RND, com entrada em exploração até 2026, destaca-se as três fases do projeto «*Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima*», num total de **17,3** milhões de euros, a concretizar entre 2024 e 2026. *Para o efeito*, o operador da RNT prevê a instalação de autotransformação na futura Subestação de Ponte de Lima, que será um ponto central entre o eixo a 400 kV da futura interligação Minho-Galiza e os eixos a 400 kV provenientes de Pedralva, e a 150 kV entre Oleiros, Pedralva e Vila Fria. Segundo o operador da RNT, este projeto visa melhorar a segurança de alimentação destas subestações alimentadas por linhas de 150 kV, cujo consumo previsto irá aumentar consideravelmente até 2029. O projeto prevê ainda a otimização de traçados das linhas que alimentam a subestação de Vila Fria.

A proposta de PDIRT-E 2021 prevê ainda um reforço na capacidade de transformação, designadamente na subestação de Divor e Ourique, com um investimento total agregado de **6,2** milhões de euros, para fazer face a um esperado aumento da procura. Estes dois projetos de reforço da capacidade de transformação acrescem ao investimento em substituição de unidades em final de vida útil, com destaque para as subestações de V. P. Aguiar, Carregado, Pereiros e R. Maior, num total de cerca de **12,9** milhões de euros.

CAPACITAÇÃO DA RNT PARA LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO NA RND

Em complemento com o exposto no ponto anterior quanto às necessidades de reforço da RNT para fazer face à segurança de abastecimento (e garantia da continuidade e qualidade de serviço) e para dar resposta a compromissos assumidos com o operador da RND na criação de novos pontos de entrega, o operador da RNT introduziu na proposta de PDIRT-E 2021 esta nova categoria de Projetos Base, associada à inversão do trânsito de potência de AT para MAT, devido à produção de UPP/UPAC ligadas fisicamente à RND.

Segundo o operador da RNT, estes são projetos que visam capacitar a RNT para fazer face aos impactos de um volume cada vez maior de produção descentralizada ligada à RND, e que em algumas subestações resulta num volume de capacidade de produção instalada que excede a carga aí ligada, facto que em função

do cenário de exploração pode originar a inversão dos trânsitos de potência de jusante (AT) para montante (MAT). Segundo o operador da RNT, esta inversão constitui um problema no caso da falha de alguma unidade de transformação instalada (N-1), podendo colocar em causa a produção injetada na RND e em especial o abastecimento do consumo da RND pela RNT.

De acordo com o referido na proposta de PDIRT-E 2021, tendo em conta a capacidade já atribuída pela DGEG em UPP e UPAC, num total de cerca de 1500 MVA ligada fisicamente à RND, os estudos levados a cabo pelo operador da RNT conduziram à necessidade de reforço de algumas subestações, num total de investimento da ordem de **30,8** milhões de euros, sendo ainda necessário a construção de duas novas linhas de 400 kV na região centro, num total de **86,4** milhões de euros, num total global de cerca de **117,2** milhões de euros, que representa quase 40% do total a investir em Projetos Base até 2026.

Análise e comentários

Em linha com os Conselhos Tarifário e Consultivo, a ERSE sublinha a importância do reforço da capacidade de receção na fronteira MAT/AT, sempre que sejam identificadas situações estruturais de falta de capacidade, resultando de decisões e estudos conjuntos elaborados de forma coordenada por ambos os operadores de rede. Em especial, quando em causa estejam situações de congestionamentos causadas por inversão de trânsitos de potência (RND para a RNT), e quando estes congestionamentos sejam estruturais, pois caso não sejam, há outras soluções técnicas com menor custo para os consumidores.

De facto, sendo uma grande parte dos 1500 MVA associado a instalações de autoconsumo, não é esperado que exista uma ocorrência sistemática destes congestionamentos por excesso de produção injetada na RND, até porque esta capacidade atribuída teve resposta favorável do operador da RND.

A ERSE recorda que, sendo a maioria dos projetos UPP e UPAC de potência inferior a 1 MW, essencialmente destinados ao autoconsumo ou a pequena produção junto ao consumo, não é expectável a ocorrência de trânsitos de energia significativos, pelo que questiona se é efetivamente justificada a calendarização destes investimentos com a dimensão e montante propostos, pois essa produção ficará associada ao consumo.

Sendo a injeção nas redes resultante de produção embebida caracterizada por alguma incerteza e volatilidade, a decisão sobre a realização de projetos com este fim deveria ser reponderada e avaliada à luz da aplicação de instrumentos baseados em análises probabilísticas de risco. Como alternativa ao reforço proposto, deve ponderar-se a implementação de gestão ativa da procura, bem como o recurso a instrumentos de limitação e corte temporário de produção, associados à existência de mercados de flexibilidade local e à integração de tecnologias com soluções de armazenamento

Da análise que a ERSE realizou aos dados de utilização as subestações em causa, apenas em 3 delas (Tavira, Bodiosa e Carvoeira, se verificaram utilizações médias no sentido de jusante (AT) para montante (MAT) superior a 40% do tempo, e sempre abaixo de 50% da capacidade nominal de transformação instalada, pelo que em regime N-1, e admitindo sobrecargas temporárias, não é clara a necessidade imediata de reforço de transformação destas subestações, e menos ainda das restantes cinco.

Não obstante, ao longo dos próximos anos, com o aumento da penetração de produção renovável ligada à RND, pode ser necessárias ações pontuais de reforço. Nesse sentido, a ERSE recomenda que, previamente à aprovação destes investimentos, o operador da RNT fundamente a necessidade dos mesmos com estudos realizados em conjunto com o operador da RND, e para esses casos, caracterize essas situações de carência, indicando o seu grau de ocorrência (numero de horas esperadas de congestionamento) e os volumes de potência associados. Esta preocupação sobre estudos conjuntos, é também expressa pelo Conselho Consultivo que recomenda garantir que os processos de decisão de investimento em nova capacidade de transformação resultem de uma maior coordenação entre as entidades licenciadoras e os operadores das redes, permitindo antecipar e prever as necessidades efetivas de reforço.

Assim, na versão final de proposta de PDIRT-E 2021 a ser submetida ao Concedente para aprovação, a ERSE recomenda que sejam identificados os dados e outra informação relevante que fundamentam, de forma mais clara, a urgência da necessidade dos referidos investimentos em cada uma das localizações concretas abrangidas e qual a potência adicional que resultará da concretização dos projetos propostos nesta rubrica, expurgada da ligação das potências já atribuídas. Verificando-se que são pontuais as situações que poderão justificar esses investimentos, propõe-se mesmo que seja ponderado o seu adiamento, já que existem soluções técnicas alternativas que as poderão resolver.

Até lá, a ERSE recomenda ao operador que pondere a recalendarizar destes investimentos (previsto na proposta de PDIRT-E 2021 para 2024-2026), adiando para o segundo quinquénio a concretização deste montante de **117,2** milhões de euros da rubrica “capacitação da RNT para ligação de múltiplas unidades de pequena produção ligadas à RND”.

A ERSE reforça ainda a sua posição expressa no anterior Parecer, em que recordou a periodicidade bienal dos PDIRT-E permite efetuar uma avaliação continuada e progressiva destas necessidades, garantindo uma correta avaliação deste tipo de soluções como veículo de concretização para a desejada transição energética.

GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Fazendo igualmente parte dos Projetos Base, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2021 um montante total de **26,8** milhões de euros de investimento afeto à atividade de Gestão Global de Sistema, repartidos igualmente pelos cinco anos do primeiro quinquénio. Este investimento reparte-se por diferentes rubricas, mas sem informação do montante alocada a cada uma.

- 1) Projetos na Rede de Telecomunicações e Segurança (RTS), destinados a assegurar as condições necessárias à gestão técnica global do SEN, e cujas necessidades acompanham o desenvolvimento da RNT, 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.
- 2) Projetos associados diretamente à atividade de despacho, incluindo-se o upgrade do SCADA, para adaptação deste às exigências dos novos códigos de rede europeus, designadamente as novas regras de regulação secundária automática (aFRR), e a substituição integral do Sistema de Mercados (SIME) por obsolescência tecnológica e necessidade de se adaptar à transformação em curso em termos de mercado de serviços de sistema.
- 3) Projetos de reabilitação e adequação de edifícios administrativos, devido à sua idade e a necessidade de se efetuar melhorias em algumas destas instalações (matérias de segurança).

Análise e comentários

Realçando um comentário recebido do Conselho Tarifário, a ERSE entende que, por uma questão de transparência, a proposta de PDIRT-E 2021 deveria incluir uma fundamentação dos investimentos propostos na atividade de Gestão Global de Sistema, bem como a sua valorização, com vista a uma análise geral do impacto dos mesmos no sistema elétrico.

A ERSE partilha ainda a posição do Conselho Consultivo sublinha que, tendo por base as informações presentes na proposta de PDIRT-E, os projetos afetos à Gestão Global do Sistema são críticos, quer sejam relacionados com infraestruturas de telecomunicações de segurança ou relacionados com sistemas de supervisão de segurança e apoio ao mercado, contribuindo para o correto funcionamento em tempo real do SEN.

2 PROJETOS COMPLEMENTARES

Os projetos de investimento dedicados ao aumento da atual capacidade de receção de nova potência renovável representam, por si só, cerca de 60% do investimento total em projetos complementares ao longo dos dez anos de horizonte do PDIRT-E 2021, num total que ascende a **336,2** milhões de euros.

No entanto, no primeiro quinquénio, o operador da RNT apenas calendariza cerca de **20%** do total a investir (**73,0** milhões de euros), com a particularidade desse investimento estar previsto apenas para os anos 2025-2026. Para o segundo quinquénio está calendarizado o maior volume, com **263,3** milhões de euros, ou 60% do total, a investir nesses 5 anos.

Ao contrário dos anteriores exercícios de PDIRT-E, na atual proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT não identifica até 2026 nenhum novo eixo estruturante a 400kV, recaindo o investimento no reforço de eixos já aprovados no PDIRT-E 2017 (já existentes ou em construção) na região do Minho. É ainda proposto um montante de **44,4** milhões de euros dedicado a dotar as principais linhas de transporte de circuito duplo, ainda que, numa fase inicial, funcionem só com um circuito, otimizando-se assim a ocupação territorial e minimizando problemas de licenciamento de novas linhas e novos corredores.

Finalmente, previsto para o último ano do quinquénio (2026), o operador da RNT quantifica o investimento a realizar na segunda fase do projeto de receção de produção eólica offshore ao largo de Viana do Castelo (2026-2027), num montante total de **17,5** milhões de euros, que soma aos mais de **50** milhões de euros já investidos na primeira fase (instalação do primeiro cabo submarino a 150kV, já em exploração, e ligado em terra à RND, permitindo receber a produção resultante dos 25 MVA instalados e comparticipados através de fundos europeus e ambientais, sem qualquer custo para os consumidores). É ainda quantificado o montante a investir na terceira fase, da ordem dos **50** milhões de euros, mas a decorrer no segundo quinquénio (2027-2031).

Importa ainda ter presente que, neste mesmo período que decorre de 2022 a 2026, serão concretizados todos os restantes projetos complementares já aprovados em sede de PDIRT-E 2017, num montante de **295,2** milhões de euros, (mas objeto de recalendarização³⁶), destacando-se o adiamento da interligação

³⁶ Pelo seu carácter estratégico, o operador da RNT refere que a concretização de todos esses projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2017 “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”.

Minho-Galiza para o início de 2024, e a antecipação de 2024 para 2022 do eixo a 400kV no Alentejo (Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira).

Até 2026 é esperada a entrada em exploração de um conjunto amplo de novos ativos estruturantes da RNT, num montante global próximo de **370** milhões de euros, dos quais, lembre-se, apenas **73,0** milhões de euros estão inscritos na proposta de PDIRT-E 2021.

CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

Ao longo da proposta de PDIRT-E 2021, é notória a preocupação do operador da RNT em chamar a atenção para a importância da integração de um volume cada vez maior de produção a partir de fontes de energia renovável, que, segundo o próprio, é colocada em causa por não existir atualmente capacidade de receção disponível no universo de subestações da RNT.

No ponto 6.7, o operador da RNT fundamenta essa afirmação, quantificando toda a capacidade já atribuída/cativa e ainda não ligada à rede, num montante superior a 10 GW, incluindo 7,3 GW de solar. O operador quantifica ainda o volume de capacidade atribuída pelo operador da RND ao abrigo dos despachos DGEG 41/2019, 43/2019 e 46/2019, sobre a qual o operador da RNT não é consultado³⁷.

Incluído neste volume de 10 GW, a proposta de PDIRT-E 2021 faz ainda referência à possibilidade de um aumento adicional da capacidade de receção na região Sul na sequência da desclassificação da central de Sines (1200 MW), ainda que considere um acréscimo de apenas 400 MW, uma vez que 800 MW estão cativos para uma futura central a carvão com tecnologia que permita baixas emissões de gases de efeito de estufa³⁸.

Como metodologia, o operador da RNT tem em consideração: 1) as licenças de produção já atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo da anterior redação do Decreto-Lei n.º 172/2006; 2) os Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) emitidos por ambos os operadores ao abrigo da alínea a) do n.º 2 artigo 5.º-A da nova redação; 3) os TRC resultantes dos leilões realizados em 2019 e 2020 ao abrigo da alínea c) do mesmo

³⁷ Inclui a potência já ligada, aquela ainda não ligada mas com capacidade atribuída anteriormente ao DL 76/2019; a capacidade relativa a Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo da alínea “a)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019; a capacidade relativa a Títulos de Reserva de Capacidade no âmbito dos leilões de 2019 e 2020 (ao abrigo da alínea “c)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019), a capacidade decorrente de UPP e UPAC com potência atribuída ao abrigo dos despachos DGEG 41/2019, 43/2019 e 46/2019, e, finalmente, a capacidade inerente aos Acordos celebrados entre os promotores e o operador da RNT para a integração na RNT de novas centrais (ao abrigo da alínea “b)” do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019).

³⁸ De acordo com a Portaria n.º 1074/2006.

artigo; e ainda 4) as pronúncias do GTGSEN e do ORD, incluindo UPP e UPAC, e respetivas cauções pagas ou em pagamento. O resumo dessa informação é apresentado com mais detalhe no Anexo 13 da proposta.

Para demonstrar a dimensão do desafio que é colocado aos operadores, o operador da RNT refere que, ao longo dos últimos anos, foi chamado a pronunciar-se sobre mais de 4000 pedidos de ligação à RNT e à RND, num total de cerca de 270 GW, excluindo aqueles pedidos efetuados exclusivamente ao operador da RND, sobre os quais não é chamado a pronunciar-se.

Em termos de capacidade disponível, o operador da RNT refere não ser possível avaliar qual a capacidade de receção que se estima vir a estar disponível no curto prazo nas instalações em MAT ou AT.

Já sobre a capacidade disponível a médio/longo prazo, ou seja, aquela que resultará da concretização dos projetos já aprovados, ou em aprovação, operador da RNT quantifica a capacidade adicional associada a cada projeto inscrito na proposta de PDIRT-E 2021, num total de 3 GW, essencialmente na região Norte e Centro.

Em particular, destacam-se aqui os seguintes projetos:

- Reforço da atual RNT a 400 kV na região do Minho, estimado em 300 MW, bem como o reforço de capacidade em outras zonas num total de 50 MW.
- Reforço da transformação MAT/AT em 8 subestações, acrescido da concretização de duas novas linhas a 400kV na região centro, num total de 1700 MVA, mas dos quais 1500 MVA dos quais estão já atribuídos pela DGEG a UPP e UPAC.
- Na região Norte há ainda 2 novos projetos, mas calendarizados no segundo quinquénio, com cerca de 400 MVA de capacidade adicional cada um (mas a nível local), a que acresce 100 MVA associados ao projeto Pedralva-Sobrado.

Há ainda um conjunto de projetos que foram objeto de acordo ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei 76/2019, totalmente comparticipados por promotores, num total de 3,5 GW. Assim, no total, há 6,5 GW de nova capacidade de rede, mas que já está quase totalmente atribuída ou cativa.

Análise e comentários

Dando expressão aos comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE regista com apreensão a evolução da capacidade de receção disponível para ligação de nova produção, tendo em conta os

investimentos já aprovados e em apreciação, face às ambiciosas metas definidas, nomeadamente no PNEC 2030.

Importa relembra, que considerando os investimentos aprovados em grandes eixos de 400kV, desde o PDIRT-E 2017 até à proposta atual de PDIRT-E 2021, incluindo desde já os eixos objeto de acordo com promotores, em causa está um montante superior a **500** milhões de euros (embora parte totalmente participado), a que acrescem ainda todos os restantes investimentos em reforço da RNT em termos de capacidade de transformação.

Sem prejuízo da necessidade de reforço da RNT, em termos de expansão da mesma para integrar este volume cada vez maior de capacidade de receção de nova produção, importa discutir este desafio que se coloca ao operador da RNT por um lado, e aos promotores e consumidores por outro, com estes últimos a serem chamados a suportar a generalidade dos encargos que não sejam cobertos por participações de reforço da rede por parte dos promotores.

Em especial, há dois aspetos que importa referir: Em primeiro lugar, a nova capacidade de produção será ligada não apenas na RNT mas sobretudo na RND ao nível da AT, obrigando a uma coordenação entre ambos os operadores para identificar lacunas ao nível da capacidade de transformação na fronteira MAT/AT. Sobre este aspeto, no último Parecer à proposta de PDIRT-E 2019, a ERSE demonstrou a sua preocupação pela alegada falta de investimento na fronteira entre ambas as redes, que segundo o operador da RND estaria na origem do indeferimento por parte do operador da RNT sobre a ligação de novos produtores na RND no nível 60kV (mesmo existindo capacidade disponível a RND), motivado por eventuais períodos de inversão dos trânsitos de potência de AT para MAT.

Nesse sentido, a ERSE recomendou que o operador da RNT incluisse na proposta de PDIRT-E 2021 a identificação das necessidades de rede ao nível da transformação MAT/AT, de forma a criar as condições para que seja possível a ligação de produtores ao nível de 60 kV, sempre que essa fosse a solução mais eficiente do ponto de vista técnico e económico. Este reforço da capacidade de transformação MAT/AT será sempre complementar ao já disponibilizado pelo operador da RNT no que respeita à garantia do abastecimento de consumos da RND.

Nesse sentido, a ERSE regista que a proposta de PDIRT-E 2021 apresenta um conjunto de investimentos em transformação MAT/AT, no total de **30,8** milhões de euros, justificados pelo operador da RNT como meio de fazer face à “resposta favorável da DGEG, sem pronuncia do GTGSEN, a um número muito significativo de UPP e UPAC, num montante global de 1,5 GVA”, para fazer face a situações de n-1 nas

subestações em causa, e num cenário de inversão do trânsito AT/MAT. A ERSE regista como positiva a disponibilização desta informação, embora recomende que o operador da RNT fundamente em que cenários de produção e consumos essa inversão se verificaria, e com que frequência.

O segundo aspeto que importa comentar tem a ver com a própria utilização da atual capacidade de receção das redes, e metodologia usada para avaliar a viabilidade de novos pedidos de ligação às redes, com origem em ambas as redes. Sem prejuízo da necessidade de cumprimento dos padrões de segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte, em matérias de planeamento e de operação da rede, importa refletir sobre em que situações a ligação de nova produção numa dada subestação coloca em causa esses padrões, designadamente se é uma situação estrutural ou se, por outro lado, se trata de uma questão pontual, associada a uma combinação improvável de cenários extremos.

Importa por isso, repensar o modo como se viabiliza ou inviabiliza a ligação de nova capacidade. Não parece ser eficiente do ponto de vista do desenvolvimento do SEN, que para viabilizar a ligação de mais capacidade se atribua a mesma importância a um cenário com baixa probabilidade de ocorrência, levando à recusa de qualquer capacidade, face a outro de probabilidade superior, em que essa capacidade poderia de facto ser ligada admitindo-se o risco de recorrer a medidas corretivas em caso de desequilíbrio entre produção e consumo na rede.

Esta questão é cada vez mais importante visto existirem hoje em dia um conjunto de obrigações impostas aos produtores em regime de mercado no que respeita a requisitos técnicos que lhes permita limitar a sua injeção ou mesmo serem desligados da rede, de modo automático ou sob ordem do Gestor de Sistema, caso a situação de exploração assim o exija. Além disso, há hoje em dia soluções tecnológicas e equipamentos que se podem instalar na rede de modo a modificar o padrão de trânsitos na mesma em função do grau de carga de uma dada parte da rede, evitando situações de desequilíbrio que coloquem em causa a segurança do sistema e o recurso a medidas corretivas. Estes equipamentos são uma realidade, sendo já usados na rede de transporte inglesa e com resultados que comprovam a sua eficácia, permitindo otimizar a capacidade atual das redes e o adiamento de investimentos e respetivos custos a suportar pelos consumidores.

Claramente, a ERSE recomenda que o operador da RNT estude e pondere a utilização de soluções deste tipo, se a relação custo benefício para o sistema o justificar, como acontece noutros países.

A ERSE recomenda igualmente que sobre reforços de rede, e em linha com o seu comentário já expresso em anteriores pareceres, previamente à decisão de qualquer novo investimento associado a novos eixos

de transporte na RNT, o operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, avalie em que medida o défice de capacidade na atual RNT ou na fronteira RNT/RND, é estrutural, ocorrendo sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano, ou se esse défice corresponde somente a situações pontuais que ocorrem em apenas algumas horas do ano, ou ainda se corresponde a outras situações que resultam da simulação de cenários extremos de hidraulicidade e eolicidade, coincidentes com períodos de baixo consumo e que, por isso, não representam um défice estrutural de capacidade.

A ERSE reforça também a sua recomendação para que o operador da RNT, previamente à decisão de viabilizar ou não uma requisição de ligação, incluindo aquelas relacionadas com ligações físicas à RND, tenha em consideração a tecnologia de produção associada (com diagramas horários de produção diferenciados no caso da solar ou eólica) e tenha em consideração a alteração do paradigma de operação destas centrais que, operando em regime de mercado, têm de obedecer a requisitos técnicos regulamentares específicos que dão ao operador da rede uma maior autonomia na gestão da rede, e que, perante situações pontuais de desequilíbrios, lhe permitem um controlo ativo da injeção destes produtores.

Em termos de metodologia adotada para determinação das capacidades simultâneas da RNT, a ERSE recomenda a realização de estudos conjuntos a realizar com o operador da rede espanhola, no sentido de identificar futuros cenários de ligação de nova produção de ambos os lados da fronteira, incluindo a caracterização da distribuição geográfica e da tecnologia associada a essa nova capacidade portuguesa e espanhola. Esta informação conjunta permitiria, por exemplo, aprofundar os estudos e disponibilizar diferentes gamas de valores de capacidade, com diferentes graus de garantia e de modo probabilístico, ou seja, associando uma maior probabilidade de garantia de ocorrência para valores inferiores de capacidade disponível, enquanto valores superiores de capacidade disponível teriam uma menor garantia de ocorrência. Sem estes estudos, não é possível perceber quais as verdadeiras necessidades de rede, e deste modo, não é possível ao Concedente identificar quais são os projetos que são efetivamente necessários, correndo-se o risco de se concretizar um volume não justificado de projetos com os respetivos impactos nas tarifas a suportar pelos consumidores.

Finalmente, a ERSE recomenda que todas as entidades envolvidas no processo integrado de planeamento, decisão sobre pedidos de ligação e emissão de títulos de reserva de capacidade, e ainda decisores políticos participem na discussão sobre a adequação do atual modelo de acesso às redes num cenário de transição energética, baseado numa forte penetração de produtores a partir de fontes de energia renovável,

associado a soluções de flexibilidade passando por armazenamento integrado com a produção ou participação ativa do consumo na gestão da rede e na oferta de serviços de sistema.

Esta reflexão é importante face ao exigente desafio de integrar toda a capacidade de produção inscrita nas metas definidas no PNEC 2030 e ao crescente interesse de novos promotores, como comprova o elevado número de pedidos a ambos os operadores de rede. A manter-se a atual prática de avaliação da capacidade disponível baseada em critérios determinísticos definidos num contexto diferente do SEN, sem as atuais soluções de flexibilidade, será necessário continuar a expandir a rede com os custos inerentes a suportar pelos consumidores, a que acrescem outras questões como atrasos motivados por licenciamentos ambientais e aprovação social das populações afetadas.

Por esse motivo, a ERSE considera que o futuro deverá passar por um modelo de acesso mais flexível, em que seja disponibilizada capacidade sem caráter firme, ou seja, que a injeção da nova produção renovável ligada às redes possa ser limitada temporariamente quando a operação da rede assim o obrigue. Desse modo será possível maximizar o volume de capacidade instalada ligada a rede, com os inerentes benefícios para o SEN em termos de uma maior concorrência em termos de oferta ao mercado, conduzindo a menores preços de mercado a suportar pelo consumidor final, e menores emissões de CO₂, e no caso de ligações à RND aproximando a produção do consumo local (em especial na RND), potenciando soluções de produção e armazenamento integrado, permitindo deslocar a ponta de utilização da rede.

Adicionalmente, a ligação de mais promotores, permitirá maximizar a receita para o sistema em termos de participações, sem prejuízo de um regime diferenciado e transitório para as novas ligações flexíveis em comparação com as já existentes. Também do lado dos promotores, este regime flexível permitirá naturalmente maximizar as oportunidades de negócio, mesmo que tal não seja possível durante as 8760 horas do ano, criando novos empregos e permitindo dinamizar a economia local.

Naturalmente, um regime de acesso às redes flexível pressupõe uma profunda coordenação entre operadores de rede, como também já foi discutido, garantindo uma gestão integrada e coordenada das redes, criando ainda condições para uma maior participação ativa dos consumidores locais.

OTIMIZAÇÃO OCUPAÇÃO TERRITORIAL INFRAESTRUTURAS DA RNT

Em termos de investimento proposto, como descrito anteriormente, os principais projetos não dizem respeito a novos eixos estruturantes de transporte como na anterior proposta de PDIRT-E 2019. Antes, do total e **73,0** milhões de euros, é proposto um montante de **44,4** milhões de euros dedicado a

preparar as futuras principais linhas de transporte a construir nos próximos anos para suportarem dois circuitos, ainda que, numa fase inicial apenas seja necessário um dos circuitos, criando assim uma reserva estratégica para uma evolução futura da rede mais fácil e mais harmonizada com a ocupação territorial. Este montante abrange ainda a construção de quatro novos postos de corte dimensionados para um número de painéis superior ao tradicional número de painéis na abertura de uma subestação.

Segundo o operador, esta solução permite ultrapassar a cada vez maior dificuldade de construção de novas linhas de transporte e abertura de subestações, nomeadamente em zonas de elevada densidade populacional ou próximo de zonas ambientalmente sensíveis.

Análise e comentários

A ERSE é favorável ao princípio de otimizar os corredores de rede e, se possível criar condições para que a construção de eixos importantes não seja alvo de atraso motivado por questões de licenciamento. Nesse sentido, a minimização do número de novos corredores, através do recurso a linhas duplas, ainda que inicialmente apenas com um terço instalado parece uma solução adequada. Igual avaliação se aplica ao dimensionamento de novas subestações.

A ERSE recomenda, no entanto, que a concretização do segundo terço nestas linhas ou a utilização dos painéis adicionais seja calendarizada em função das reais necessidades.

ACORDO COM PROMOTORES

Como novidade face às anteriores edições de PDIRT-E, no ponto 3.3 da proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT refere a existência de um “Acordo com promotores”, ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que permitirá reforçar a RNT com cerca de 580 km de novas linhas de 400 kV e 4 novos postos de corte igualmente a 400kV. Os custos destes projetos serão integralmente suportados pelos promotores.

Apesar de não existir na proposta de PDIRT-E 2021 informação clara sobre quais os projetos de investimento objeto de acordo, após solicitação direta da ERSE³⁹, o operador da RNT esclareceu que em

³⁹ Email enviado ao operador da RNT a 26.07.2021, e resposta recebida a 02.08.2021

causa estão 21 projetos de investimento, num total próximo de **290** milhões de euros (a custos totais)⁴⁰, totalmente participados pelos promotores signatários do acordo, e classificados como projetos complementares, permitindo integrar 3,5 GW produção a partir de tecnologia solar, distribuídos por todo o território, mas com forte impacto na região interior centro e região sul, embora sem informação sobre a calendarização dos mesmos.

Sobre este conjunto de 21 projetos, refere ainda o operador da RNT que “estes acordos têm a sua realização favoravelmente decidida, estando assim assumidos como um dos pressupostos de base desta proposta de PDIRT”. Refere ainda que “os reforços de rede ... fazem parte do plano enquanto elementos integrantes da estrutura de rede futura, mas não constituem propostas de investimento a apresentar à aprovação...”, sendo apenas avaliados do ponto de vista de avaliação ambiental estratégica (AAE), de forma conjunta com outros investimentos apresentados na presente proposta de PDIRT-E 2021

Este conjunto de reforços, a implementar até 2026, representa cerca de 580 km de novas linhas de 400 kV (simples e duplas) – dando origem a mais de 900 km de novos circuitos de linha – e 4 novos postos de corte, também de 400 kV.

Análise e comentários

A ERSE sublinha a recomendação do Conselho Tarifário e Conselho Consultivo de incluir na versão final de PDIRT-E 2021 a informação detalhada sobre os projetos alvo de “acordo”. De facto, sendo estes projetos considerados essenciais para suprir as necessidades da RNT em termos de falta de capacidade de receção e sendo o PDIRT-E o instrumento de planeamento que identifica os principais desenvolvimentos previstos para a expansão da rede, a construir ou modernizar no período de 10 anos seguintes, não deve ser omissivo quanto a investimentos desta importância.

É compreensível que, aquando da elaboração da proposta de PDIRT-E 2021, o acordo não estivesse concluído e por isso, não houvesse uma descrição dos mesmos. É por isso esperado que o operador da RNT inclua os mesmos na versão final, e que complementasse essa informação com a calendarização e o custo dos projetos, o montante participado e ainda o acréscimo de capacidade que os mesmos representam,

⁴⁰ No total, os Acordos totalizam cerca de 264 M€ a Custos Diretos Externos (290 M€ a custos totais, considerando cerca de 10% de encargos, em linha com a média dos restantes investimentos constantes na proposta de PDIRT-E 2021). Se concretizados no primeiro quinquénio, o ativo bruto total sobe de 814 M€ para cerca de 1028 M€, com participações a subir de 209 M€ para 422 M€

designadamente qual o montante que ficará disponível para outros promotores para além dos signatários do acordo.

Segundo o operador da RNT, o documento de AAE já identifica a zona de corredor territorial onde os projetos irão ser construídos. Esta prática é de salutar, e está em linha com os comentários recebidos na consulta pública, recomendando a ERSE que todos os acordos sejam objeto deste escrutínio, de forma a otimizar não só os custos de investimento, mas também reduzir o impacto territorial das infraestruturas.

COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND, PARA EFEITOS DE LIGAÇÃO DE NOVOS PRODUTORES

Num contexto em que o crescimento da capacidade de nova produção renovável descentralizada ligada à RND não seja acompanhado por um crescimento idêntico das cargas naturais da RND, há uma tendência clara para a ocorrência de situações em que o sentido de fluxos de energia se inverta, com uma crescente injeção de produção na RNT a partir da RND. Nestas situações, a solução tradicional passa por uma eventual necessidade de reforço da capacidade de transformação MAT/AT ou necessidade crescente de investimento em novos eixos de transporte.

Significa assim que será com base na exploração da RND que se identificarão as limitações na RNT. As decisões de planeamento de reforço da RNT devem por isso ser objeto de coordenação entre os dois operadores de rede, resultando da análise de estudos e simulações.

Numa perspetiva mais global, ao nível do SEN, observou-se no passado que o operador da RNT tem sido responsável por decisões de planeamento com vista ao equilíbrio entre produção e consumo, e manutenção dos adequados perfis de tensão 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, o que implicará uma necessidade de reforçar a coordenação dos operadores da RNT e da RND nestes temas.

Nesse 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.

À semelhança de anteriores propostas de PDIRT-E, a atual proposta de PDIRT-E 2021 não apresenta qualquer estudo efetuado em conjunto entre operadores que vise uma adequação dos respetivos planos de investimentos e das condições de exploração das suas redes.

Análise e comentários

O tema da necessidade de aprofundar a coordenação entre operadores de rede e da necessidade de transição para um planeamento mais integrado entre o operador da RNT e o operador da RND foi um tema abordado nos diferentes comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRT-E 2021.

Existe a clara perceção de que há ainda espaço e oportunidade de melhoria na coordenação entre os operadores de rede, nomeadamente na realização de estudos conjuntos que permitam identificar por exemplo quais as verdadeiras necessidades de investimento na fronteira MAT/AT, para que os promotores possam escolher a solução mais eficiente para se ligar à rede, em função da dimensão dos seus parques e da sua dimensão económica. Deste modo, será possível otimizar a distribuição da nova produção renovável pelo território nacional criando coesão regional, não desperdiçando a atual capacidade de receção existente na RND, essencial para dar resposta ao número crescente de novos pedidos de ligação à RND, a maioria dos quais é atualmente recusada por falta de capacidade de transformação na fronteira RNT/RND.

A ERSE revê-se nos comentários do Conselho Tarifário e Conselho Consultivo, que realçaram a importância do trabalho de coordenação desenvolvido entre operadores, e que é mencionado na proposta de PDIRT-E 2021 como meio de contribuir para um desenvolvimento mais eficiente das redes, garantindo a segurança do abastecimento e o cumprimento dos objetivos de transição energética.

A ERSE sublinha igualmente que a ocorrência de situações de inversão de trânsitos na fronteira RNT/RND tenderá a ser mais frequente devido ao incremento exetável da nova geração distribuída e que a necessidade do operador da RNT cumprir os critérios de segurança de planeamento, originará novos investimentos de reforço. Por este motivo, a ERSE recomenda que se pondere uma revisão dos critérios de segurança, visto que, a dinâmica geração-consumo nas redes de distribuição é agora maior, fazendo uso dos avanços tecnológicos das tecnologias de informação a fim de garantir um aumento da inteligência de gestão das redes.

A ERSE recomenda ao operador da RNT que procure identificar e aproveitar essas oportunidades de melhoria no seu exercício de planeamento, adotando soluções de planeamento integrado, não apenas do ponto de vista tradicional de garantia do abastecimento das cargas (injetores), mas igualmente do ponto de vista da inversão de fluxos de trânsito de energia e necessidade de reforço da fronteira RNT/RND,

otimizando a operação conjunta das atuais redes, num novo enquadramento dado pelos códigos de rede europeus, e identificando em conjunto com o operador da RND as efetivas necessidades de transformação MAT/AT, de modo a viabilizar o aproveitamento da capacidade já existente na RND, permitindo diferir no tempo o investimento em outras soluções mais dispendiosas e com um impacto direto nas tarifas a suportar pelos consumidores.

Por outro lado, em termos de benefícios resultantes da concretização dos «Projetos Complementares» já aprovados, designadamente em termos de acréscimo de capacidade de receção adicional, a ERSE regista como aspeto não conseguido nesta proposta de PDIRT-E 2021, o fato do operador da RNT adotar uma metodologia que se traduz por anunciar apenas valores de capacidade garantidos, de dimensão reduzida, condicionando valores superiores a estudos suplementares a realizar. A ERSE considera adequada a prudência do operador da RNT em termos de necessidade de realização de estudos que confirmem a capacidade efetivamente disponível, em função da troca de informação com o operador da rede espanhola, mas, ainda assim, recomenda que o operador da RNT disponibilize uma gama de valores de capacidade, com carácter probabilístico e com diferentes graus de garantia, ou seja, uma maior probabilidade de ocorrência para valores inferiores de capacidade disponível, e, naturalmente, uma probabilidade inferior para valores mais elevados de capacidade. Sem a adoção desses estudos, não é possível perceber quais serão as verdadeiras necessidades futuras das redes, nem demonstrar os benefícios dos investimentos propostos, dificultando ao Concedente o processo de avaliação daqueles projetos identificados como efetivamente necessários, correndo-se o risco de se concretizar um volume não justificado de investimento, com os impactos negativos nas tarifas a suportar pelos consumidores.

GESTÃO DE ENERGIA REATIVA

O tema da gestão de reativa e dos perfis de tensão na rede, e respetivos projetos de instalação de reactâncias shunt, embora seja classificado pelo operador da RNT como projeto base, inserido nos compromissos do RNT com o RND, é em grande parte uma matéria que afeta ambas as redes, de transporte e distribuição, e, por isso, é uma matéria que implica coordenação entre ambos os operadores de rede.

Nesse sentido, nos seus anteriores pareceres às propostas de PDIRT-E, a ERSE sempre realçou a ausência de referência a alternativas à instalação de reactâncias shunt, designadamente uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e RND no que diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de reativa entre redes e o correspondente controlo do perfil de tensão.

Nesse âmbito, não colocando de parte a necessidade de pontualmente se recorrer a equipamentos de gestão de reativa, que devem sempre ser justificados em situações pontuais onde seja demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos, a ERSE reforçou nos seus pareceres a estrita necessidade de que ambos os operadores das redes se coordenem entre si, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede.

Nas anteriores propostas de PDIRT-E, o operador da RNT referiu a alteração do paradigma na gestão de energia reativa na RNT, ao nível da redução dos trânsitos de energia reativa da RNT para a RND, em resultado da correção do fator de potência verificado na RND, consequência da tendência verificada no passado recente e agravada com o aumento de novos circuitos na RNT a 400 kV, geradores de reativa. Como solução, de modo a reduzir o efeito de subida da tensão nos barramentos das subestações devido ao excesso de reativa na rede de transporte, o operador da RNT realçou, “a necessidade de instalar reactâncias para compensação de energia reativa e controlo de tensão”.

Na proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT opta por adiar a concretização dos vários investimentos calendarizados no passado, realçando que a concretização dos mesmos, em especial no sul do país, está dependente da capacidade dos parques solares em absorver o excesso de reativa decorrente da expansão da RNT explorada em vazio, deixando, porém em aberto a possibilidade de ter de ser instalado no final do primeiro quinquénio um equipamento na subestação de Ferreira do Alentejo (3 milhões de euros). O operador da RNT refere ainda que ambos os operadores concordaram que a melhor solução para compensação de reativa é ao nível da RNT e não da RND.

Análise e comentários

Antes de mais, importa recordar que a tendência crescente de reforço da RNT com novos eixos de transporte a 400 kV, justificados como meio de integrar o cada vez maior volume de produção renovável, designadamente solar, principalmente na região sul do país e durante o dia, significa que, durante os períodos de menor consumo, estes circuitos elétricos sejam geradores de reativa, colocando em causa os perfis de tensão na rede. Esta é uma realidade que tenderá a agravar-se até 2026, e que obrigará o operador da RNT a tomar decisões ponderadas, mas eficazes sobre o melhor meio de gerir a reativa na rede e de garantir o cumprimento dos padrões de segurança da RNT.

A ERSE começa por sublinhar a coerência das várias respostas dos participantes expressas na consulta pública, que partilham a ideia de que, a prevista instalação de novas centrais de produção, com destaque

para o aumento da capacidade instalada no parque electroprodutor solar fotovoltaico, poderá ajudar a suprir as necessidades identificadas ao nível da gestão de reativa.

Em particular, a ERSE concorda com o Conselho Tarifário, quando este refere que o contributo das centrais fotovoltaicas com ligação direta a instalações da RNT poderá vir a ser suficiente para o controlo das tensões na rede, evitando assim a instalação de reatâncias, mas, para isso, será importante que seja criado o quadro regulamentar que possibilite ao operador da RNT “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.”

Para além da contribuição dos novos aproveitamentos a partir de fontes renováveis, também as atuais centrais termoelétricas e hidroelétricas convencionais poderão prestar o serviço de controlo de tensão e gestão de reativa. Nesse sentido, a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, já prevê que a contratação de serviços associados ao controlo de tensão e às injeções rápidas de energia reativa, possa ser considerada como um investimento racional nas redes num contexto de transição energética, desde que efetuada através de procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados em regras de mercado.

A ERSE reitera a sua posição expressa em pareceres anteriores de que, sem prejuízo da utilidade que os novos centros electroprodutores solares poderão ter em termos de gestão das necessidades de reativa nas redes, continuará a ser, pontualmente, necessário recorrer à instalação de reactâncias para controlo e gestão dos trânsitos de reativa nas redes, prática aliás em linha com as práticas verificadas em outros países do sudoeste da Europa.

No entanto, a ERSE recomenda que o operador da RNT considere todas as alternativas disponíveis, nomeadamente através da possibilidade de contratação deste tipo de serviços em ambiente de mercado, bem como de coordenar com o operador da RNT uma eventual alteração no paradigma absorção de reativa, permitindo assim adiar a realização de alguns investimentos de equipamento na RNT, com benefícios diretos na redução de encargos a suportar pelos consumidores finais.

Esta coordenação entre operadores é tanto mais necessária, na medida que a gestão do trânsito de energia reativa não deve considerar apenas os impactos ao nível do investimento na RNT, mas, também, o impacto decorrente das perdas de energia elétrica, designadamente as verificadas na rede de distribuição em resultado do trânsito de reativa proveniente da RNT.

A ERSE reafirma a necessidade de interligar a informação sobre a necessidade de projetos na RNT com as devidas referências às necessidades de reforço da transformação MAT/AT no PDIRD-E mais recente.

Em particular, é importante que o benefício associado à redução do risco de energia não distribuída seja considerado em sede de PDIRD-E. Esta articulação entre ambos os planos de desenvolvimento e investimento nas redes, deve ser sempre acompanhado e suportado por estudos e indicadores técnicos que permitam fundamentar essa efetiva necessidade de reforço e demonstrar que as opções de investimento propostas são a mais adequada.

Adicionalmente, a ERSE realça ainda a necessidade de que em futuros exercícios de planeamento, o operador da RNT apresente um balanço do funcionamento da rede, nas zonas em que foram adiados investimentos relativos à gestão de energia reativa, como ocorreu na proposta de PDIRT-E 2019, em que optou por adiar alguns dos mesmos para a proposta de PDIRT-E 2021, agora em apreciação.

CONCORRÊNCIA E REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

Ao longo da última década, resultado dos investimentos realizados pelos operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha, incluindo o reforço interno em ambas as redes de transporte, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a capacidade de interligação disponibilizada pelos operadores para fins comerciais manteve uma tendência de crescimento.

Em concreto, no sentido importador (fluxo de Espanha para Portugal), a capacidade cresceu desde um valor médio de 1100 MW em 2004 para um valor médio de 2977 MW registado em 2020, o que constitui um novo máximo histórico. Também no sentido exportador se verificou um valor médio horário ao longo do ano da ordem dos 3000 MW, embora abaixo do histórico registado em 2019, ano em que o valor médio horário ao longo do ano foi de 3277 MW.

Para além destes máximos históricos ocorridos em 2019 e 2020, destaca-se, por um lado, o facto dos valores mínimos de capacidade registados ao longo do ano não terem sido nulos, mesmo considerando as indisponibilidades temporárias de elementos de rede, bem como as consequentes limitações impostas pela ocorrência simultânea de períodos com forte produção renovável, não armazenável, em simultâneo com períodos de consumo reduzido, com impacto na segurança da operação das redes, e por outro lado, máximos históricos horários registados, em ambos os sentidos, com valores acima de 4500 MW e 5000 MW, respetivamente no sentido exportador e importador.

Em termos de evolução mais recente, realça-se a tendência de crescimento dos valores médios horários de capacidade disponibilizada ao mercado ao longo dos últimos três anos, com destaque para o crescimento de quase 1000 MW de capacidade de importação no sentido importador nos últimos três

anos, que coincidiram com a aplicação do mecanismo de Incentivo à Racionalização Económica do Investimento na RNT (IREI), no período regulatório 2018-2020, que inclui a evolução da capacidade de interligação dentro do indicador de desempenho funcional da RNT.

Para tal, contribuíram vários fatores externos, que compensaram em grande parte o atraso nos investimentos previstos na RNT, designadamente a concretização da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, recalendarizada para o final de 2023. De acordo com a informação publicada anualmente pelo operador no documento “Caracterização das interligações a 31 de dezembro”, existem diferentes fatores que explicam este crescimento:

- Uma menor utilização da interligação Alto Lindoso – Cartelle, no sentido importador.
- A entrada em exploração de novos grupos hídricos, permitindo maior margem de regulação a descer para compensar períodos de excesso de energia renovável e baixo consumo, minimizando as necessidades de limitação do valor da capacidade de importação.

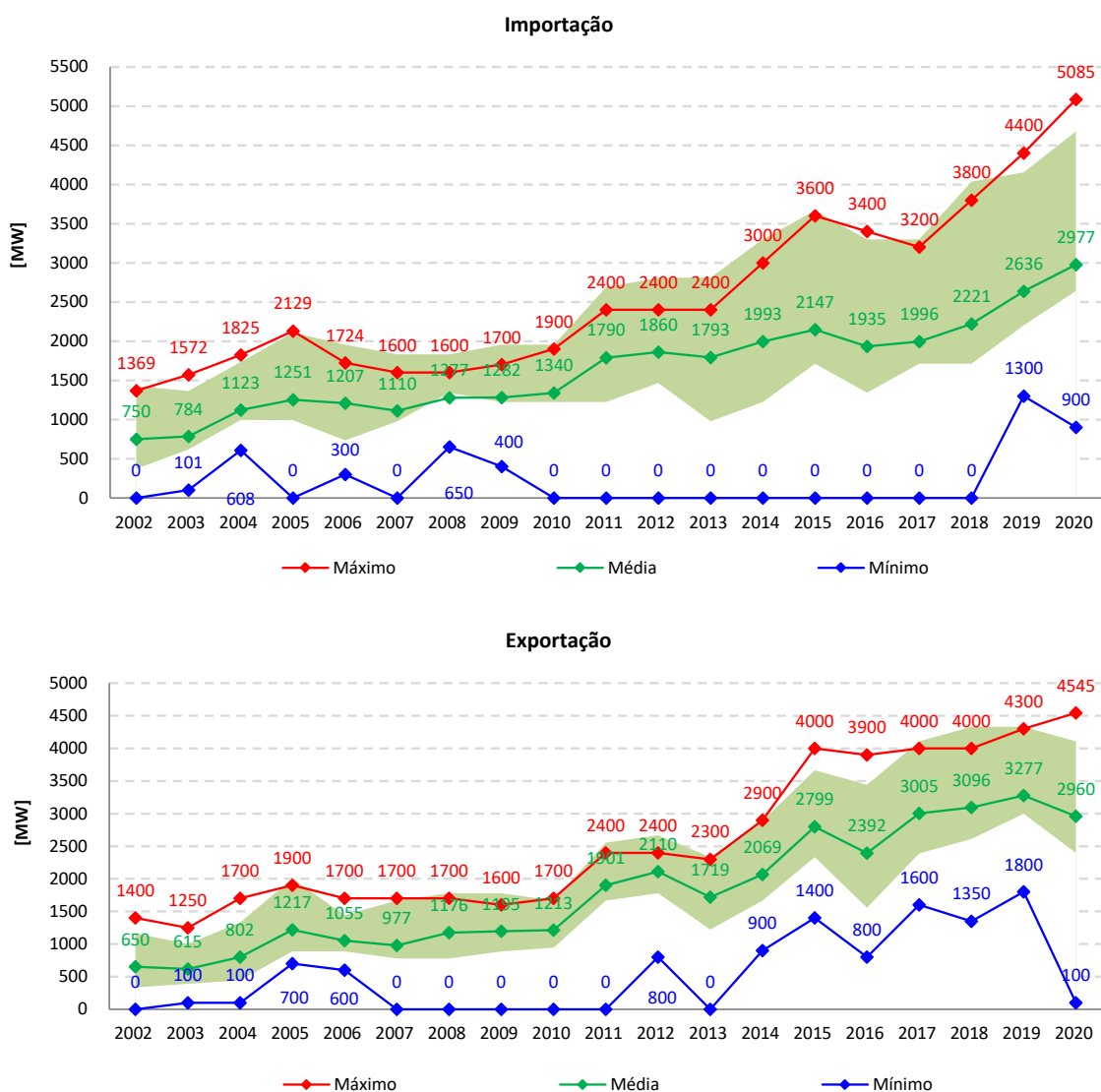
Para além destes fatores, o operador da RNT apresentou ainda três outros motivos que foram determinantes na evolução da capacidade ao longo do triénio 2018-2020:

- A saída de serviço de uma central térmica localizada na Galiza, da ordem dos 1400 MW que provocava um trânsito não comercial na RNT, com importação no Minho e exportação na zona sul de Portugal. Com a saída dessa central, o movimento físico no sentido importador diminuiu, o que resultou num menor ângulo entre os barramentos nos extremos da linha, permitindo disponibilizar mais capacidade ao mercado (deixou de existir o risco de não ser possível religar a linha em caso de disparo, o que sucedia quanto o ângulo era elevado).
- A alteração das regras, imposta pela ERSE em 2018, associadas à redução da capacidade de interligação para evitar “*curtailment*” de produção de energia eólica, que assim deixou de ser efetuada de forma preventiva, passando a ser feita apenas de forma reativa, e que possibilitou valores médios mais elevados.
- E, finalmente, com impacto nos valores de capacidade disponibilizados a partir de 2020, o foco que a questão dos 70% das interligações passou a ter após a publicação do Regulamento UE n.º 943/2019, do Pacote de energia limpa para todos os Europeus, e a alteração da metodologia de cálculo da capacidade de interligação a disponibilizar ao mercado diário, a ser realizada centralmente na área europeia em que Portugal se insere, pela entidade CORESO.

Sobre este último fator, importa analisar mais profundamente o ocorrido:

- A ERSE considera que este fator terá sido essencial no crescimento da capacidade de importação, a par do efeito do próprio incentivo (sinal económico). Esta metodologia, que parte de cenários e regras únicas definidas para todos os ORT, e utiliza dados fornecidos pela REN, efetua um número muito superior de simulações de cenários em diferentes horizontes temporais, o que resulta em valores de capacidade disponibilizada ao mercado mais altos.
- Em paralelo, esta metodologia prevê igualmente que os mercados de operação passem a ter um papel mais importante, tendo que cobrir o risco de necessidades adicionais de reserva, que até aqui o operador da RNT dispensava, ao limitar preventivamente o valor da capacidade de importação, em alturas de menor consumo e maior produção renovável (com tarifa garantida).

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



Fonte: ERSE, OMIE

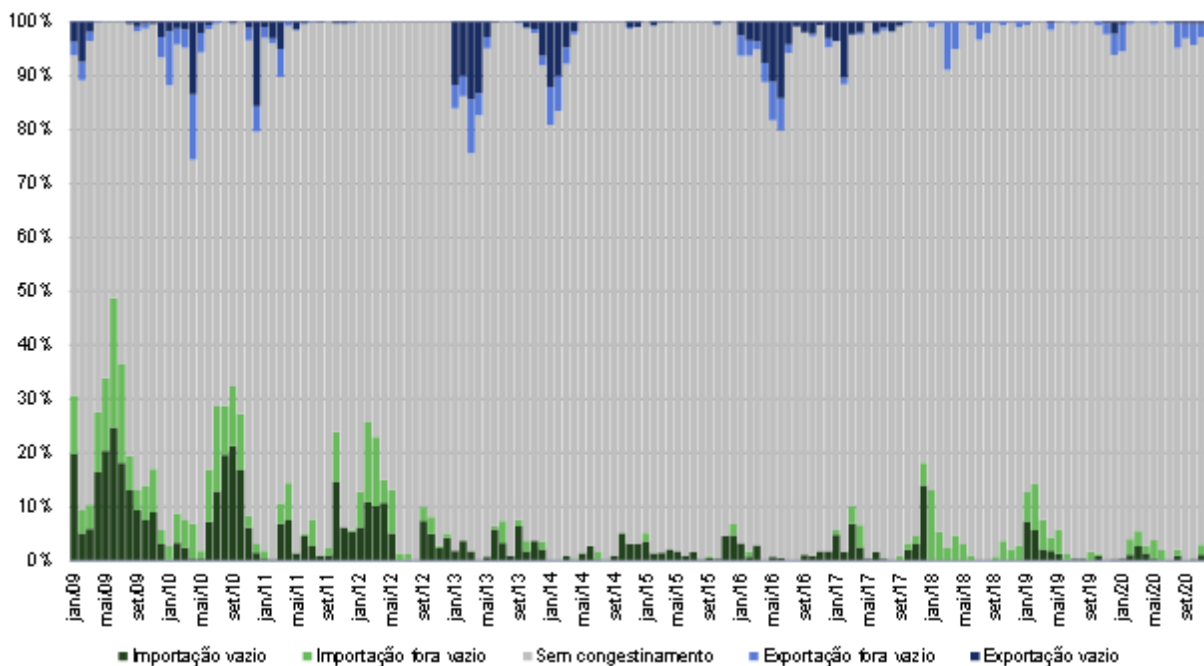
UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Em termos de utilização da capacidade de interligação, regista-se uma tendência de diminuição do número de horas de congestionamento, que passou de taxas superiores a 80% ocorridas no segundo semestre de 2007 para valores médios horários ao longo do último triénio inferior a 1%. Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 453 horas em 2019 para 358 horas em 2020 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma forte integração dos mercados.

Esta redução foi ainda acompanhada de uma diminuição do diferencial de preços entre as áreas de rede portuguesa e espanhola, o que se traduziu igualmente uma redução significativa das rendas de congestionamento. Em 2020, verificou-se um *spread* médio positivo de 0,03 €/MWh, no sentido importador, abaixo do registado em 2019, igualmente no sentido importador de 0,19 €/MWh, mantendo valores razoavelmente baixos ao longo do ano, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2020, sendo possível identificar a redução do número de horas de congestionamento em ambos os sentidos, mas sendo visível o maior número de horas de congestionamento no sentido importador registado no primeiro trimestre de 2019 e 2020.

Figura A.7 - 3 – Evolução da utilização da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMEL

Em termos de projetos afetos ao vetor «Integração de mercados e concorrência», o operador da RNT mantém nesta proposta de PDIRT-E 2021 o projeto «Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado», classificado como PCI, fundamental ao reforço da capacidade de interligação, embora adiado para o segundo quinquénio, como complemento ao eixo de interligação Minho-Galiza, cuja DFI foi emitida em sede de PDIRT-E 2017, embora ainda por concretizar (a calendarização tem sido adiada ao longo do tempo por dificuldades de licenciamento de parte do seu traçado, quer em Portugal, quer em Espanha).

O operador da RNT fundamenta a atual calendarização do projeto «Pedralva-Sobrado» com o aumento expectável de fluxos de energia resultantes dos recentes reforços em centros eletroprodutores localizados na bacia do Cávado e, em particular, os futuros aproveitamentos no Alto Tâmega - «*a data da sua concretização deva ser articulada com a data de entrada em serviço das centrais do Alto Tâmega, de forma a evitar reduções na capacidade de interligação*» - e referindo ser necessário «*manter a capacidade de interligação para fins comerciais no valor objetivo de 3000 MW, designadamente e no caso no sentido de importação, face ao crescimento da geração instalada no norte de Portugal e na região da Galiza*».

Análise e Comentários

A ERSE tem reconhecido desde sempre as vantagens do reforço das interligações com Espanha, como forma de contribuir para a implementação e o bom funcionamento do MIBEL, passo essencial para se

desenvolver o Mercado Interno de Energia na Europa, mas também, como forma de facilitar a integração da produção a partir de fontes de energia renovável. A capacidade assume particular importância não apenas ao nível das trocas comerciais, mas igualmente em situações de emergência na operação das redes dos sistemas elétricos português e espanhol, como já acontecia ainda antes da concretização do MIBEL.

A ERSE, por princípio, é favorável à concretização de todos os projetos classificados como PCI, em linha com a posição expressa em pareceres anteriores. No entanto, recomenda que a sua calendarização seja coordenada com a concretização de outros projetos que partilham o mesmo objetivo, designadamente a Interligação Minho-Galiza. Aliás, sobre o «Eixo Pedralva-Sobrado», a ERSE recorda que este projeto não mereceu emissão de DFI no último PDIRT-E 2017 tendo a decisão sido adiada.

Não obstante a calendarização de ambos os projetos classificados como PCI (interligação e o eixo Pedralva-Sobrado) parecer ser adequada para que se atinja a meta de 3000 MW de capacidade disponível para fins comerciais em ambos os sentidos, a ERSE recomenda que seja realizado um exercício de supervisão sobre os valores de capacidade de interligação efetivamente disponibilizados aos agentes de mercado, de modo a ser aferida a probabilidade do cumprimento do rácio de interligação inscrito de 15%. A ERSE recorda ainda que, a cumprir-se a evolução da capacidade instalada prevista para esse horizonte no RMSA-E e no PNEC 2030, será necessário disponibilizar aos agentes valores de capacidade comercial acima dos 4000 MW em 2030.

Adicionalmente, a ERSE considera que apesar da evolução recente nos valores de capacidade de interligação, com benefícios claros em termos de concorrência no mercado diário e menor custo de eletricidade pago pelos consumidores portugueses, continua a ser fundamental por um lado comissionar os projetos de investimentos relativos à interligação Minho-Galiza, essenciais para uma melhor gestão dos elevados trânsitos de renovável locais, mas, sobretudo, é fundamental que o operador da RNT continue a otimizar a utilização da rede existente procurando maximizar o valor de capacidade oferecido ao mercado diário e o tempo que essa capacidade é oferecida.

Apesar dos referidos bons avanços, parece existir ainda um longo caminho a percorrer neste domínio, em Portugal. A importância das interligações internacionais e da disponibilização do máximo da sua capacidade para o mercado sai ainda mais reforçada com o disposto no Regulamento UE n.º 943/2019, do Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, com uma aposta ainda mais clara na necessidade da harmonização das regras e na aplicação das melhores práticas de atribuição de capacidade por parte dos diferentes operadores de rede de transporte europeus.

Do agora estabelecido, ficou ainda mais claro que a construção de novos eixos internacionais só deverá ser ponderada após estar demonstrado que aqueles já construídos estão a ser plenamente utilizados e são insuficientes para dar resposta às solicitações do mercado. Tendo sido introduzidas novas metodologias para essa verificação, surgiu a necessidade natural de um período de adaptação para a sua aplicação, o que levou a que os operadores das redes de transporte europeus solicitassem a derrogação da aplicação de parte das novas regras às respetivas entidades reguladoras nacionais. Tal como nos restantes países europeus, o mesmo aconteceu em Portugal, tendo a ERSE já concedido derrogações da aplicação de parte das referidas regras durante o ano de 2020 e o ano de 2021.

Apesar das expectativas de se poder vir disponibilizar valores ainda maiores de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, tendo por base somente a rede e as interligações já construídas, e de se verificar um diferencial muito baixo de preços entre Portugal e Espanha, sabe-se que o aprofundamento do mercado interno de energia e o novo paradigma de um sistema elétrico que contribua para uma sociedade neutra em carbono implicará maiores intercâmbios entre países europeus, surgindo assim a necessidade de continuar a reforçar as interligações existentes.

Assim, em linha com os seus pareceres às anteriores propostas de PDIRT-E, a ERSE volta a reiterar a sua posição inequívoca de apoio à concretização dos projetos de investimentos relativos à interligação Minho-Galiza, que se encontram identificados há já muitos anos como Projeto de Interesse Comum (PCI) europeu, foi aprovada anteriormente pelo Concedente e são essenciais para uma melhor gestão dos elevados trânsitos de energia renovável que fluem naquela região entre Portugal e Espanha. Não esquece, em contrapartida, que é também fundamental que o operador da RNT continue a otimizar a utilização da rede existente, maximizando o valor de capacidade oferecido aos mercados, de acordo com as metodologias harmonizadas e as melhores práticas verificadas no espaço europeu. Para o efeito, a ERSE recomenda que o operador da RNT passe a incluir nas próximas propostas de PDIRT-E um balanço do cumprimento das metas previstas no Regulamento UE n.º 943/2019, bem como a justificação de qualquer motivo para o não cumprimento das mesmas.

PROJETOS DE INVESTIMENTO NAS REDES NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Num contexto de descarbonização da economia e respetiva transição energética, com alguma incerteza quanto ao ritmo da eletrificação da sociedade, o desenvolvimento das infraestruturas elétricas irá ser crucial na viabilização da transformação da economia. O exercício de planeamento das redes deve ser realizado garantindo desde logo o aproveitamento de recursos endógenos, sem prejuízo de criar condições para soluções de flexibilidade e de otimização das atuais redes.

Para esse efeito, a proposta de PDIRT-E 2021 continua bastante focada numa perspetiva tradicional de utilização da rede por parte da produção e do consumo, sem perspetivar o real impacto que uma maior participação ativa do consumo e do armazenamento, terão na utilização e planeamento das redes.

A expansão da atual RNT através da construção de mais rede elétrica e de nova capacidade de transformação é vista, tradicionalmente, como a única solução capaz de dar resposta à maior penetração de produção de origem renovável em locais em que a rede elétrica não tem efetivamente capacidade para a sua integração, ou como meio de para dar resposta a necessidades esporádicas de maior potência para ligação à rede de pontos de carregamento “rápido” de veículos elétricos, após esgotadas outras soluções “inteligentes”.

Em paralelo, é necessário analisar a evolução da utilização das interligações internacionais como parte integrante da rede de transporte em muito alta tensão, permitindo aproveitar e explorar adequadamente o potencial que a diversidade geográfica europeia apresenta, em termos de disponibilidade de recursos renováveis endógenos, designadamente o potencial exportador de Portugal, num quadro de um setor energético europeu mais descarbonizado.

Igualmente importante, mas em sentido contrário à essa expansão da rede de transporte, num futuro próximo, iremos assistir a uma alteração do padrão de utilização das redes elétricas, com uma eventual redução da utilização em redes em tensões mais elevadas, em consequência da forte penetração da produção elétrica descentralizada, do crescimento da produção local para o autoconsumo e dos efeitos das medidas de eficiência energética no consumo.

Estes sinais, contraditórios, impõem que a regulação continue a velar pela redução dos riscos de ocorrência de futuros “custos afundados” em redes e infraestruturas reguladas, assegurando que não serão os clientes “não ativos” a suportar esses custos. Implica, ainda, manter um ritmo de investimento prudente, procurando adotar novas estratégias de manutenção proactiva das atuais redes elétricas que incentive a sua utilização durante mais anos.

A regulação deve, igualmente, refletir sobre a viabilidade económica de manter um planeamento de redes assente em redundâncias várias que assegurem uma disponibilidade total das redes durante 100% do tempo. As opções de flexibilidade e de participação no sistema de novos agentes e da procura são já uma realidade à disposição dos operadores de rede.

Estas considerações deverão fazer parte das bases para o exercício de planeamento, para a identificação de necessidades prementes das redes e consequente concretização de reforços das mesmas,

indispensáveis à transformação que a transição energética irá implicar. Efetivamente, o desenvolvimento das redes será um dos desafios desta transição energética, já que se antecipam sinais contraditórios na sua planificação e realização.

Análise e Comentários

O tema dos investimentos racionais nas redes, no contexto atual de transição energética, despertou especial atenção da generalidade dos participantes da consulta pública à proposta de PDIRT-E 2021. Um dos temas mais abordado, e que a ERSE tem discutido nos seus últimos pareceres, prende-se com capacidade de ligação de nova produção renovável no médio/longo prazo.

Se por um lado, a existência de capacidade é essencial para se alcançar a transição energética, e cumprir os objetivos estabelecidos pela política energética previstos no PNEC 2030, por outro lado, o ritmo de crescimento da capacidade de receção já atribuída a promotores de aproveitamentos de origem solar fotovoltaica e eólica, poderá constituir um desafio quanto à gestão da limitada capacidade de receção das redes no médio/longo prazo.

Como discutido anteriormente, a expansão das redes não é a única solução para responder a esses desafios exigentes de integração de mais potência instalada de origem renovável. A adoção de novas estratégias de gestão da rede com recurso a novas ferramentas tecnológicas e de simulação, permite maximizar a utilização da atual capacidade das redes, designadamente, adotando um regime flexível de acesso às redes.

Este regime flexível, que deve ser transversal à RNT e RND, deve permitir ligar às redes mais capacidade instalada em produção renovável, mas sem garantir que estes promotores possam injetar toda a sua capacidade durante todas as horas do ano, ou seja, definindo regras para que, em caso de congestionamento na rede, e por questões de segurança da mesma, a injeção possa ser limitada total ou parcialmente.

Sendo estes congestionamentos pontuais, e não estruturais, o recurso a estas restrições na capacidade de injeção será também pontual, beneficiando o sistema elétrico de todas as restantes horas do ano em que não há qualquer limitação. Esta é uma alteração necessária face às atuais regras e critérios de planeamento, que impedem estes promotores de se ligar às redes de todo, mesmo com restrições (estas apenas existem temporariamente no caso de atrasos na concretização de rede).

Os benefícios decorrentes para o SEN decorrem de vários fatores, designadamente de uma maior concorrência em termos de oferta ao mercado, baixando os preços a suportar pelo consumidor final,

reduzindo as emissões de CO₂, aproximando a produção do consumo local (em especial na RND), potenciando soluções de produção e armazenamento integrado e permitindo deslocar a ponta de utilização da rede, o que permitirá o adiamento de mais investimento em expansão.

O adiamento temporal do investimento será naturalmente um dos benefícios esperados. Adicionalmente, a ligação de mais promotores, permitirá maximizar a receita para o sistema em termos de comparticipações e de contrapartidas (CIEG).

Do lado dos promotores, este regime flexível permitirá naturalmente maximizar as oportunidades de negócio, mesmo que tal não seja possível durante as 8760 horas do ano, criando novos empregos e permitindo dinamizar a economia local.

Naturalmente que, todas estas alterações, devem ser progressivas e existir um período em que coexiste um regime de acesso firme e um regime flexível.

Este regime de acesso às redes, flexível, pressupõe naturalmente uma profunda coordenação entre operadores de rede, como também já foi discutido, garantindo uma gestão integrada e coordenada das redes, criando ainda condições para uma maior participação ativa dos consumidores locais.

Tal regime de acesso não exclui, naturalmente, que venha a ser necessário investir na expansão da RNT, seja na construção de novos eixos de transporte, seja no reforço da capacidade de transformação MAT/AT, permite sim otimizar a calendarização desses futuros investimentos, minimizando o esforço e o custo a suportar pelos consumidores nacionais e pela economia, permitindo ainda maximizar a otimização territorial em termos de novos corredores de linhas, cuja dificuldade de concretização é cada vez maior devido à oposição social e a questões de impacto ambiental.

Nessa situação, em que a capacidade atual esteja, efetivamente, esgotada e seja indispensável a realização de investimentos, a ERSE partilha a visão dos seus Conselhos Consultivo e Tarifário, de que o PDIRT-E é o instrumento essencial para identificar as lacunas de rede e apresentar as soluções propostas, com a devida fundamentação face a outras alternativas.

Sobre a importância das interligações internacionais, a ERSE também releva a posição dos Conselhos Tarifário e Consultivo, realçando a importância das mesmas, como meio de facilitar a integração de energia renovável e como veículo de desenvolvimento do Mercado Interno de Energia na Europa. Face ao crescimento da geração renovável, com o seu carácter variável e intermitente, a capacidade de

interligação é um ativo muito significativo no garante da contenção dos preços dos mercados organizados e na garantia de redistribuição da produção renovável.

A ERSE relembra uma sua recomendação, partilhada aliás pelo Conselho Tarifário, de garantir que o planeamento e execução dos investimentos relacionados com o reforço de interligações, deve ser sempre alvo de estreita coordenação entre o operador da RNT e os seus congéneres europeus, de forma a garantir um retorno efetivo do investimento.

Do ponto de vista da participação ativa da procura na gestão das redes e de situações de congestionamento por excesso de produção face ao consumo em determinadas zonas da rede, a ERSE recomenda não só ao operador da RNT, mas também ao operador da RND que, nos seus exercícios de planeamento e gestão das pontas de consumo, tenham em consideração a possibilidade de recurso ao armazenamento, sob a forma de vários tipos de energia, bem como uma possível participação dos consumidores nos mercados de reserva de regulação e reserva de segurança, nos mecanismos de capacidade e nos mecanismos de interruptibilidade.

Finalmente, sobre o exercício de planeamento das redes, a ERSE recomenda que seja aberta a discussão sobre as vantagens e as sinergias do planeamento integrado das infraestruturas energéticas e da interdependência entre o setor elétrico e o setor do gás, contribuindo assim para uma maior integração entre setores, numa lógica de *sector coupling*, em linha com as mais recentes políticas comunitárias. A oportunidade desta discussão, decorre naturalmente do Pacto Ecológico Europeu, que traz uma maior ambição no que diz respeito às metas de eletrificação, e que exigirá uma visão mais alargada e mais abrangente do papel das redes elétricas e da integração inteligente do sistema energético, sendo, por isso, importante discutir a incorporação da Estratégica Nacional para o Hidrogénio 2030 (EN-H2) nos exercícios de planeamento. Esse aspeto poderá ser tanto mais relevante quanto maior for a necessidade de produção de eletricidade renovável para a produção de hidrogénio verde como também no papel que o hidrogénio poderá ter na vertente de flexibilidade do sistema elétrico.

SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA

A segurança e estabilidade do sistema elétrico e respetiva operação é um dos aspetos fundamentais subjacentes às decisões quer de expansão da RNT, quer de viabilização de ligação às redes de novas instalações de produção. Por esse motivo, em linha com as propostas de PDIRT-E anteriores, o operador da RNT dedica uma seção própria ao tema.

No ponto 6.11 da proposta, o operador da RNT aborda os princípios gerais sobre a segurança e estabilidade do sistema, identificando aqueles que, para si, são os novos desafios colocados ao gestor de sistema, designadamente a alteração das características do parque electroprodutor. Aborda ainda a evolução do quadro legislativo e regulamentar, europeu e nacional, e sua aplicação ao SEN.

O principal princípio que o operador da RNT na sua função de gestor de sistema deve respeitar, diz respeito ao dimensionamento da RNT para que esta tenha um comportamento estável, garantindo a manutenção da ligação à rede de produtores, perante “grandes perturbações de acontecimento mais provável (estabilidade transitória), devendo ainda a rede apresentar um adequado amortecimento das oscilações subsequentes a pequenas perturbações (estabilidade estática)”.

Para assegurar este comportamento, Gestor de Sistema estabelece os requisitos técnicos para a ligação à rede de futuras instalações de produção, como foi o caso das centrais hídricas do Tâmega. Tais requisitos estão naturalmente alinhados com as disposições legais impostas no recente Regulamento (EU) 2016/31 da CE, que estabelece o Código de Rede relativo aos requisitos de ligação de geradores de eletricidade às redes (designado por “RfG” –acrónimo do inglês “*Requirements for Generators*”), e ainda a Portaria n.º 73/2020, que define os requisitos não exaustivos a aplicar a módulos geradores a ligar à RESP em Portugal.

Um aspeto importante referido na proposta de PDIRT-E 2021, é a menção à realização de estudos conjuntos com o operador da rede de transporte espanhola, em termos de coordenação de ambos os sistemas elétricos, interligados. Em particular, é referido um estudo, iniciado em 2020, “com o intuito de avaliar as condições de estabilidade da rede ibérica num horizonte de médio/longo prazo, com elevada penetração de novas tecnologias de energias renováveis ligadas à rede através de eletrónica de potência e armazenamento com baterias, e ainda um acentuado decréscimo da geração síncrona”. Para efeitos desse estudo, e simulações de eventos nas redes mais prováveis, o operador da RNT tem em consideração os cenários previstos no Regulamento da Rede de Transporte e, temos de “Padrões de segurança para o planeamento da RNT”.

Segundo o operador da RNT, a necessidade destes estudos é justificada com os novos desafios que ambos os operadores esperam enfrentar, em particular decorrentes do progressivo descomissionamento das centrais térmicas convencionais (geradores síncronos). Esta evolução do parque electroprodutor tem consequências ao nível de uma menor reserva primária do sistema (menos “massa girante”), com impactos negativos no controlo automático de frequência e controlo automático de tensão, sem prejuízo de alguma (mas ainda pouca) nova geração renovável estar equipada para poder fornecer estes serviços, designadamente através da “hibridização” entre aproveitamentos solares/eólicos e armazenamento.

É por este risco acrescido de problemas de estabilidade da rede, que a nível europeu se tem assistido nos últimos 5 anos a uma crescente aprovação de nova legislação em termos de requisitos que os geradores devem respeitar para poderem ser ligados às redes, os quais são naturalmente complementados por regulamentação nacional aplicável a situações específicas.

Análise e Comentários

O tema da estabilidade dos sistemas elétricos, é, sem dúvida, um tema transversal a todos os sistemas onde exista uma tendência de crescimento da penetração de geração a partir de tecnologias renováveis, como solar e eólica, em substituição da geração técnica convencional, e Portugal é um claro exemplo disso.

Mas este é um tema que deve ser tratado abordando diferentes prismas, uma vez que, se, por um lado, a transição energética e as metas de penetração da geração renovável podem traduzir-se num risco acrescido para a gestão do sistema, por outro lado, a evolução tecnológica, a digitalização e a capacidade de troca de dados de exploração das redes, tornou a vida dos operadores de sistema bastante mais facilitada. Um problema não pode ser tratado separadamente do outro.

Não podemos alcançar uma descarbonização da sociedade sem uma integração de grandes volumes de nova produção renovável, e para isso, temos de garantir que as redes têm capacidade de receção dessa nova geração, mas que também têm incorporadas soluções tecnológicas e tecnologias de informação que permitam um comportamento ativo das mesmas, reconfigurando-se em função dos trânsitos a cada momento, maximizando a capacidade de produção ligada às redes, e atuando em termos de proteções (deslastres de carga ou produção) apenas nos casos em que as perturbações são graves e não existe outra solução.

As redes do futuro, e o futuro é já amanhã, não podem ser geridas, nem planeadas, com base em critérios e em metodologias do passado com um sistema electroprodutor assente em centrais convencionais, centralizado, que garantia durante 8760 horas do ano a injeção de toda a produção.

É necessário que o planeamento das redes seja economicamente eficiente, maximizando o benefício para todos os agentes, maximizando o volume de nova capacidade que se liga às redes, e otimizando a expansão das redes em função das reais necessidades decorrentes da experiência real (volume de produção efetivamente limitada ao longo do ano) e não apenas baseado em acontecimentos extremos improváveis, cujas simulações levam a que para permitir mais ligações de produtores às redes, seja necessário investir cada vez mais.

É do conhecimento de todos, a dificuldade de construir novas linhas de alta e muito alta tensão, por forte oposição das populações e questões de licenciamento ambiental, conduzindo a atrasos que colocam em causa licenças de produção já atribuídas, e conseqüentemente perdas económicas para promotores e para o SEN no geral.

É por isso necessário mudar o paradigma da gestão da rede, adotando novos critérios dinâmicos, permitindo ligar mais produção à atual rede, uma vez que hoje em dia, a não viabilização de pedidos está relacionada não com ocorrências reais, mas com cenários extremos, não prováveis.

Mas, esta alteração de paradigma não significa, nem pode significar colocar em causa a estabilidade do sistema. Pelo contrario. Esta deve ser sempre garantida, não afetando os consumidores, através da incorporação de soluções tecnológicas que permitam atuar sobre a rede e sobre os produtores (e consumidores) a ela ligados em caso de necessidade.

A flexibilidade será sinónimo de garantia da estabilidade do sistema, e de segurança de alimentação. A flexibilização do acesso, permitindo atuar sobre produtores, seja limitando a sua injeção (parcial ou total), seja utilizando instalações integradas com armazenamento, e ainda o recurso a cargas ativas, como veículos elétricos, será o meio de permitir mais produção ligada às redes, sem um crescimento exponencial da rede em termos de “cobre e aço”.

A ERSE recomenda, mais uma vez, que o operador da RNT estude a implementação de soluções de mérito já comprovado no estrangeiro, e que altere o paradigma do planeamento das redes, de modo a que estas sejam mais ativas, permitindo assim dar resposta a muitos dos pedidos de ligação que têm sido recusados por parte do gestor de sistema, baseado numa análise de estabilidade assente em metodologias e critérios não adequados ao contexto da transição energética, e à digitalização em curso.

A.8 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

A realização dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2021 impactará nos custos das atividades reguladas de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS), por via da alteração das componentes dos custos com capital e dos custos de exploração. Esta alteração dos custos impactará na definição dos proveitos permitidos destas atividades e, conseqüentemente, nas tarifas de acesso às redes que recuperam esses proveitos. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de energia elétrica e, no caso particular das tarifas de uso da rede de transporte, da energia elétrica veiculada por esta rede e da potência tomada pelos consumidores ou injetada pelos produtores, em cada período tarifário, de acordo com a estrutura tarifária.

Os montantes dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2021 pelo operador da RNT totalizam 831,2 milhões de euros. Deste montante, o operador da RNT estima concretizar 392,0 milhões de euros de investimento no primeiro quinquénio e os restantes 439,2 milhões de euros no segundo quinquénio.

Em consonância com o procedimento adotado em anteriores pareceres aos PDIRT-E, atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o segundo quinquénio, à sua maior incerteza em termos de montante de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos tarifários realizada pela ERSE incidiu apenas no quinquénio 2022-2026. Esta opção também se justifica pelo facto do PDIRT-E ser revisto bianualmente, pelo que os projetos que caem na janela temporal do segundo quinquénio serão analisados em momentos futuros.

Por outro lado, dado o peso reduzido dos investimentos propostos para a atividade de GGS no total dos investimentos do PDIRT-E 2021 (vide ponto A.7 deste Anexo), bem como o peso reduzido dos custos com capital e de exploração desta atividade no total dos proveitos permitidos repercutidos nas tarifas de acesso, a análise de impactes efetuada incide apenas na atividade de TEE.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacte nos montantes de proveitos permitidos da atividade de TEE, que serão recuperados através da tarifa de Uso da Rede de Transporte, e num segundo momento estima-se o impacte tarifário para as tarifas de uso da rede de transporte, para as tarifas de acesso às redes e para os preços finais.

A análise dos impactes da proposta de PDIRT-E 2021 foi desenvolvida tendo presente que se encontra aprovado o PDIRT-E 2017, e que existe um conjunto de outros investimentos que serão transferidos para exploração até 2026, de acordo com o referido no ponto A.6 deste Anexo. Deste modo, são apresentados os impactes resultantes da evolução da base de ativos da atividade de TEE, desagregando os efeitos de:

(i) agregado dos investimentos aprovados no PDIRT-E 2017 e com entrada em exploração até final de 2019; (ii) outros investimentos aprovados a transferir para exploração até 2026; (iii) investimentos na proposta no PDIRT-E 2021.

Até 2026 entrarão em exploração 449,7 milhões de euros de investimentos já aprovados no PDIRT-E 2017 e 518,6 milhões de euros respeitante a outros investimentos que foram objeto de aprovação individual, fora do âmbito do processo de aprovação dos PDIRT-E.

Uma vez que esta análise de impactos teve por referência o exercício tarifário de 2021, os resultados são apresentados a partir do ano 2019, por corresponder ao último ano com informação real para estabelecer o valor inicial da base de ativos regulados. Os restantes pressupostos usados nestas simulações são descritos nos pontos 2 e 3 deste capítulo. Adicionalmente, verificou-se a sensibilidade dos impactos face a diferentes previsões de evolução do consumo de energia elétrica.

Importa também referir que as análises de impactos tarifários efetuadas pela ERSE no presente documento são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SEN, designadamente os CIEG, as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos não se alteram ao longo do período analisado.

1. ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNT

O operador da RNT, na proposta de PDIRT-E 2021, apresenta o impacto tarifário para o quinquénio 2022-2026 das previsões de investimento incluídas no plano, quer para os «Projetos Base», quer para os «Projetos Complementares», considerando apenas a alteração da base de ativos regulada e a consequente alteração dos custos com capital (CAPEX)⁴¹, partindo dos dados fixados em Tarifas de 2021. As restantes componentes de proveitos mantêm-se constantes para o período em análise.

De acordo com o referido na proposta de PDIRT-E 2021, as simulações de impactos efetuadas pelo operador da RNT tiveram por base os seguintes pressupostos:

- consumo referido à emissão e consumo final são constantes ao longo do período, com valor igual ao estimado pela ERSE em Tarifas de 2021;

⁴¹ Corresponde às amortizações do ativo e à remuneração do ativo líquido: CAPEX = ativo médio líquido de amortizações e participações x taxa de remuneração + amortização do exercício deduzida das amortizações de participações.

- base de ativos considerando todos os ativos que se encontravam em serviço a 31 de dezembro de 2020, acrescida:
 - dos projetos que em final de 2020 se previa colocar em exploração até final de 2021;
 - dos projetos apreciados nas anteriores edições do PDIRT-E e que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise;
- base de partida e para efeitos comparativos, os proveitos implícitos nas tarifas estabelecidas pela ERSE para 2021;
- preço médio do setor elétrico e das tarifas de acesso calculados considerando o consumo final a clientes;
- proveitos unitários da atividade de transporte considerando os impactes do PDIRT no CAPEX, OPEX sujeito a eficiência e incentivo à racionalização económica dos investimentos, calculados com o consumo referido à emissão;
- taxa de remuneração dos ativos constante ao longo ao período e igual a 4,6%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2021;
- aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada na atividade de transporte de energia elétrica.

Desta forma, na análise de impactes tarifários apresentados na proposta de PDIRT-E 2021, o operador da RNT conclui que:

- o impacto dos «Projetos Base» do PDIRT-E 2021, nos proveitos unitários médios da atividade de TEE é praticamente nulo, prevendo um acréscimo de 0,01 €/MWh no ano de 2026, comparativamente ao valor de Tarifas de 2021, equivalente a uma taxa de variação média anual é de 0,034%.
- incluindo os «Projetos Complementares», o acréscimo no proveito unitário em relação às Tarifas de 2021 será de 0,08 €/MWh no ano de 2026, correspondente a uma taxa de variação média anual de 0,27%.

O operador da RNT apresentou também uma análise de sensibilidade do preço médio do acesso às redes à variação do consumo, considerando para tal os cenários extremos de consumo apresentados no RMSA-E 2020 (continuidade inferior e ambição superior).

Sublinhe-se que, face à informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2021 que fundamentou a avaliação de impactos tarifários efetuada pelo operador da RNT, não é possível à ERSE validar os resultados apresentados.

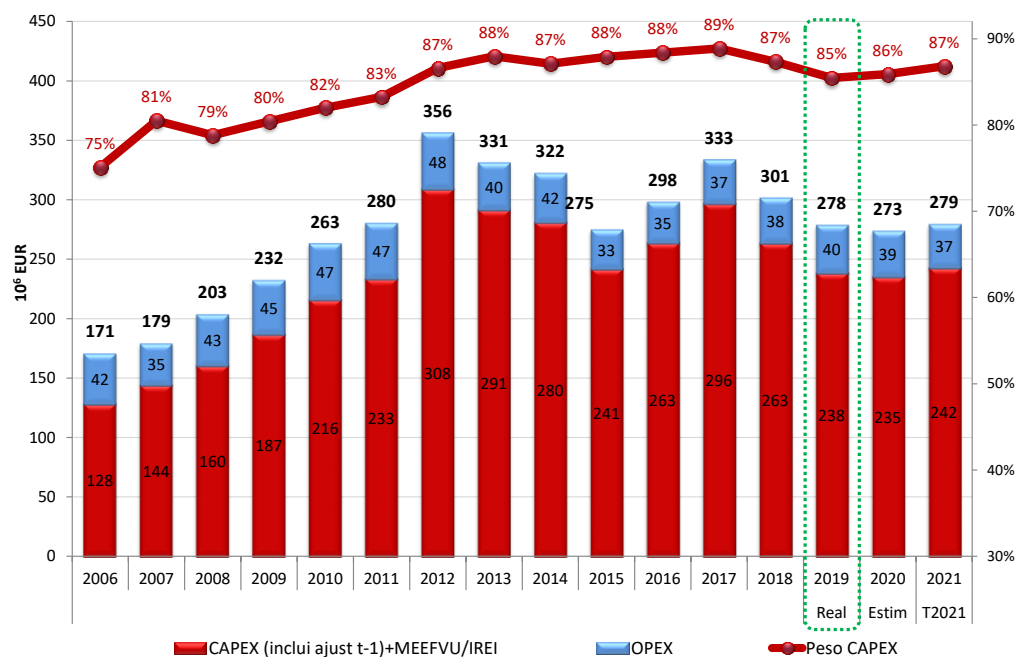
2. IMPACTES DO PDIRT-E NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

Os proveitos associados ao CAPEX⁴² têm assumido um peso bastante significativo e uma evolução crescente com ligeiras oscilações nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, como se observa na Figura A.8 - 1. Por outro lado, o OPEX tem-se mantido relativamente estável, exceto na transição do período regulatório 2012-2014 para o período regulatório 2015-2017, onde ocorreu um ajustamento, para baixo, da base de custos de exploração desta atividade. O ponto de partida para as simulações dos impactes realizadas pela ERSE neste Parecer é o nível de proveitos reais da atividade de TEE para o ano de 2019, tendo por base os cálculos do exercício tarifário de 2021, assinalados a tracejado na figura abaixo.

⁴² Na Figura A.8 - 1 os proveitos associados ao incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (até 2017) e ao incentivo à racionalização económica dos investimentos foram incluídos na componente de CAPEX.

Figura A.8 - 1 - Evolução dos proveitos permitidos associados ao CAPEX e ao OPEX da atividade de TEE ⁴³



O crescimento das entradas em exploração no período de 1999 a 2011 (ver Figura A.8 - 2), que atingiu níveis máximos históricos no período regulatório 2009-2011, contribuiu significativamente para o acréscimo de CAPEX nesses anos. Após 2011, o proveito permitido da atividade de TEE foi adicionalmente amplificado, devido ao aumento do custo de capital a partir de 2012, por efeito da degradação das condições de financiamento da República Portuguesa e, consequentemente, das empresas nacionais, no período de crise iniciado em 2011. A partir de 2011, e até 2018, observou-se uma tendência de decréscimo dos montantes entrados em exploração, que contribuiu, juntamente com a diminuição dos custos de capital, para a diminuição dos proveitos permitidos. O ano de 2019 foi marcado por uma inversão da tendência dos investimentos entrados em exploração, mas a taxa de remuneração dos ativos continuou a diminuir, provocando efeitos de sentido contrário na evolução do CAPEX.

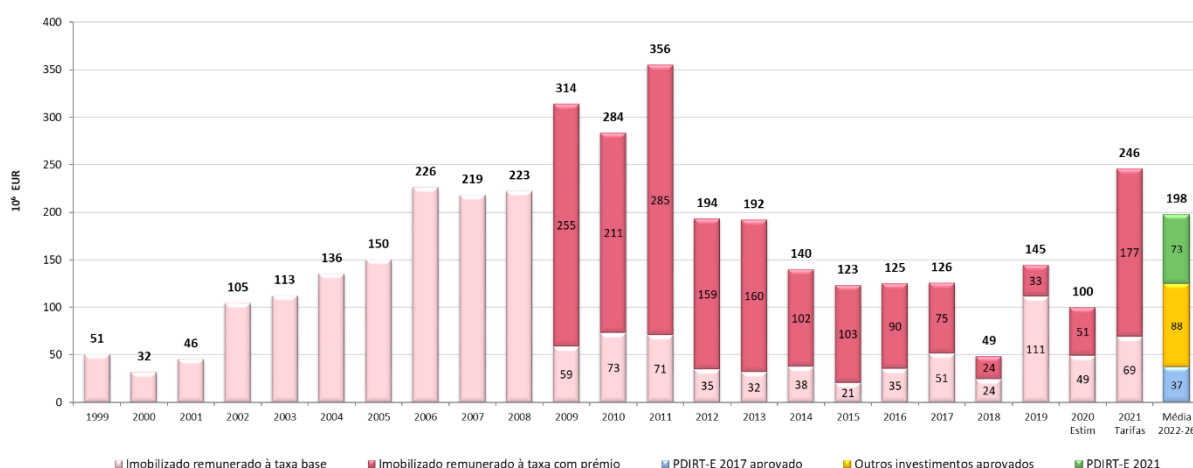
A figura seguinte apresenta também a repartição dos ativos transferidos para exploração em função da metodologia regulatória que lhes é aplicada. Desde 2009 é aplicado um mecanismo de custos de referência ⁴⁴, que permite a obtenção de um prémio na taxa de remuneração, dependendo dos custos de

⁴³ Considera apenas as componentes de CAPEX e OPEX que suportam o proveito da atividade de TEE de cada ano, desta forma, exclui os ajustamentos de anos anteriores e inclui a soma do OPEX sujeito a metas de eficiência com o OPEX não sujeito a metas de eficiência.

⁴⁴ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, alterado pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

investimentos estejam ou não em linha com custos de referência. Observa-se que a maioria do imobilizado entrado em exploração obteve uma taxa de remuneração com prémio, exceto nos anos de 2018 e 2019. Na figura também se apresenta o montante médio dos investimentos previstos para o quinquénio de 2022 a 2026, desagregados por investimentos aprovados no PDIRT-E 2017, outros investimentos aprovados a transferir para exploração até 2026 e investimentos propostos no PDIRT-E 2021, correspondentes às séries distintas de entradas em exploração que são usadas na análise de impactos.

Figura A.8 - 2 - Evolução dos investimentos da atividade de TEE transferidos para exploração ⁴⁵



PRESSUPOSTOS E CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Nos pontos seguintes apresentam-se as simulações de impactes dos custos de investimento propostos no PDIRT-E 2021, tendo em conta um conjunto de pressupostos, cenários e análises de sensibilidade definidos pela ERSE, de modo a abranger um conjunto alargado de possibilidades de evolução das principais condicionantes dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica e das tarifas de Uso da Rede de Transporte. Para a realização das simulações de impactos, os principais pressupostos considerados encontram-se resumidos no Quadro A.8 - 1.

⁴⁵ Os valores anuais correspondem aos ativos considerados em exploração e incluídos no cálculo do RAB (*Regulatory Asset Base – Base de Ativos Regulados*) para efeitos de determinação do CAPEX até ao exercício tarifário de 2021.

Quadro A.8 - 1 - Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de TEE

Base de ativos (RAB)	Valor de referência para as bases de ativos reguladas e amortizações acumuladas são os valores reais para 2019 no cálculo tarifário de 2021 (com diferenciação entre RAB remunerado à taxa com prémio e RAB remunerado à taxa base)
% ativo transferido para exploração com remuneração à taxa com prémio	Média histórica da % de ativo remunerado à taxa com prémio
Taxa de amortização	Média histórica da taxa de amortização
Taxa remuneração ativos	Taxa de remuneração de ativos a custos reais: 4,60% (valor de tarifas 2021) Prémio para os ativos valorizados a custos de referência: 0,75pp
Custos de exploração	Determinados através da atual formulação de proveitos com componente fixa e indutores de custos (evolução de nº de painéis e kms de linhas) sujeitos a eficiência (1,5%). A evolução dos indutores é a resultante da implementação do PDIRT, no caso da extensão da rede. Para a evolução do número de painéis, utilizou-se a relação média no período de 2016 a 2019 do nº de painéis comparativamente à extensão da rede
Incentivo IREI	Manteve-se constante o valor considerado para o ano de 2019 nas tarifas de 2021. Nos gráficos está incluído no CAPEX
Ajustamentos	Ajustamentos t-1 do CAPEX e restantes ajustamentos t-2 não foram considerados
Outros	Restantes rúbricas de proveitos fora da base de custos sujeita a meta de eficiência constantes e determinadas em função dos valores considerados nas tarifas 2021.

Como anteriormente referido, nas análises efetuadas distinguiram-se os impactos dos investimentos aprovados no PDIRT-E 2017 (469,4 M€ entre 2020 e 2024), outros investimentos aprovados a transferir para exploração até 2026 (523,6 M€) e investimentos propostos para o primeiro quinquénio no PDIRT-E 2021 (392 M€). A descrição detalhada destes grupos de investimentos encontra-se no ponto A.6 deste Anexo e os respetivos montantes das entradas em exploração constam no Quadro A.6-2. Para estes três grupos de investimentos, existem participações e subsídios, conforme descrito na Figura A.6-3.

Com estes pressupostos, a evolução da base de ativos da atividade de TEE encontra-se diferenciada nos seguintes cenários:

- **cenário Base** – inclui os investimentos transferidos para exploração até final de 2019 e as transferências para exploração dos projetos aprovados no PDIRT-E 2017, bem como as participações e subsídios correspondentes.
- **cenário Base + Aprovados fora PDIRT** – acrescenta ao cenário anterior os investimentos que não fazem parte da proposta de PDIRT-E 2021, nem foram aprovados em sede de PDIRT-E 2017, com as participações e subsídios correspondentes a este grupo de investimentos.

- **cenário PDIRT-E 2021** – acrescenta ao cenário anterior os investimentos propostos no PDIRT E 2021, com as participações e subsídios correspondentes.

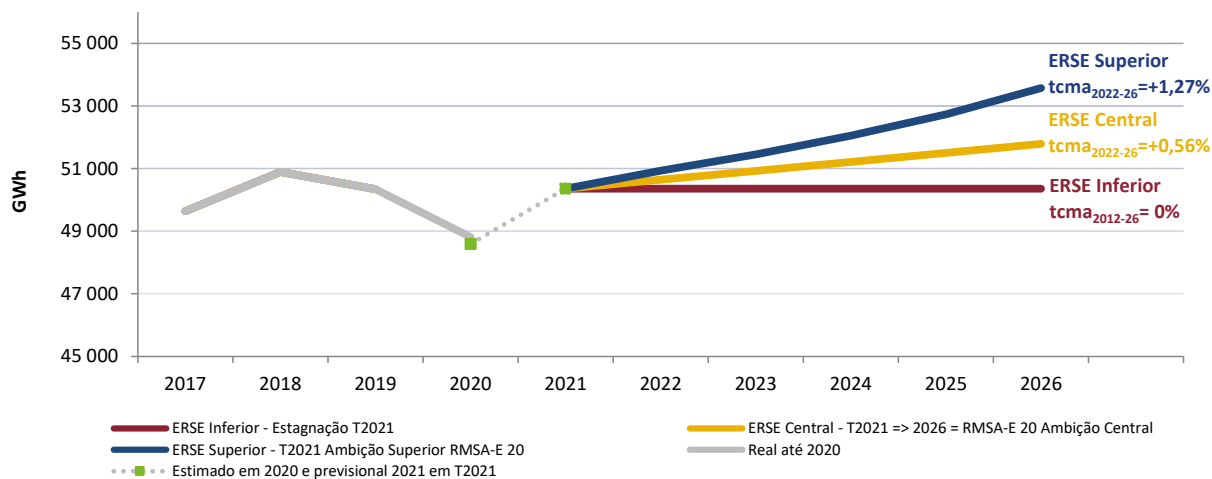
As previsões do consumo de eletricidade assumidas na proposta de PDIRT-E 2021 deverão desviar-se da realidade, uma vez que à data da realização do RMSA-E 2020, o valor final da procura de 2020 ainda não estava fechado, tendo-se verificado que o ponto de partida (2020) dos cenários do PDIRT-E se encontram 2,1% abaixo do consumo real observado (vide Figura A.3-5). Relativamente ao futuro, os efeitos da crise pandémica sobre as economias e, conseqüentemente, sobre a evolução do consumo, permanecem ainda num ambiente de incerteza que dificulta as previsões da procura de eletricidade.

Deste modo, a ERSE considerou dois cenários de retoma da tendência crescente do consumo, em linha com o que se verifica no período pré-pandemia e baseados no RMSA-E 2020, e um cenário mais pessimista, com estagnação do consumo. Os cenários de consumo assumidos pela ERSE descrevem-se de seguida e explicitam-se na Figura A.8 - 3.

Todos os cenários de evolução de consumo considerados na análise de impactos da ERSE têm como referência o consumo referido à emissão previsto para 2021 nas Tarifas de 2021, sendo as variações de 2022 a 2026 definidas do seguinte modo:

- **cenário de consumo ERSE Central** – variações anuais constantes, que permitem igualar o consumo em 2026 ao cenário da proposta de PDIRT-E 2021, correspondente ao cenário Ambição Central do RMSA-E 2020;
- **cenário de consumo ERSE Inferior** – assume uma estagnação do consumo até 2026 no valor previsto para 2021 nas Tarifas de 2021;
- **cenário de consumo ERSE Superior** – variações anuais implícitas no cenário Ambição Superior do RMSA-E 2020

Figura A.8 - 3 - Cenários de evolução do consumo de eletricidade considerados pela ERSE na análise de impactos do PDIRT-E 2021



O Quadro A.8-2 resume os cenários e as análises de sensibilidade utilizados pela ERSE nas avaliações de impactos do Parecer do PDIRT-E 2021.

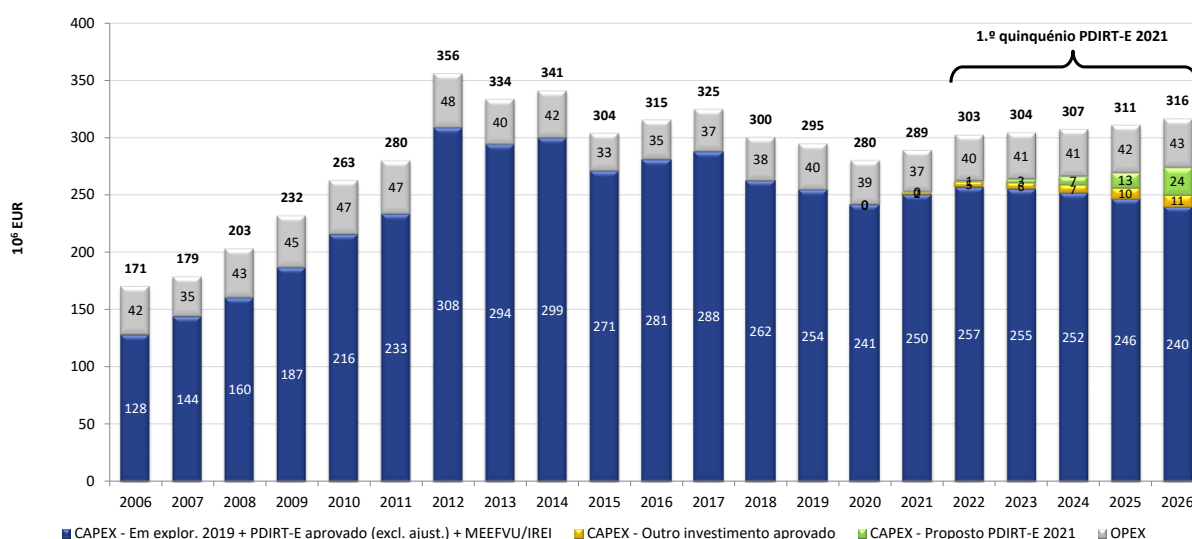
Quadro A.8 - 2 - Cenários e análises de sensibilidade para a avaliação de impactos do PDIRT-E 2021

	Investimentos	Consumo	Subsídios e Participações
Cenário BASE	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017	ERSE Inferior	Participações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019
		ERSE Central	
		ERSE Superior	
Cenário BASE + Aprovados fora PDIRT	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017 + Outros investimentos aprovados	ERSE Inferior	Participações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 e por acordo com promotores
		ERSE Central	
		ERSE Superior	
Cenário PDIRT-E 2021	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017 + Outros investimentos aprovados + Proposta PDIRT-E 2021	ERSE Inferior	Participações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 e por acordo com promotores
		ERSE Central	
		ERSE Superior	

AValiação DE IMPACTES

A Figura A.8 - 4 apresenta a evolução histórica e a projeção dos proveitos da atividade de TEE no período 2022 a 2026. De modo a que o cálculo dos proveitos permitidos no ano inicial das simulações seja coerente com o cálculo das respetivas previsões até 2026, não foram incluídos os valores dos ajustamentos.

Figura A.8 - 4 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE, incluindo as entradas em exploração no Cenário PDIRT-E 2021 ⁴⁶



Os proveitos permitidos visam recuperar os custos com capital (CAPEX) e os custos de exploração (OPEX). Por sua vez o custo com capital, resulta da soma de duas parcelas: i) da remuneração do ativo líquido, de amortizações e participações, e ii) das amortizações do exercício dos ativos afetos à atividade. Deste modo, o CAPEX é diretamente influenciado pela evolução do nível de investimentos e pela sua natureza, a qual, por sua vez, influencia a taxa de amortização e, consequentemente, o valor das amortizações.

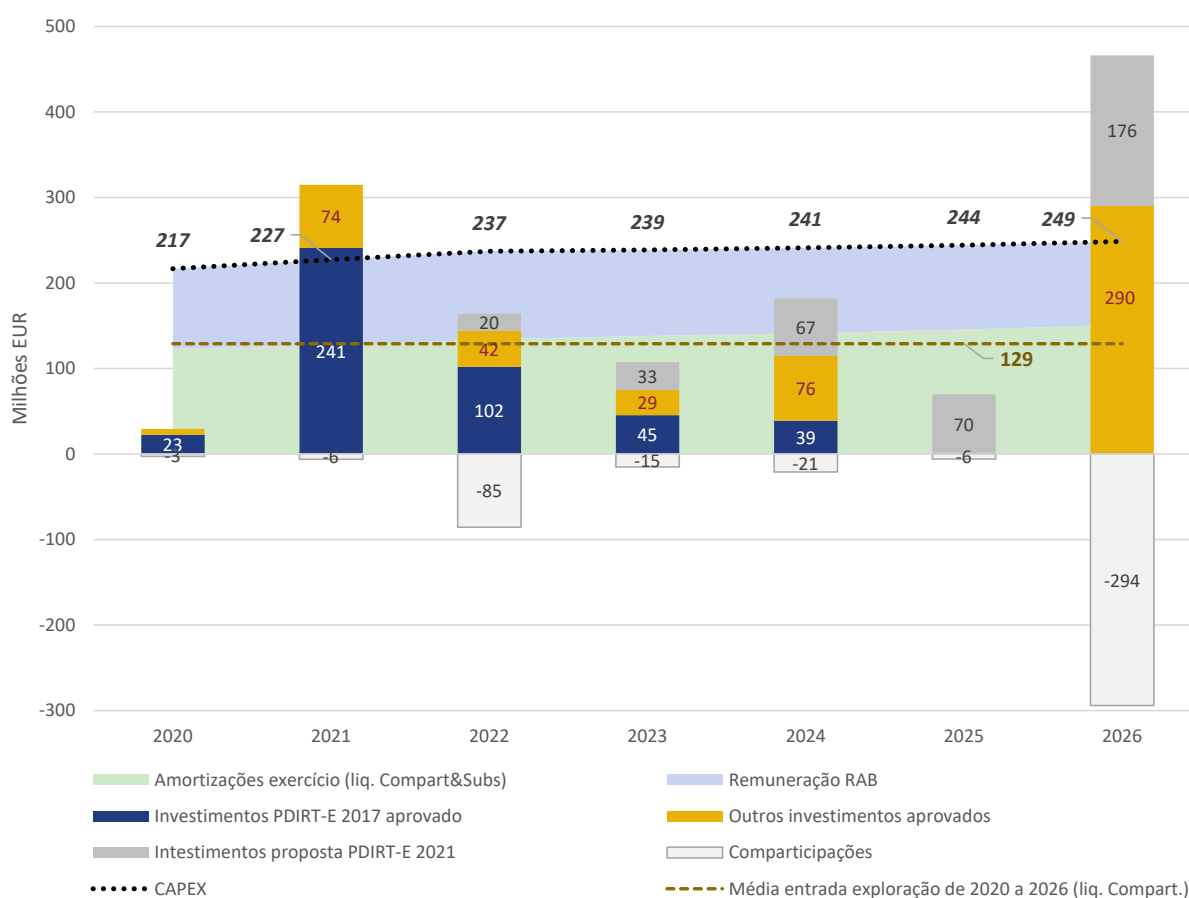
A figura seguinte procura apresentar os impactes diferenciados no CAPEX da remuneração do ativo líquido e da sua amortização. Observa-se que, apesar do nível médio de investimentos, líquido de participações, entre 2020 e 2026 ser inferior às amortizações, justificando uma diminuição do ativo líquido e da parcela de remuneração (indicado como “Remuneração RAB⁴⁷” na figura), o CAPEX aumentou.

⁴⁶ Considera apenas as componentes de CAPEX e OPEX que suportam o proveito da atividade de TEE de cada ano (inclui os incentivos MEEFVU/IREI, exclui os ajustamentos de anos anteriores, OPEX com e sem metas de eficiência).

⁴⁷ RAB: *Regulatory Asset Base*, termo inglês para base de ativo remunerada, isto é, o ativo líquido de amortizações e participações.

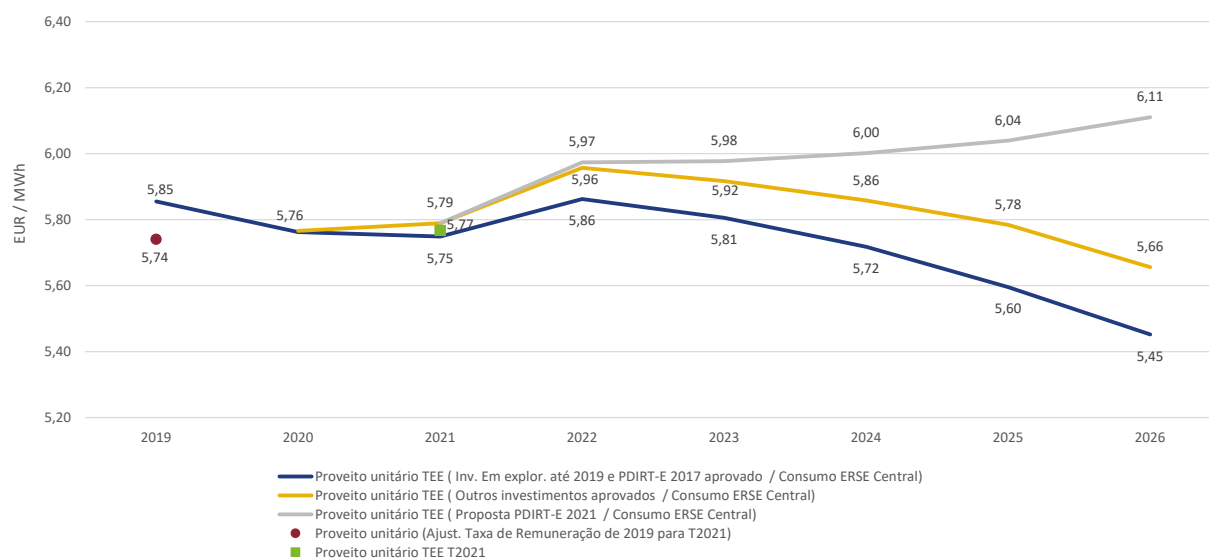
Este incremento justifica-se pelo aumento da parcela das amortizações do exercício. Isto é, apesar do nível de investimento, líquido de participações, proposto no PDIRT-E 2021 e demais investimentos previstos até 2026 não impedir que o ativo líquido da atividade de TEE diminua, o CAPEX aumenta porque os novos investimentos entrados em exploração deverão ter uma vida útil mais curta do que a da média da dos ativos considerados no cálculo do CAPEX.

Figura A.8 - 5 - Evolução das entradas em exploração, das participações e das parcelas de CAPEX (remuneração RAB e amortização exercício) no Cenário PDIRT-E 2021



Nos gráficos seguintes serão ilustradas as simulações de impactos em proveitos unitários, desagregados pelos cenários de investimento, analisando-se a sensibilidade destes aos 3 cenários de procura ERSE. Deste modo, a figura A.8-7 apresenta os impactos em proveitos unitários do cenário de consumo ERSE Central.

Figura A.8 - 6 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE para todos os cenários de investimento e com cenário de consumo ERSE Central



Verifica-se que, no final do período em análise, comparativamente com o proveito unitário real em 2019 calculado nas tarifas de 2021, o proveito unitário da série de investimentos aprovados no PDIRT-E 2017 e entrados em exploração até 2019 é significativamente inferior. Com o incremento das entradas em exploração dos projetos da série “Outro Investimento Aprovado”, observa-se uma redução da diferença face ao proveito unitário real de 2019 e a estimativa para 2021⁴⁸, permanecendo, contudo, inferior a estes. Quando se considera a entrada em exploração dos projetos em análise na atual proposta de PDIRT-E 2021, é que se observa o maior impacto em termos de proveito unitário, verificando-se que, em 2026, o valor do proveito unitário das séries agregadas é superior face ao registado, tanto no valor real de 2019, como na melhor estimativa para 2021.

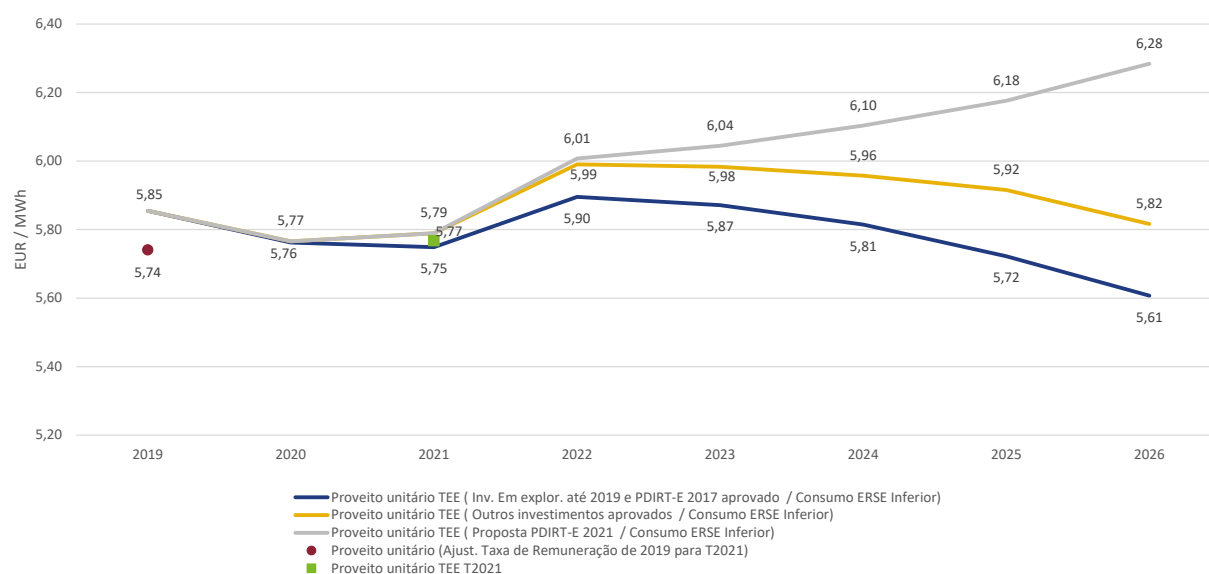
Em 2019, a taxa de remuneração real foi de 4,88%. Devido à elevada sensibilidade dos proveitos ao custo de capital, inclui-se o valor de proveito unitário real de 2019, calculado com uma taxa de remuneração de 4,6%, que corresponde à taxa constante utilizada para a remuneração do ativo líquido a partir de 2020. Este exercício resulta numa diminuição de cerca de 0,11 EUR/MWh no proveito unitário real de 2019 e

⁴⁸ Melhor estimativa do proveito unitário de 2021 corresponde ao valor de 2021 nas séries de investimento apresentadas e é determinado em função da informação enviada à ERSE pela REN, na sequência de pedidos de informação realizados no âmbito do PDIRT-E 2021.

permite concluir que a redução verificada de 2019 para 2020 do proveito unitário é explicada pela diminuição da taxa de remuneração.

A figura seguinte apresenta o impacto nos proveitos unitários de todas as séries de investimento consideradas, no cenário de consumo ERSE inferior:

Figura A.8 - 7 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE para todos os cenários de investimento e com cenário de consumo ERSE Inferior

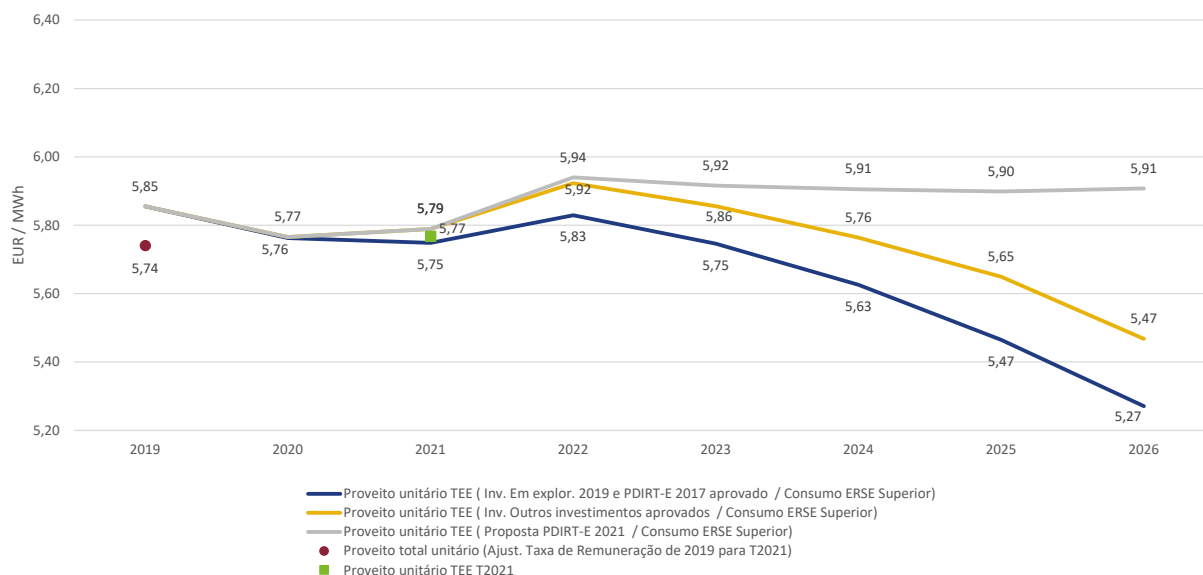


À semelhança do que ocorre no cenário de procura ERSE Central, observa-se que a entrada em exploração de investimentos aprovados no PDIRT-E 2017, incluídos na série base juntamente com os ativos entrados em exploração até 2019, é insuficiente para provocar uma tendência crescente no proveito unitário. Com o acrescento da série de projetos “Outros Investimentos Aprovados” fora do âmbito do PDIRT-E, verifica-se que o proveito unitário em 2026, é ligeiramente inferior ao valor real de 2019 e à melhor estimativa para 2021.

Quando se considera todos os investimentos entrados em exploração, observa-se a tendência crescente do proveito unitário, em linha com o ocorrido no cenário de consumo ERSE Central, diferenciando-se pelo ritmo de crescimento mais elevado.

A próxima figura, por sua vez, apresenta, no referencial de consumo ERSE Superior, a evolução dos proveitos unitários, considerando as entradas em exploração para todos os cenários de investimento.

Figura A.8 - 8 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE para todos os cenários de investimento e com cenário de consumo ERSE Superior



As conclusões que se podem aferir da anterior figura são semelhantes às que podem ser retiradas quando se considera o cenário de consumo ERSE Central, distinguindo-se apenas pelo ritmo de variação das séries. No caso da série base e da série que incrementa outros investimentos aprovados, observa-se um rápido declínio do proveito unitário.

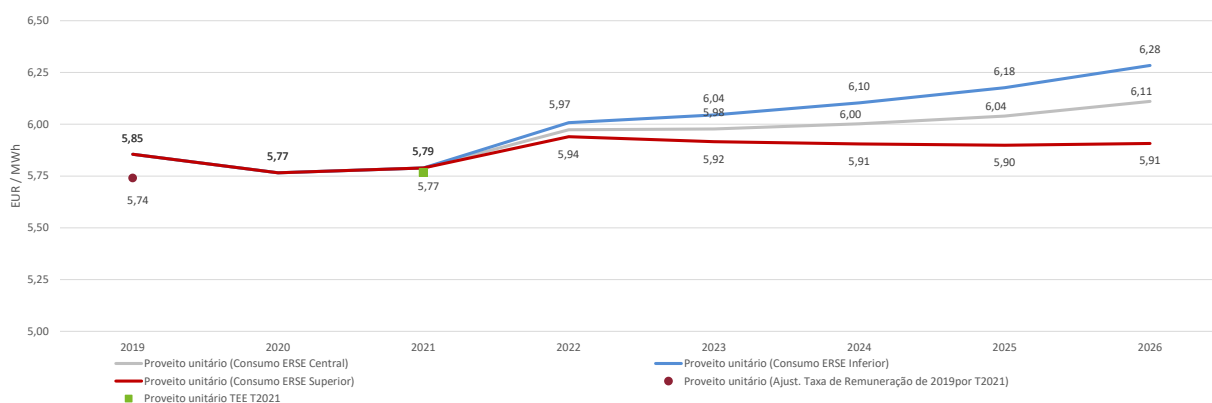
Na circunstância em que se considera o investimento do PDIRT-E 2021 a somar ao investimento das 2 séries anteriores, verifica-se, que mesmo no cenário superior, a aprovação e execução destes projetos implica um aumento do proveito unitário face a 2019, embora de forma menos pronunciada comparativamente com o cenário de procura inferior e central. No entanto, destaca-se, a ligeira redução que existe face ao proveito unitário do primeiro ano do plano, consequência da redução do ativo líquido das séries “primárias”.

Deste modo, é possível aferir que a série que inclui os investimentos entrados em exploração até 2019 e os aprovados no PDIRT-E 2017 não representa, em nenhum nível de procura, um cenário de agravamento de proveitos unitários. Quando a esta série se acresce outros investimentos aprovados, verifica-se que a diminuição de proveitos unitários é apenas evidente no cenário de procura superior e central, observando-se que, para o cenário inferior, o proveito unitário em 2026 se situa acima do valor real de 2019 e da estimativa de 2021 determinada com a informação enviada pela REN à ERSE no âmbito do PDIRT-E 2021.

No cenário de investimento que, aos anteriores, soma ainda o impacto dos investimentos do PDIRT-E 2021 em análise, as simulações apontam para um agravamento do proveito unitário, transversal a todos os cenários de procura.

A figura A.8-9 apresenta as simulações relativas a análise de sensibilidade aos cenários de procura, pressupondo a entrada em exploração considerados em todas as séries de investimento.

Figura A.8 - 9 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE no cenário PDIRT-E 2021 – Análise de sensibilidade ao consumo



Deste modo, torna-se evidente que o cenário de investimento que agrega todas as entradas em exploração no período em análise implica um agravamento do proveito unitário em 2026 face ao valor real de 2019.

PRINCIPAIS CONCLUSÕES DA ANÁLISE DE IMPACTES DO PDIRT-E 2021 NOS PROVEITOS UNITÁRIOS DA ATIVIDADE DE TEE

Em complemento às figuras anteriormente apresentadas, o quadro seguinte resume os resultados obtidos para o proveito unitário da atividade de TEE no ano de 2026, para todos os cenários e análises de sensibilidade realizadas neste capítulo, bem como as respetivas variações médias anuais e acumuladas.

Quadro A.8 - 3 - Resumo da análise de impactes do PDIRT-E 2021 nos proveitos unitários da atividade de TEE

	Investimentos	Consumo	Subsídios e Participações	2021	2026	Variação do proveito unitário 2021 » 2026	
				Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual	Variação acumulada
Cenário BASE	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017	ERSE Inferior	Comparticipações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019	5,75	5,61	-0,50%	-2,46%
		ERSE Central		5,75	5,45	-1,05%	-5,16%
		ERSE Superior		5,75	5,27	-1,72%	-8,31%
Cenário BASE + Aprovados fora PDIRT	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017 + Outros investimentos aprovados	ERSE Inferior	Comparticipações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 e por acordo com promotores	5,79	5,82	0,09%	0,47%
		ERSE Central		5,79	5,66	-0,47%	-2,31%
		ERSE Superior		5,79	5,47	-1,14%	-5,55%
Cenário PDIRT-E 2021	Em exploração até final de 2019 e aprovados PDIRT-E 2017 + Outros investimentos aprovados + Proposta PDIRT-E 2021	ERSE Inferior	Comparticipações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 e por acordo com promotores	5,79	6,28	1,65%	8,55%
		ERSE Central		5,79	6,11	1,09%	5,55%
		ERSE Superior		5,79	5,91	0,40%	2,04%

As principais conclusões sobre a evolução do proveito unitário da atividade de TEE, que resultará dos investimentos previstos a transferir para exploração até 2026, são as seguintes:

- os impactes dos investimentos propostos no PDIRT-E 2021 devem ser analisados em termos incrementais em relação aos demais investimentos previstos entrar em exploração até 2026;
- para os cenários de evolução do consumo de eletricidade assumidos pela ERSE nesta análise, o efeito conjunto dos investimentos aprovados do PDIRT-E 2017, outros investimentos aprovados provocarão sempre um acréscimo no proveito unitário da atividade de TEE até 2026, em relação ao ano de 2021 (5,79 €/MWh, tendo por base os valores de 2021, excluindo ajustamentos). O valor máximo obtido para o proveito unitário foi de 6,28 €/MWh, para o cenário de consumo “ERSE Inferior”, enquanto o valor mínimo obtido foi de 5,91 €/MWh, para o cenário de consumo “ERSE Superior”, que representa uma variação média anual de 1,65% e 0,40%, respetivamente;
- O decréscimo no proveito unitário da atividade de TEE em 2026 no cenário base (investimentos em exploração até 2019 + aprovados do PDIRT-E 2017) é de -0,14 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Inferior” e de -0,48 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Superior”;
- o efeito incremental no proveito unitário da atividade de TEE em 2026 imputável a outros investimentos aprovados fora do processo de aprovação dos PDIRT-E é de 0,21 €/MWh e de 0,20 €/MWh, respetivamente para os cenários de consumo “ERSE Inferior” e “ERSE Superior”;
- os investimentos propostos no PDIRT-E 2021 provocam um aumento do proveito unitário da atividade de TEE em 2026 de 0,47 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Inferior” e de 0,44 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Superior”;

- a dependência dos impactes em relação à evolução da procura de eletricidade, exige prudência em relação às conclusões que se podem retirar dos resultados obtidos;
- A ligeira diminuição do ativo líquido, conjugada com o aumento da procura, ao longo do período do plano (2022-2026), permite identificar as amortizações dos novos investimentos, realizados a uma taxa superior, como o principal fator de aumento do proveito unitário. A variação dos indutores do OPEX (km de rede e nº de painéis) também contribuirá, embora de forma mais reduzida, para este efeito.
- De forma a ser possível uma avaliação quantitativa precisa dos impactes em proveitos do investimento previsto nos PDIRT na atividade de GGS, é necessária informação mais aprofundada sobre os projetos em causa, em particular dados relacionados com a vida útil dos projetos que se preveem entrar em exploração.

3. IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2021 (ANO 2026)

A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2021 é realizada no que se refere à atividade de transporte de energia elétrica e está associada aos vários cenários de investimentos e evolução da procura anteriormente apresentados (três cenários de investimento e três cenários de procura, conforme o (Anexo A.6 – Quadro A.6 -2)).

Assim, são analisados nove cenários de avaliação de impactes tarifários na atividade de transporte de energia elétrica, com base nas alternativas consideradas, cujos resultados se sintetizam no Quadro A.8 - 4.

A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incide sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a entregas a clientes e assume duas perspetivas:

- Variação em preço médio: esta análise avalia a evolução, entre 2021 (ano da apresentação da proposta de PDIRT-E 2021) e 2026 (último ano do primeiro quinquénio), dos preços médios da atividade de transporte de energia elétrica a recuperar através da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a entregas a clientes. O preço médio em 2021 é determinado com base na estimativa de consumo de 2021 efetuada no final de 2020 no âmbito da aprovação das tarifas para 2021.
- Variação tarifária: esta análise avalia a evolução do preço médio, entre 2021 e 2026, da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a entregas a clientes, tendo por base as tarifas publicadas para 2021.

Estas análises têm subjacentes os seguintes pressupostos:

- Manutenção da repartição de pagamentos entre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a entregas a clientes e a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores ao longo do período em análise da proposta de PDIRT-E 2021 ⁴⁹;
- Manutenção da repartição dos pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a entregas a clientes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento ao longo do período em análise;
- Manutenção do nível de perdas nas redes de transporte e de distribuição ao longo do período em análise.

⁴⁹ Embora a ERSE tenha procedido à eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores, conforme consulta pública de reformulação do Regulamento Tarifário ([Consulta Pública n.º 101](#)), importa recordar que a análise do PDIRT-E é realizada em condições *ceteris paribus*, ou seja, mantendo constantes os fatores exógenos ao investimento, com exceção da procura. Doutro modo, os resultados apresentados seriam afetados por uma decisão não relacionada.

Quadro A.8 - 4 - Impactes tarifários (acumulados) associados aos vários cenários de procura e de investimento

Variações Preços médios (2021 a 2026) e Variações Tarifárias (Tarifas 2021 a 2026)	Tarifas 2021 (a)	2021 (b)	Análise dos cenários 2026 (c)									
			Cenário de procura ERSE Inferior			Cenário de procura ERSE Central			Cenário de procura ERSE Superior			
			Cenários de investimento			Cenários de investimento			Cenários de investimento			
			Base	Base+roútro investimento aprovado	Proposta PDIRT-E 2021	Base	Base+roútro investimento aprovado	Proposta PDIRT-E 2021	Base	Base+roútro investimento aprovado	Proposta PDIRT-E 2021	
Energia (GWh)	45 599	45 599	45 599	45 599	45 599	45 599	46 895	46 895	46 895	48 507	48 507	48 507
Preço Médio URT (€/MWh)	5,68	5,83*	5,65	5,86	6,33	5,49	5,70	6,16	5,31	5,51	5,95	
Variações de preço médio (2021-2026) [c/b-1] %												
Uso Rede Transporte (URT)	(%)			-2,5%	0,5%	8,5%	-5,2%	-2,3%	5,5%	-8,3%	-5,6%	2,0%
Acesso às Redes	(%)			-0,2%	0,0%	0,7%	-0,4%	-0,2%	0,4%	-0,7%	-0,4%	0,2%
MAT	(%)			-0,3%	0,1%	1,1%	-0,6%	-0,3%	0,7%	-1,0%	-0,7%	0,3%
AT	(%)			-0,4%	0,1%	1,4%	-0,8%	-0,4%	0,9%	-1,3%	-0,9%	0,3%
MT	(%)			-0,3%	0,1%	1,0%	-0,6%	-0,3%	0,7%	-1,0%	-0,7%	0,2%
BTE	(%)			-0,2%	0,0%	0,6%	-0,4%	-0,2%	0,4%	-0,6%	-0,4%	0,1%
BTN	(%)			-0,1%	0,0%	0,5%	-0,3%	-0,1%	0,3%	-0,5%	-0,3%	0,1%
BTN>	(%)			-0,2%	0,0%	0,7%	-0,4%	-0,2%	0,4%	-0,7%	-0,4%	0,2%
BTN<	(%)			-0,1%	0,0%	0,5%	-0,3%	-0,1%	0,3%	-0,4%	-0,3%	0,1%
Preços Finais	(%)			-0,1%	0,0%	0,4%	-0,2%	-0,1%	0,2%	-0,4%	-0,2%	0,1%
MAT	(%)			-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%	-0,3%	-0,2%	0,1%
AT	(%)			-0,1%	0,0%	0,5%	-0,3%	-0,1%	0,3%	-0,5%	-0,3%	0,1%
MT	(%)			-0,1%	0,0%	0,5%	-0,3%	-0,1%	0,3%	-0,5%	-0,3%	0,1%
BTE	(%)			-0,1%	0,0%	0,4%	-0,2%	-0,1%	0,2%	-0,3%	-0,2%	0,1%
BTN	(%)			-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%	-0,3%	-0,2%	0,1%
BTN>	(%)			-0,1%	0,0%	0,4%	-0,2%	-0,1%	0,3%	-0,4%	-0,3%	0,1%
BTN<	(%)			-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%	-0,3%	-0,2%	0,1%
Variações Tarifárias (Tarifas 2021 a 2026) [c/a-1] %												
Uso Rede Transporte (URT)	(%)			-0,5%	3,2%	11,5%	-3,3%	0,4%	8,4%	-6,5%	-3,0%	4,8%
Acesso às Redes	(%)			0,0%	0,3%	0,9%	-0,3%	0,0%	0,7%	-0,5%	-0,2%	0,4%
MAT	(%)			-0,1%	0,4%	1,4%	-0,4%	0,0%	1,0%	-0,8%	-0,4%	0,6%
AT	(%)			-0,1%	0,5%	1,8%	-0,5%	0,1%	1,3%	-1,0%	-0,5%	0,8%
MT	(%)			-0,1%	0,4%	1,4%	-0,4%	0,0%	1,0%	-0,8%	-0,4%	0,6%
BTE	(%)			0,0%	0,2%	0,8%	-0,2%	0,0%	0,6%	-0,5%	-0,2%	0,3%
BTN	(%)			0,0%	0,2%	0,6%	-0,2%	0,0%	0,5%	-0,4%	-0,2%	0,3%
BTN>	(%)			0,0%	0,3%	0,9%	-0,3%	0,0%	0,7%	-0,5%	-0,2%	0,4%
BTN<	(%)			0,0%	0,2%	0,6%	-0,2%	0,0%	0,5%	-0,3%	-0,2%	0,3%
Preços Finais	(%)			0,0%	0,1%	0,5%	-0,1%	0,0%	0,4%	-0,3%	-0,1%	0,2%
MAT	(%)			0,0%	0,1%	0,4%	-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%
AT	(%)			0,0%	0,2%	0,6%	-0,2%	0,0%	0,5%	-0,4%	-0,2%	0,3%
MT	(%)			0,0%	0,2%	0,7%	-0,2%	0,0%	0,5%	-0,4%	-0,2%	0,3%
BTE	(%)			0,0%	0,1%	0,5%	-0,1%	0,0%	0,3%	-0,3%	-0,1%	0,2%
BTN	(%)			0,0%	0,1%	0,4%	-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%
BTN>	(%)			0,0%	0,2%	0,5%	-0,2%	0,0%	0,4%	-0,3%	-0,1%	0,2%
BTN<	(%)			0,0%	0,1%	0,4%	-0,1%	0,0%	0,3%	-0,2%	-0,1%	0,2%

* Para o cenário «Base», este valor é de 5,79 €/MWh. Tal deve-se ao facto de o nível de investimentos e, portanto, de proveitos, em 2021, ser diferente para este cenário em particular.

A variação de preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a entregas a clientes, entre 2021 e 2025, considerando unicamente os investimentos aprovados em sede do PDIRT-E 2017 bem como aqueles já em exploração até final de 2019 (cenário «Base»), representa, no cenário superior de procura (cenário ERSE Superior), um decréscimo de 8,3% ao longo de todo o período. Num cenário de estagnação da procura (cenário ERSE Inferior), esse decréscimo é de 2,5% no período em análise.

Quando se consideram adicionalmente todos os investimentos já aprovados (Cenário «Base+outro investimento aprovado») ⁵⁰, a variação de preço médio corresponde a um decréscimo de 5,6% entre 2021 e 2026, mantendo o cenário superior de procura. No cenário de estagnação da procura, essa variação corresponde a um aumento de 0,5% no período em análise.

Relativamente aos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2021 em análise (cenário «Proposta PDIRT-E 2021»), e para o cenário superior de procura, o preço médio regista um acréscimo de 2,0% entre 2021 e 2026. No cenário de estagnação da procura, este acréscimo passa para 8,5% no mesmo período.

Estas variações de preços médios devem também ser contextualizadas face às tarifas, no caso, as tarifas que vigoram em 2021. Assim sendo, no cenário superior de procura, a variação tarifária no período entre 2021 e 2026 para o cenário «Proposta PDIRT-E 2021» será de um acréscimo de 4,8%, que compara com uma redução de 6,5%, no cenário «Base», e uma redução de 3,0%, no cenário «Base+outro investimento aprovado».

No cenário de procura estagnada, a variação tarifária no quinquénio para o cenário de investimentos «Proposta PDIRT-E 2021» será de um acréscimo de 11,5%, com um acréscimo de 3,2% no cenário «Base + outro investimento aprovado».

Os impactes tarifários ao nível da tarifa de uso da rede de transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de acesso às redes, bem como nos preços finais pagos pelos consumidores. Estes impactes tarifários nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais apresentam valores diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, sendo que serão tanto menores quanto menor é o nível de tensão e a dimensão do cliente. Este facto decorre de a rede de transporte assumir um peso mais reduzido na fatura dos consumidores dos níveis de tensão inferiores.

Os investimentos previstos no PDIRT-E 2021 (cenário «Proposta PDIRT-E 2021») traduzem-se assim num aumento dos preços médios em 2026 de cerca de 8,0% face aos do cenário «Base+outro investimento aprovado» (sem PDIRT-E 2021), em todos os cenários de procura, conforme o Quadro A.8 - 5. A correspondente repercussão nas tarifas de acesso às redes e nos preços finais é de aumentos de 0,6% e de 0,3%, respetivamente.

⁵⁰ Inclui outros investimentos aprovados pelo concedente, fora do âmbito de aprovação do PDIRT-E 2017, em processo autónomo.

Quadro A.8 - 5 - Impactes tarifários (acumulados) associados aos vários cenários de procura e de investimento

Impacte em 2026 entre cenários de investimento: Proposta PDIRT-E 2021 vs. Base+outro investimento aprovado		Cenários de Procura (2026)		
		ERSE Inferior	ERSE Central	ERSE Superior
Uso Rede Transporte	(%)	8,0%	8,0%	8,0%
Acesso às Redes	(%)	0,6%	0,6%	0,6%
MAT	(%)	1,0%	1,0%	0,9%
AT	(%)	1,3%	1,3%	1,2%
MT	(%)	1,0%	1,0%	0,9%
BTE	(%)	0,6%	0,6%	0,5%
BTN	(%)	0,5%	0,4%	0,4%
BTN>	(%)	0,6%	0,6%	0,6%
BTN<	(%)	0,4%	0,4%	0,4%
Preços Finais	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
MAT	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
AT	(%)	0,5%	0,4%	0,4%
MT	(%)	0,5%	0,4%	0,4%
BTE	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
BTN	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
BTN>	(%)	0,4%	0,4%	0,4%
BTN<	(%)	0,3%	0,3%	0,3%

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

