



PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

2018-27

Proposta

Junho 2017



SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

OBJETIVOS

O Planeamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) está subordinado a um conjunto de regras e obrigações vertidas na legislação para o setor elétrico. Destas, destacam-se em particular o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações, que estipulam que o Operador da Rede de Transporte (ORT) deve assegurar o planeamento da RNT e, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT).

A elaboração do PDIRT, com um horizonte decenal, deve ter em consideração, nomeadamente, a Caracterização da RNT, o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), os Padrões de segurança para planeamento da RNT contidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) e as licenças de produção atribuídas.

Deve ainda observar as demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes e Regulamento da Qualidade de Serviço, e estar coordenado com o plano decenal à escala europeia, com a rede de transporte de Espanha e com a rede nacional de distribuição.

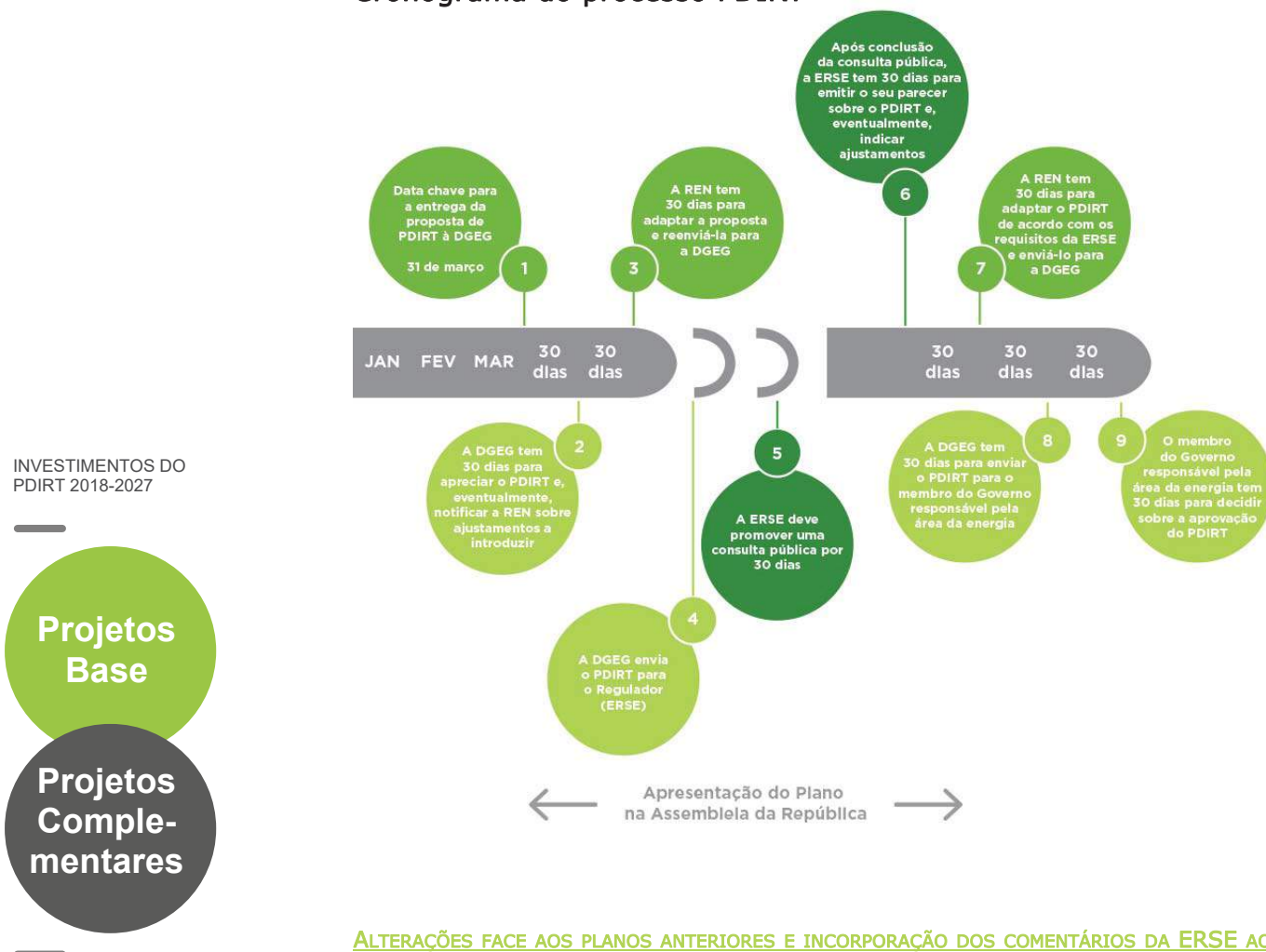
O Operador da Rede de Transporte deve incluir no PDIRT a identificação das infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os investimentos a efetuar, bem assim como o calendário dos projetos de investimento. Deve também conter, os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais, as obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009 e as medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (ENTSO-E).

De referir neste contexto que os projetos deste PDIRT com maior relevância para a criação do MIBEL e do Mercado Europeu de Energia e para a integração de energias renováveis, encontram-se igualmente contemplados na edição mais

recente do plano decenal à escala europeia (TYNDP 2016), disponível em <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>.

Figura - 1

Cronograma do processo PDIRT



ALTERAÇÕES FACE AOS PLANOS ANTERIORES E INCORPORAÇÃO DOS COMENTÁRIOS DA ERSE AO PDIRT 2016-2025

A presente proposta de PDIRT para o período 2018-2027 (PDIRT 2018-2027), representa uma evolução face à proposta anterior, o PDIRT 2016-2025, suportada num processo de melhoria contínua, que, para além de dar corpo à participação da DGEG, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e, no âmbito da consulta pública, de outros *stakeholders*, visa também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários. Assim, deste processo evolutivo destacam-se os seguintes pontos:

- ✓ Identificação de forma mais visível da classe constituída pelo conjunto de projetos que decorrem da exclusiva iniciativa do ORT, os Projetos Base, necessários para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes do contrato de concessão e dos critérios regulamentares em vigor, e também dar cumprimento

aos compromissos acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) relativamente ao reforço de alimentação à RND.

- ✓ Apresentação de projetos de expansão ou reformulação da RNT, os Projetos Complementares, mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.
- ✓ A elevada dependência da efetiva realização dos Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que no atual contexto de desfecho relativamente incerto, conduziu à diferenciação introduzida nesta proposta de Plano.
- ✓ A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos que visam dar resposta a compromissos e necessidades firmes e/ou bem identificadas e definidas, que na maioria dos casos já foram apresentadas em Planos anteriores.
- ✓ No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da real evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos.
- ✓ 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 o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023, foi aplicada a ambos os conjuntos de projetos apresentados no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares.
- ✓ No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas avançadas, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituições universitárias com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, nomeadamente o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC) e a Universidade Católica Portuguesa (UCP), que se juntam como anexos integrantes do presente documento. De modo consequente, foi preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas identificados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções que, não obstante, assumiu.

OUTRAS ALTERAÇÕES FACE AOS PLANOS ANTERIORES

- ✓ Para a evolução dos consumos foi tomado como base o cenário Inferior de Procura do RMSA-E 2016, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos.
- ✓ Evolução da oferta em linha com o RMSA-E 2016, observando as mais recentes orientações de política energética e a previsão de evolução da capacidade instalada alinhada com os cenários e pressupostos deste. Não obstante, o presente PDIRT não fixa as datas de entrada em serviço para novas infraestruturas de rede que visem a ligação de novos centros produtores, as quais fazem parte dos Projetos Complementares, apresentando um horizonte de viabilidade tendo em conta os prazos necessários à sua concretização e o seu estado atual de desenvolvimento, com a respetiva data-objetivo a ser fixada pelo Concedente (naturalmente que se forem fixadas datas mais cedo das que se encontram indicadas no PDIRT, o ORT desenvolverá as ações necessárias e promoverá os seus melhores esforços nesse sentido).
- ✓ Considerado o prolongamento da operação da central de Sines até 2025, assumida a desclassificação da central do Pego a carvão em 2021¹, assumida a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024. Estes pressupostos estão em alinhamento com a 'Trajetória A' do RMSA-E 2016.
- ✓ Não estão considerados os aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos e do Alvito, sobre os quais houve decisão de não construção por parte do Ministério do Ambiente, nem do Fridão, com decisão suspensa por três anos.
- ✓ Apresentados os valores de investimento, quer em termos de CAPEX quer em termos de Transferências para Exploração, a Custos Diretos Externos (CDE) e a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas.
- ✓ Identificação dos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento no âmbito deste PDIRT.
- ✓ Incorporação de informação adicional para melhor explicitação da coordenação entre os projetos inscritos no PDIRT e os correspondentes projetos constantes dos planos de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de eletricidade.
- ✓ Mais informação relativa aos projetos para garantir as condições de segurança de operação da rede, nomeadamente os investimentos relacionados com o controlo do perfil de tensões da RNT.
- ✓ Mais informação sobre os projetos de modernização de ativos como suporte a uma decisão de forma mais informada.

¹ Relativamente à possibilidade de desclassificação da central a carvão do Pego em 2021, os estudos já realizados, assumindo sempre como pressuposto a existência em operação do eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – (Dívor) – Pegões, apontam no sentido de, por esse motivo, não serem de esperar restrições à operação da rede.

- ✓ Informação mais detalhada sobre as capacidades de receção de nova geração por zona de rede, subestação e nível de tensão.
- ✓ Informação complementar sobre a estimativa do impacto tarifário.
- ✓ Informação complementar relativa à metodologia de cálculo dos benefícios socioeconómicos, traduzidos na sua aplicação e monetização nos horizontes 2022 e 2027.
- ✓ 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 (2022 e 2027).
- ✓ Em simultâneo com a proposta de Plano é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), consignada no Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

O processo de AAE, efetuado com a colaboração da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) que apoiou a REN neste objetivo, acompanhou a preparação da proposta de PDIRT 2018-2027 e foi desenvolvido em articulação com o mesmo. A metodologia de atuação permitiu que o resultado da Avaliação Ambiental, enquadrado pelos Fatores Críticos para a Decisão (FCD), pudesse ser incorporado no Plano, enriquecendo as opções estratégicas nele incluídas, tanto em termos ambientais como de sustentabilidade, constituindo-se como um pilar essencial no processo de decisão.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

A proposta de PDIRT 2018-2027 encontra-se estruturada em 6 capítulos, conforme se segue:

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

Adicionalmente, faz também parte do PDIRT um conjunto adicional de informação, apresentada sob a forma de anexos.

BREVE CARACTERIZAÇÃO DA REDE EM FINAL DE 2016

ASSIMETRIA GEOGRÁFICA ENTRE O CONSUMO E A PRODUÇÃO

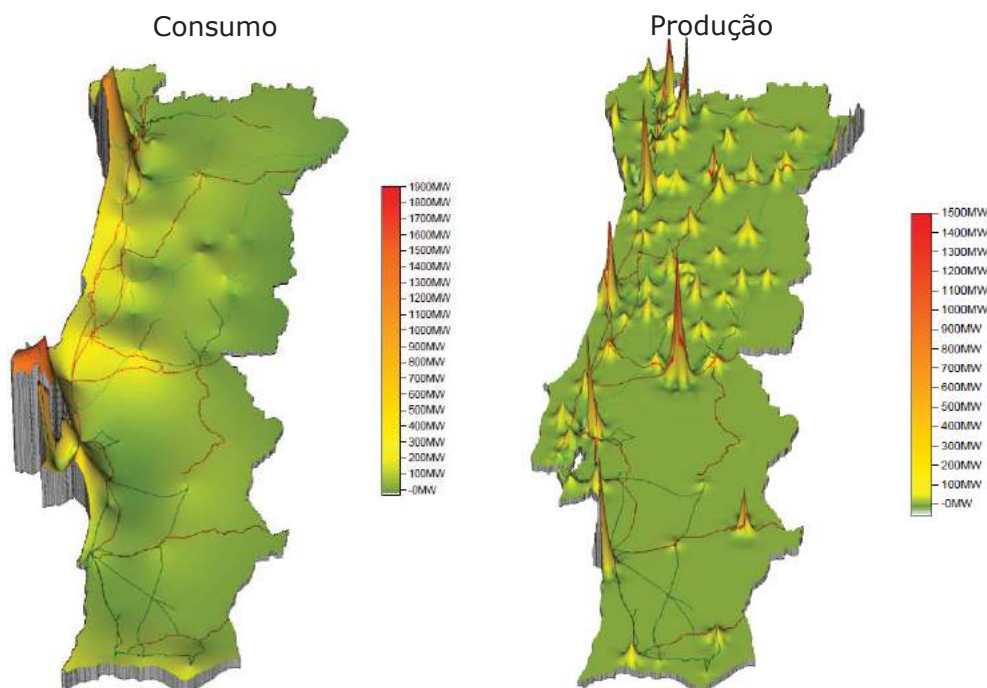
Os principais centros de consumo situam-se maioritariamente na faixa litoral centro-norte (com especial intensidade nas zonas metropolitanas do Porto, Lisboa e Setúbal) e do Algarve (em que a ponta anual ocorre no verão, ao contrário das demais regiões de maior consumo). A evolução da distribuição geográfica das cargas tem variado pouco ao longo do anterior período 2006-2016 e não se espera que haja alteração significativa do seu padrão para o período de análise deste Plano.

Em contrapartida, a distribuição geográfica do parque eletroprodutor tem-se alterado muito significativamente na última década, mobilizada pela entrada em serviço de centros eletroprodutores a partir de fontes de energias renováveis endógenas, designadamente a eólica, com maior dispersão e incidência nas zonas montanhosas do centro interior e norte de Portugal continental.

O padrão de dispersão geográfica e afastamento da produção em relação aos principais centros de consumo continuará na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros eletroprodutores, quer de nova produção hidroelétrica de grande potência, quer de outras renováveis, designadamente de solar fotovoltaica (especialmente no Alentejo e Algarve) e de alguma eólica *onshore* em zonas onde ainda existe potencial por explorar no centro interior e norte de Portugal continental.

Figura - 2

Distribuição do Consumo e da Produção (MW) em 2016



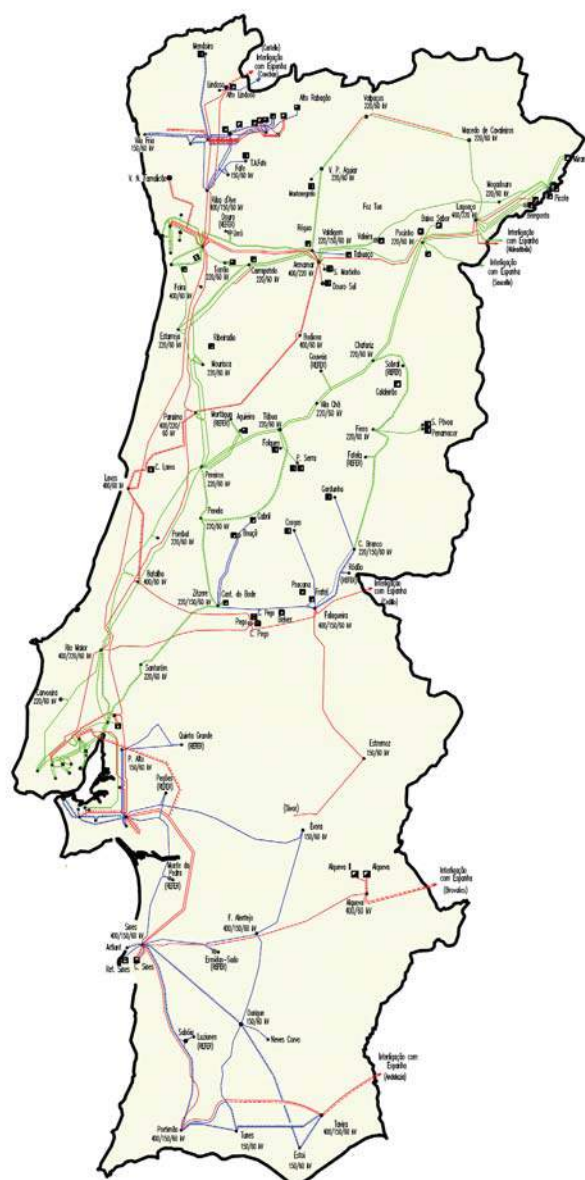
COMPOSIÇÃO DA RNT

A 31 de dezembro de 2016, a RNT tinha em serviço 66 subestações, 12 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os comprimentos totais de linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação encontram-se resumidos no quadro da página seguinte.

A figura seguinte mostra a estrutura da RNT a 1 de janeiro de 2017.

Figura - 3

Mapa da RNT em 1 de janeiro de 2017



Quadro - 1

Equipamentos da RNT a 31-12-2016

Equipamentos RNT	31-12-2016
Comprimento das linhas (km)	8 863
400 kV	2 670
220 kV	3 611
150 kV	2 582
Potência de transformação (MVA)	36 636
Autotransformação (MAT/MAT)	13 890
Transformação (MAT/AT)	22 426
Transformação (MAT/MT)	320

CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE PROJETOS



- ✓ Segurança de abastecimento: garantir a existência de condições para uma alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- ✓ Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional: manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT, através de um processo seletivo de remodelação, recondicionamento, substituição e reconstrução, baseado numa avaliação de estado dos equipamentos.
- ✓ Promoção da concorrência: assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, criando condições para a competitividade em ambiente de mercado.
- ✓ Sustentabilidade: prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, nomeadamente através da realização duma Avaliação Ambiental do Plano e da procura de soluções minimizando os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.
- ✓ CrITÉrios tÉcnicos de dimensionamento das infraestruturas: adoção das melhores práticas e técnicas internacionais, observando, em simultâneo, normas para segurança de pessoas e bens, critérios de adequação técnica de equipamentos, soluções eficazes e eficientes para a boa operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional técnico-económico de suporte às decisões selecionadas.

PRESSUPOSTOS DO PDIRT - EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA (RMSA)

PROCURA

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

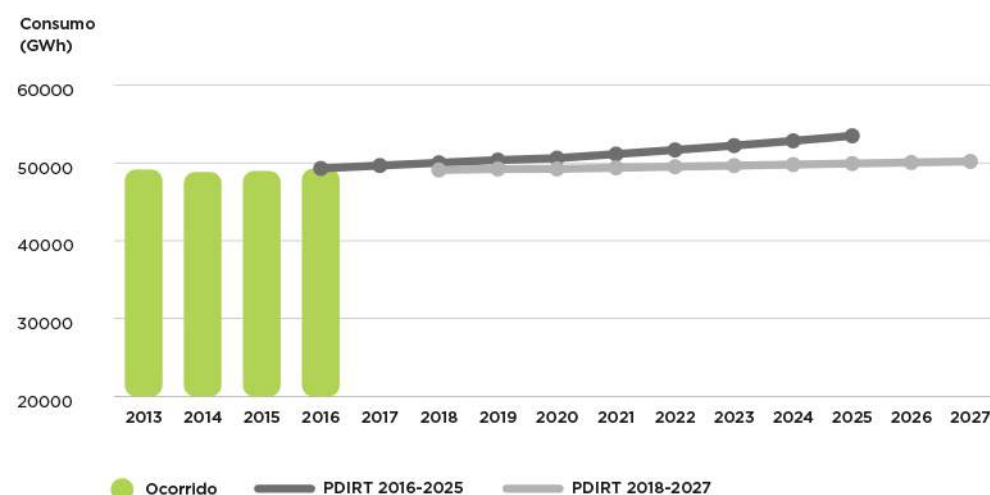
Na elaboração da presente proposta de PDIRT 2018-2027, foi tido em consideração o RMSA-E 2016, publicado em janeiro de 2017 e referente ao período 2017-2030, no qual são apresentados três cenários de crescimento da procura: cenário Inferior, cenário Central e cenário Superior, aos quais correspondem as taxas de crescimento médio anual de valor reduzido, de respetivamente 0,2 %, 0,5 % e 0,8 %.

Para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes três cenários o PDIRT utiliza o de evolução mais conservador (cenário Inferior), que perspetiva valores de consumo futuros inferiores aos considerados no anterior PDIRT 2016-2025, o qual estava baseado no cenário Central do RMSA-E 2014.

Figura - 4

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental

RMSA-E 2016 (horizonte 2018-2027)



Não se pondera, neste exercício, evoluções mais ambiciosas do consumo, tendo em conta que este Plano será alvo de revisão dentro de dois anos, momento em que eventuais evoluções diferentes das atualmente projetadas poderão ser acomodadas em sede de planeamento de rede, para os horizontes temporais que agora se estendem para além dos primeiros três/cinco anos.

CRESCIMENTO MÉDIO
CONSUMOS OCORRIDO
ENTRE 2014 E 2016

0,45 %

0,24 %

CRESCIMENTO DOS
CONSUMOS PREVISTO
NO PDIRT

“

A CIP recorda que, nos últimos anos, se assistiu à redução do consumo de eletricidade e que, de 2014 para 2015, ocorreu finalmente um aumento de consumo, mas de 0,3 %, sendo que a variação média anual do cenário central do RMSA, tomada como cenário de referência no PDIRT para os primeiros cinco anos (2016-2020), é de 0,5 %. Este pressuposto deveria ser ajustado no sentido de uma maior aderência à realidade e aos objetivos de aumento da eficiência energética no consumo, que são, aliás, uma das prioridades do Governo em termos de política energética.

CIP | Consulta Pública PDIRT 2016-2025

OFERTA

Relativamente à oferta, o Plano assenta num cenário em que a atual central térmica de Sines (carvão) se manterá em serviço até 2025, que a do Pego (carvão) será desclassificada em 2021² e a da Tapada do Outeiro (gás natural) em 2024. Este cenário corresponde à “Trajetória A” do RMSA-E 2016. Neste esteio, o Plano apresenta uma análise de sensibilidade à desclassificação destas centrais, sendo de destacar que, nas condições previstas, a desclassificação da central de Sines (carvão) pode resultar em limitações às condições de operação do sistema, tornando-o dependente do parque produtor de forma a manter condições de segurança de operação.

A concretização de aproveitamentos hidroelétricos de elevado potencial e de projetos de produção de outras fontes de energias endógenas³ poderão ser mobilizadores de um importante conjunto de projetos, cuja confirmação de realização, bem assim como a sua data de entrada em exploração, se encontra ainda não determinada e depende de decisões de entidades externas ao ORT.

Outro aspeto relevante na evolução da oferta tem que ver com o crescimento da potência embebida nas redes de distribuição, na medida em que esta vem alterar o padrão do balanço dos fluxos energéticos na fronteira transporte-distribuição. De facto, em algumas instalações da RNT tem-se vindo a assistir, em termos médios, a uma redução dos fluxos de energia no sentido da MAT para as redes de AT, compensada pela produção embebida, a qual o ORT tem em devida conta nas simulações que realiza em sede de planeamento. Sem prejuízo da asserção apresentada, faz-se notar que a volatilidade e intermitência da produção embebida nas redes de distribuição implica que em largos períodos de tempo durante o ano essa mesma energia não está disponível para a satisfação do consumo, o que assume importância decisiva numa análise local por ponto de entrega da RNT.

“

Atualmente, e como é demonstrado no PDIRT-E, ainda não existem evidências de que a produção distribuída (embebida na rede de distribuição) possa assegurar um adequado grau de confiabilidade e de garantia para influenciar as decisões de investimento nas subestações no sentido de adiar ou evitar os reforços de transformação necessários para assegurar a apropriada qualidade e continuidade de serviço na alimentação as cargas.

APREN | Consulta Pública PDIRT 2016-2025

CENÁRIO EVOLUÇÃO DA
OFERTA DO RMSA-E 2016
CONSIDERADO NO PDIRT



HORIZONTE
CONSIDERADO PARA A
DESCCLASSIFICAÇÃO DA
CENTRAL A CARVÃO DE
SINES

² Relativamente à possibilidade de desclassificação da central a carvão do Pego em 2021, os estudos já realizados, assumindo sempre como pressuposto a existência em operação do eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – (Dívor) – Pegões, apontam no sentido de, por esse motivo, não serem de esperar restrições à operação da rede.

³ As fontes de energia marinhas afetadas à concessão da Zona Piloto têm o seu enquadramento próprio cujo impacto na RNT é negligenciável, em virtude dos montantes previstos.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

O PDIRT é acompanhado da proposta de Relatório Ambiental, enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, documento que contém a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), e no âmbito da qual foram comparadas diferentes estratégias de evolução da RNT para o horizonte 2027, sob o ponto de vista dos seguintes Fatores Críticos para a Decisão:

- ✓ Coesão Territorial e Social;
- ✓ Alterações Climáticas;
- ✓ Capital Natural e Cultural.

A metodologia apresentada no Relatório Ambiental da *Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)*, permitiu criar condições para que o novo plano integrasse, logo desde o seu início, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

O objetivo geral da AAE do PDIRT é identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as *opções estratégicas* que se colocam às soluções de expansão e modernização da RNT, e criar condições para que o novo plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas. Subsequentemente, o Plano e o respetivo Relatório Ambiental constituem um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos projetos, tanto na sua definição técnica como no enquadramento de âmbito ambiental dos procedimentos de Avaliação de Impacte Ambiental previstos no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 47/2014, de 24 de março e pelo Decreto-Lei n.º 197/2015, de 27 de agosto.

PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTOS – PROJETOS BASE

ENQUADRAMENTO

Na base da proposta de PDIRT 2018-2027 estão contidos aqueles projetos que o ORT considera ter necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede. Fazem também parte deste conjunto, os projetos cujo objetivo é dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, projetos considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, dos quais o PDIRD 2015-2019 aprovado pelo Concedente.

Estes projetos têm na presente proposta de PDIRT 2018-2027, a designação de *Projetos Base* do PDIRT.

PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Mobilizados pelo objetivo estratégico de eficiência associada às atividades operacionais do ORT e a adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT, os projetos de remodelação e modernização de ativos, enquadram-se nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil.

Estes projetos visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço e a manutenção de condições adequadas para a segurança de pessoas e bens, numa rede com taxas médias de envelhecimento crescentes. Neste âmbito, destaca-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações, a substituição ou recondicionamento de transformadores de potência, a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo e a remodelação de linhas de muito alta tensão.

A utilização de uma abordagem com base no indicador de estado dos ativos e respetivos índices de criticidade visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo evitar encargos de cerca de 560 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade.

PROJETOS RELATIVOS A COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

Acomodando as solicitações do operador da rede nacional de distribuição (alinhadas com o plano de desenvolvimento e investimento da RND) e a melhoria das condições de alimentação e operacionalidade da RNT, o presente PDIRT contempla novas ligações para a RND e projetos de adequação de transformação MAT/AT para assegurar as condições de segurança do abastecimento e continuidade do serviço, bem como investimentos que visam assegurar os requisitos dos padrões de planeamento e qualidade de serviço regulamentares.

Deste lote de projetos, destacam-se: (i) reforços de transformação na Falagueira e em Pedralva; (ii) melhoria das condições de segurança de alimentação à subestação de Ermesinde e às subestações localizadas na região de Trás-os-Montes; (iv) novo injetor em Vila Nova de Famalicão; (v) conclusão da segunda fase de alimentação à subestação de Fafe; (vi) instalação de meios para compensação de reativa na RNT.

“

De um modo geral, aceitam-se as propostas relativas ao apoio à rede de distribuição, bem como as que dizem respeito à gestão do fim de vida útil do ativos, sujeitas, no entanto, a rigorosos critérios de calendarização no período de dez anos de vigência deste Plano.

CIP | Consulta Pública PDIRT 2016-2025

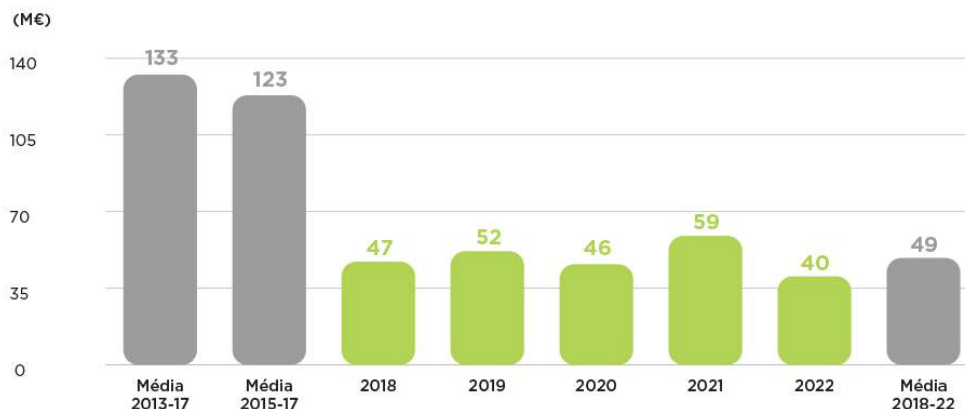
INVESTIMENTO 2018-2027

Num quadro de investimento seletivo para a remodelação, modernização e garantia de segurança da rede de transporte, este Plano apresenta uma perspetiva e programação de projetos reajustadas, resultando numa redução significativa dos montantes anuais e globais de investimento face aos planos anteriores.

O panorama de investimento relativo aos Projetos Base é apresentado na figura seguinte, com enfoque e detalhe anual do período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2018-2022), assim como o valor médio anual referente a este período. Ilustra-se também o valor médio das Transferências para Exploração registado nos períodos 2013-2017 e 2015-2017 (com base no histórico e previsão para o corrente ano de 2017).

Figura - 5

Transferências para Exploração no período 2018-2022⁴



INVESTIMENTO MÉDIO
PREVISTO PARA OS
PROJETOS BASE NO
PERÍODO 2018-2022

49 M€
média anual

-63 %

REDUÇÃO FACE AO
VALOR MÉDIO NO
PERÍODO 2013-2017

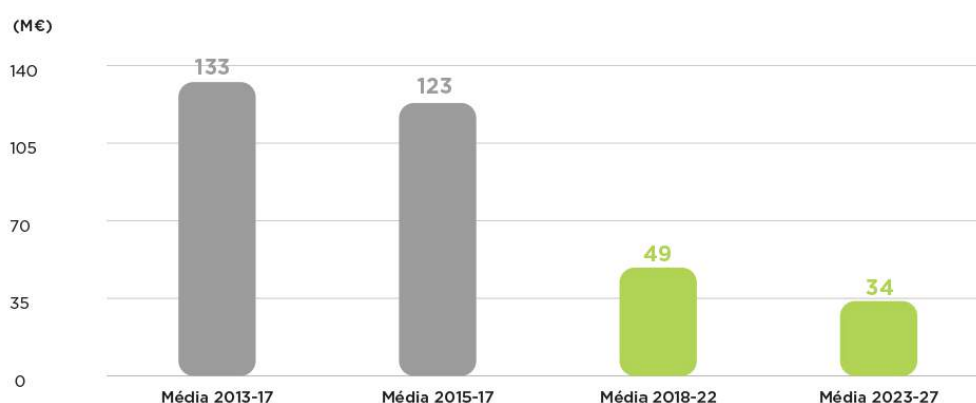
Os custos de investimento aqui apresentados são expressos como transferências líquidas para exploração a custos diretos externos eficientes, com base nos preços de referência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o que permite uma maior aderência dos valores apresentados ao custo real esperado das intervenções que se prevê serem implementadas, tendo em conta as condições do mercado.

⁴ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Em complemento, apresenta-se no gráfico seguinte o valor médio anual das transferências prevista para os Projetos Base no segundo quinquênio do PDIRT (2023-2027).

Figura - 6

Transferências para Exploração no período 2018-22 e 2023-27⁵



Tendo em conta o valor médio das Transferências para Exploração efetivamente ocorridas no quinquênio anterior ao do período do atual Plano e os cinco primeiros anos do presente PDIRT (a menos as de 2017 que são ainda provisórias e estimadas à data de elaboração da presente edição), a redução do investimento atinge os 63 %.

Por outro lado, comparando o investimento previsto para o primeiro quinquênio da atual proposta de PDIRT 2018-2027, com um valor médio anual de 49 M€, com a previsão do primeiro quinquênio da anterior proposta de PDIRT 2016-2025, com uma média de 121 M€ /ano, a redução do investimento é da mesma ordem de grandeza (cerca de 60 %).

Adicionalmente, é apresentado, no relatório, uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado, e ainda os montantes previstos relativos a encargos de estrutura, gestão e financeiros para o período em análise.

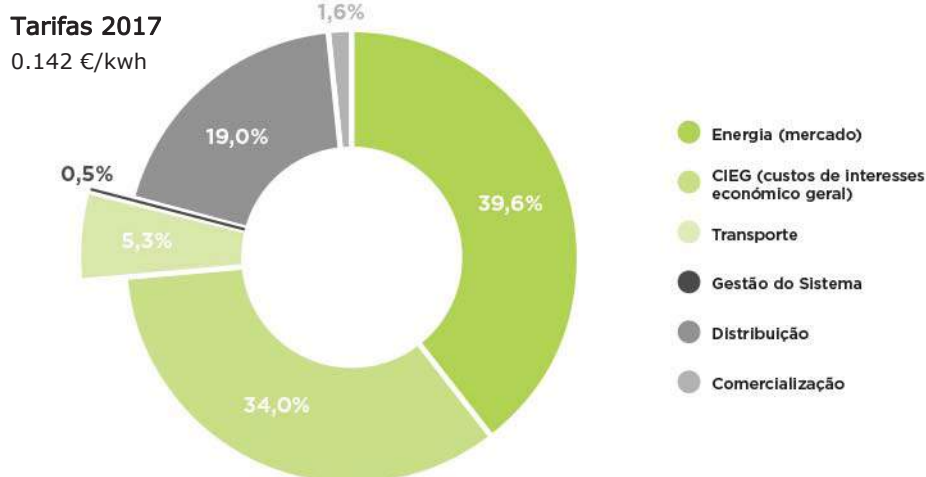
IMPACTO TARIFÁRIO

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema, representam cerca de 5,8 % da estrutura do preço médio do setor elétrico em 2017.

⁵ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Figura - 7

Estrutura do preço médio do setor elétrico em 2017



PESO DO 'TRANSPORTE E GESTÃO DO SISTEMA' NA ESTRUTURA DE PREÇO MÉDIO DO SETOR ELÉTRICO EM 2017

5,8 %

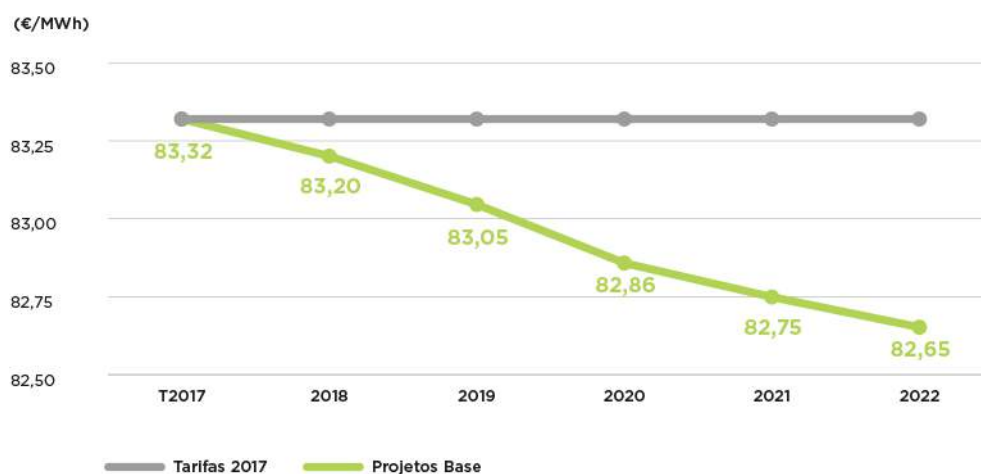
-0,67
€/MWh

IMPACTO DOS PROJETOS BASE DO PDIRT NOS PREÇOS MÉDIOS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ATÉ 2022

Ponderando os efeitos cumulativos do investimento e das amortizações, este Plano contribui para uma desoneração dos preços da eletricidade, mesmo num quadro restritivo de evolução da procura. De facto, apesar do reduzido peso que as atividades do ORT têm no preço médio do setor elétrico⁶ em 2017, o presente Plano permite, até ao horizonte de 2022, uma redução do preço médio da tarifa de acesso às redes⁷ de 0,67 €/MWh, o que corresponde a uma redução média anual de 0,16 % (o impacto tarifário foi calculado com os valores estimados a custos totais e considerando um consumo final constante ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2017).

Figura - 8

Impacto do PDIRT nos preços médios da tarifa de acesso às redes



⁶ Proveitos totais estimado para o setor elétrico por unidade consumida.

⁷ Proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse geral por unidade consumida.

“ Face aos problemas actuais do Sector Eléctrico e da situação económica do País, a COGEN Portugal entende que nos objectivos estratégicos do PDIRT neste momento deverá ser incluído em primeiro lugar a “optimização com vista à redução dos custos de acesso às redes da RNT”, de forma a que esta importante parcela da estrutura de custo final da energia contribua igualmente para o esforço de contenção da factura energética que está a ser requerido aos outros agentes do sector.

COGEN | Consulta Pública PDIRT 2016-2025

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

A análise multicritério/custo-benefício realizada aos Projetos Base estima que os mesmos permitem um benefício de 20 M€/ano⁸ ao Sistema Eléctrico Nacional (SEN), resultante dos seus atributos monetizados (aos quais acresce um valor percebido pelos consumidores na gama dos 4 M€/ano pela redução do risco de energia não fornecida e 35 M€ pela redução da carga em risco de interrupção ou de corte), no horizonte 2022.

Quadro - 2

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base¹

Benefícios e Custos esperados		2022
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)		12,8
Redução de custos para o SEN (M€/ano)		6,7
Redução das perdas de energia	(GWh/ano) (M€/ano)	-3,7 -0,2
Redução de energia distribuída em risco *	(GWh/ano) (M€/ano)	178,3 4,3
Redução de carga natural em risco de interrupção ^{a)} *	(GW) (M€)	5,1 30
Redução de carga sem recurso em risco corte ^{a)} *	(GW) (M€)	0,9 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE “full-time equivalente” (n)		3 537
SAIDI: degradação evitada (minutos)		0,13
SARI: degradação evitada (minutos)		5,0
Cavas de tensão: redução da frequência ^{b)} (%)		22
Cavas de tensão: redução da duração ^{b)} (%)		32
Cavas de tensão: redução da profundidade ^{b)} (%)		10
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)		228
Redução das emissões de CO ₂ (kton/ano)		52
Redução de capacidade de transporte em risco ^{a)} * (MVA)		157 362
Redução de potência de produção em risco de corte ^{a)} * (MW)		10 099
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo ⁹ (0-10)		5
Investimento (líquido de participações) (M€)		244
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)		35,3

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

^{a)} 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 2022.

^{b)} A redução refere-se ao valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração.

⁸ O benefício acrescido monetizado decorre essencialmente, para além da redução de custos com as perdas de energia e com a extensão de vida útil dos ativos, do benefício socioeconómico anual resultante do custo evitado na aquisição de combustíveis fósseis e em licenças de CO₂ e das trocas comerciais com Espanha que os projetos de investimento da RNT permitem incorporar no SEN.

BANEFÍCIO ANUAL PARA
O SEN COM A
REALIZAÇÃO DOS
PROJETOS BASE



INVESTIMENTO
2018-2022

Para além dos benefícios monetizados, os projetos permitem ainda a incorporação de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E e aprovada pela Comissão Europeia.

Destaca-se ainda o controlo e evicção da degradação de alguns indicadores de continuidade e qualidade de serviço, nomeadamente os que se relacionam com as cavas de tensão, as quais, tal como sucede com os designados “micro-cortes”, impactam significativamente nos atuais processos industriais e dos demais do tecido económico que utilizam tecnologias muito sensíveis às flutuações das tensões da rede.

“

Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, as decisões de investimento e de seleção da melhor alternativa para responder às necessidades de rede identificadas são baseadas num processo denominado “Apoio à decisão multicritério/custo-benefício”, incorporando as sugestões recebidas durante o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023.

Parecer da ERSE | Consulta Pública PDIRT 2016-2025

Figura - 1-9

Mapa da rede em 2027 considerando os Projetos Base



PROJETOS COMPLEMENTARES

O grupo dos Projetos Complementares incorpora projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A efetiva realização destes projetos está assim entendida nesta proposta de PDIRT como condicionada, caso a caso, à solicitação formal da sua concretização por parte da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* externos, bem como à

confirmação pelo Concedente quanto à sua efetiva realização e data-objetivo a ser tida em conta.

Neste quadro, a presente proposta de PDIRT não atribui a estes projetos uma data específica para a sua efetiva entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT, admitindo antes, mas apenas para efeitos da realização de estudos de cenarização, intervalos temporais dentro dos quais eventualmente a realização desses projetos poderá vir a ocorrer.

QUADRO - 3

Classificação dos Projetos Complementares por indutores

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€]	Indutor de desenvolvimento				
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	2019-2020	35,3	X				
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	36,2	X				
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	2022-2024	97,3	X				
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	2022-2023		X				
Alimentação a Cliente em MAT	2020-2022	8,3		X			
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa	2024-2025	33,3			X		
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)	2019-2021	32,4		X	X	X	
Nova subestação de Divor (2 fases)	2019-2021 2023-2024	16,3		X	X	X	
Criação do ponto injetor em Pegões	2026-2027	5,5		X			
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira	2024-2026	58,0				X	
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	Em estudo	0*	X				
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2025-2026	9,8					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)	2025-2027	50,5					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)	2025-2027	43,3					X

* - Projeto a ser totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

INVESTIMENTO 2018-2027

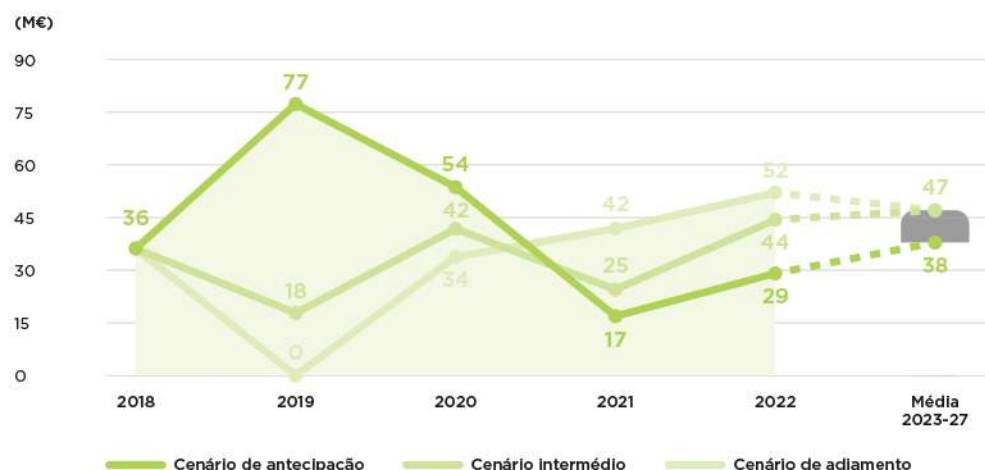
Considerando a incerteza quanto a uma data para entrada em serviço dos Projetos Complementares, foram construídos três cenários vistos como hipóteses para entrada em operação destes projetos. O objetivo deste exercício de cenarização é promover uma melhor percepção do eventual impacto que estes Projetos Complementares podem implicar nas Transferências para Exploração. Os três cenários de investimento estudados, construídos a partir das datas indicativas que constam do quadro anterior, são os seguintes:

- ✓ Cenário 1: '*Cenário de antecipação*' (Transferências para exploração a ocorrer na data mais próxima no intervalo apresentado);
- ✓ Cenário 2: '*Cenário intermédio*' (Transferências para exploração a ocorrer em datas intermédias no intervalo apresentado);
- ✓ Cenário 3: '*Cenário de adiamento*' (Transferências para exploração a ocorrer no extremo superior do intervalo apresentado).

Na figura que se segue, apresentam-se os valores correspondentes às transferências para exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização.

Figura - 10

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2018-2022 e média anual 2023-2027⁹



Para os três cenários analisados, no período 2018-2022 o volume de Transferências para Exploração médias anuais varia entre 33 M€, no *Cenário de adiamento* e 43 M€, no *Cenário de antecipação*. Já no período 2023-2027, os valores médios anuais de Transferências para Exploração, oscilam numa gama que varia entre 38 a 47 M€, conforme o cenário.

⁹ Montantes de investimento apresentados em custos diretos externos (CDE)

INVESTIMENTO MÉDIO
PREVISTO PARA OS
PROJETOS
COMPLEMENTARES
'CENÁRIO INTERMÉDIO'

33 M€
2018-2022

47 M€
2023-2027

IMPACTO TARIFÁRIO

No quadro seguinte, encontra-se apresentada a estimativa do impacto tarifário de cada Projeto Complementar para os primeiros cinco anos em serviço.

QUADRO - 4

Impacto dos Projetos Complementares nos preços médios da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento					Impacto no preço médio da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X					0,041	0,098	0,095	0,093	0,091
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X					0,040	0,096	0,094	0,092	0,089
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	X					0,055	0,152	0,185	0,192	0,187
Eixo a 400 kV Pedralva - Zona do Porto (Sobrado)	X					0,028	0,067	0,065	0,064	0,062
Alimentação a Cliente em MAT		X				0,009	0,022	0,022	0,021	0,021
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X			0,038	0,090	0,088	0,086	0,084
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)		X	X	X		0,038	0,090	0,088	0,086	0,083
Nova subestação de Divor (fase 1) (fase 2)		X	X	X		0,014 0,005	0,035 0,012	0,034 0,011	0,033 0,011	0,032 0,011
Criação do ponto injetor em Pegões		X				0,007	0,016	0,015	0,015	0,015
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira				X		0,067	0,158	0,154	0,151	0,147
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	X					*	*	*	*	*
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,011	0,026	0,026	0,025	0,025
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X	0,059	0,139	0,135	0,132	0,129
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X	0,050	0,119	0,116	0,114	0,111

* O projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo será totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Para os Projetos Complementares, a análise multicritério/custo-benefício realizada estima que estes projetos permitem acrescentar um benefício que pode variar entre os 143 e os 217 M€/ano¹⁰ ao Sistema Elétrico Nacional (SEN),

¹⁰ O benefício acrescido monetizado decorre essencialmente, para além da redução de custos com as perdas de energia, do benefício socioeconómico anual resultante do custo evitado na aquisição de combustíveis fósseis e em licenças de CO₂ e das trocas comerciais com Espanha que os projetos de investimento da RNT permitem incorporar no SEN. Para além dos benefícios monetizados, os projetos

resultante dos seus atributos monetizados, o que excede o valor médio dos investimentos previstos (40 M€/ano).

Quadro - 5

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2022	2027
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[143,2; 153,2]	217,0
Redução das perdas de energia (GWh/ano) (M€/ano)	30,1 1,1	2,6 0,1
Manutenção ou criação de emprego externo <i>FTE</i> "full-time equivalente" (n)	10 146	
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 544	2 711
Redução das emissões de CO ₂ (kton/ano)	947	594
Melhoria do <i>Índice de Cobertura Probabilístico</i> (%)	2,5	
Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	15	
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)	568,6	
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	50,4	
Investimento^{a)} (líquido de participações) (M€)	400	
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	693	

a) Valor de investimento no período 2018-2027, para o *Cenário intermédio*.

Para além dos benefícios monetizados, destaca-se os relativos à segurança do abastecimento e os de mitigação da degradação da qualidade de serviço, designadamente o da profundidade das cavas de tensão que tende a ter efeitos semelhantes aos dos cortes, ainda que de curta duração, prejudiciais aos consumos mais exigentes e sensíveis.

A RNT NO CONTEXTO EUROPEU E OS PROJETOS DE INTERESSE COMUM

Os projetos apresentados neste Plano encontram-se articulados com o plano decenal europeu, que tem por base as orientações europeias de política energética e que pretendem dar resposta aos principais pilares de orientação estratégica, confirmados e ampliados no Conselho Europeu de outubro de 2014. Enquanto membro da ENTSO-E, a REN participa na elaboração do plano decenal europeu (TYNDP) e promoveu a candidatura de alguns dos projetos apresentados neste PDIRT à atribuição do estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC).

Adquiriram estatuto de PIC os projetos da RNT: *PIC 2.16.1 - Linha de 400 kV Pedralva-Sobrado*; *PIC 2.16.3 - Linha de 400 kV V. Minho-R. Pena-Feira*; e *PIC 2.17 - Interligação a 400 kV Beariz - Fontefría (ES), Fontefría (ES) - P.Lima(PT) e P.Lima - V.N.Famalicao (PT)*.

permitem ainda a incorporação de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E.

BANEFÍCIO ANUAL PARA O SEN COM A REALIZAÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES



INVESTIMENTO
2018-2027

Os projetos PIC podem ser enquadrados em instrumentos específicos da União Europeia, designadamente os programas de apoio financeiro, no âmbito dos quais a REN candidatou, com sucesso, dois dos projetos da RNT classificados como PIC aos fundos previstos nesses programas, tendo obtido apoio de 50 % dos custos previstos para os respetivos estudos, de acordo e nos termos da regulamentação própria para o efeito.

INVESTIMENTO 2018-2027 CONSIDERANDO O CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E OS PROJETOS COMPLEMENTARES

Num cenário de conjugação dos Projetos Base e Projetos Complementares, verifica-se que, no período 2018-2022, o valor das transferências anuais para exploração pode variar numa gama de valores entre 52 M€ e 129 M€, dependendo do cenário considerado para os Projetos Complementares.

Considerando para os Projetos Complementares o *Cenário de antecipação*, estima-se uma média de transferências para exploração de aproximadamente 91 M€ no período 2018-2022. No *Cenário intermédio* e *Cenário de adiamento*, este valor passa para 82 M€. No período 2023-2027, os valores médios anuais das transferências para exploração são de 72 M€ no *Cenário de antecipação* e de 81 M€ nos *Cenário intermédio* e *Cenário de adiamento*.

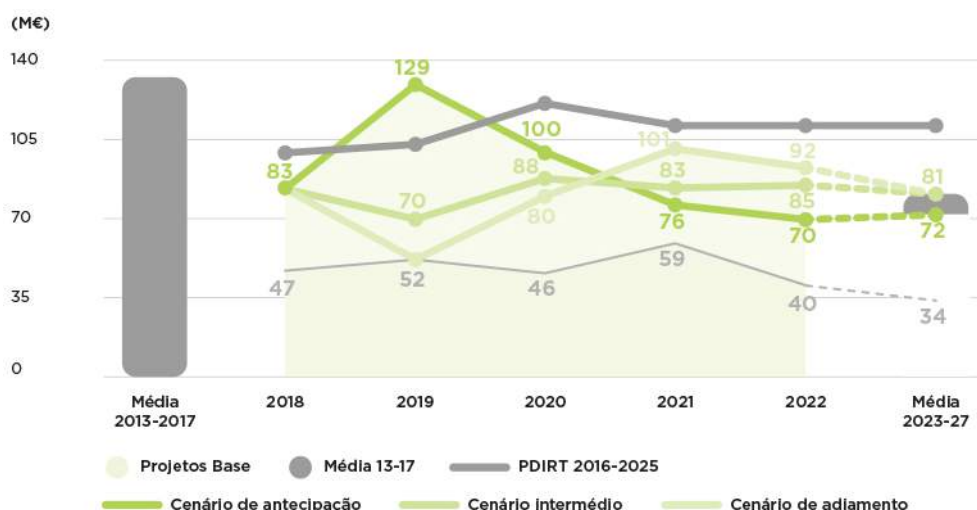
INVESTIMENTO MÉDIO
PREVISTO PARA OS
PROJETOS BASE E
PROJETOS
COMPLEMENTARES NO
PERÍODO 2018-2022
(CENÁRIO INTERMÉDIO)

91 M€
média anual

16-25 %

REDUÇÃO FACE AO
VALOR MÉDIO NO
PERÍODO 2013-2017

Figura - 11
Projetos Base e Complementares – Transferências para Exploração no período 2018-2022 e média anual 2023-2027



“

Tendo em conta todos estes aspetos consideramos que o PDIRT 2018 - 2027 agora proposto pelo ORT Português constitui um documento equilibrado e, em diversos aspetos, muito contido e conservador, disponibilizando informação relevante sobre a RNT, caracterizando e justificando adequadamente os investimentos propostos para o horizonte em análise, sendo muito claras as preocupações em continuar a garantir elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento, em procurar responder às linhas orientadoras de política energética definidas pelo concedente e procurar assegurar o menor impacto possível nas tarifas.

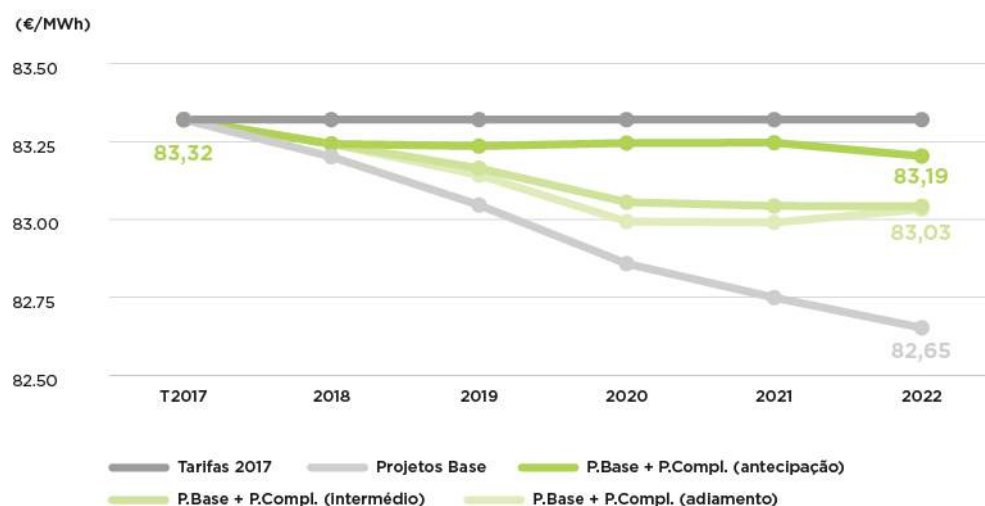
INESC TEC | Porto 5 de junho de 2017

A análise da figura anterior mostra ainda que, comparativamente com as Transferências para Exploração verificadas no período 2013-2017, ou com o previsto na proposta de PDIRT 2016-2025, as Transferências para Exploração aqui estimadas, integrando Projetos Base e Projetos Complementares, apresentam valores inferiores àqueles em praticamente todos os anos e cenários (à exceção do caso extremo do *Cenário de antecipação* para o ano de 2019) com um valor acumulado em 2022 de 16 a 25 % inferior.

Da análise da figura que se segue, pode-se concluir que, mesmo com a concretização conjunta dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, perspetiva-se um decréscimo do preço médio da tarifa de acesso às redes de cerca de 0,13 €/MWh a 0,29 €/MWh até 2022, dependendo da data de entrada em exploração dos Projetos Complementares.

Figura - 12

Impacto dos Projetos Base e Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes



O documento preparado pelo Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa avaliou e valorizou o impacto direto na economia nacional dos investimentos que constam da presente proposta de PDIRT 2018-2027, que acresce aos benefícios determinados pela análise multicritério realizada pela REN. As suas conclusões referem, nomeadamente, o seguinte:

“

- G) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Base relativos ao decénio 2018-2027 ascende portanto a 1100,74M€.
- H) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 1674,22M€.

Universidade Católica Portuguesa | Lisboa 9 de junho de 2017

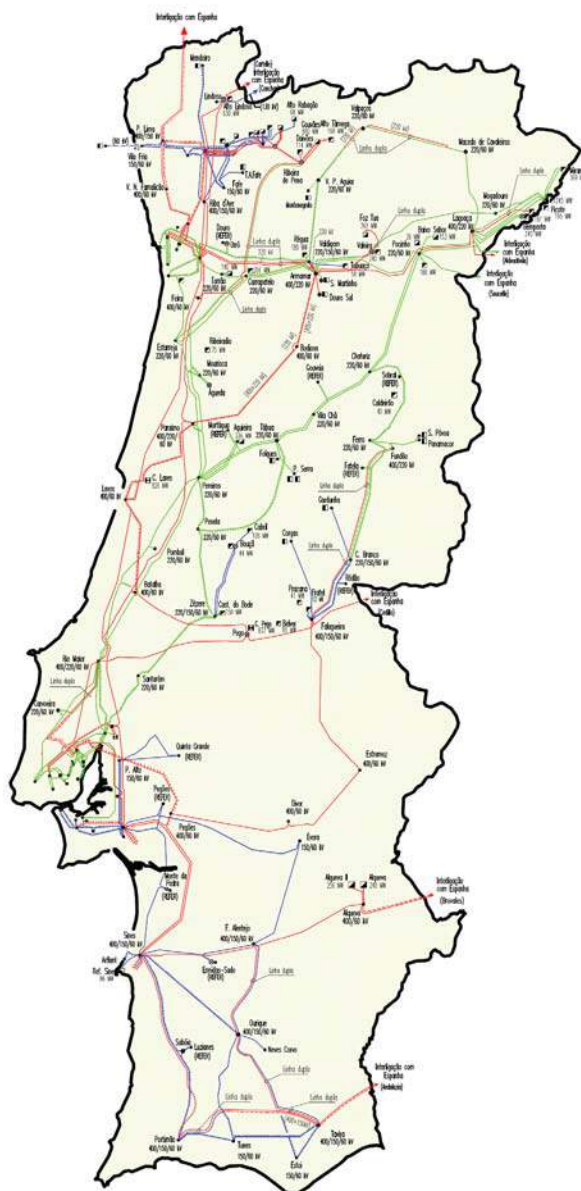
IMPACTO DOS
PROJETOS BASE DO
PDIRT NOS PREÇOS
MÉDIOS DA TARIFA DE
ACESSO ÀS REDES
ATÉ 2022
(CENÁRIO INTERMÉDIO)

-0,07%
média anual

-0,29
€/MWh

Figura - 13

Mapa da rede em 2027 – Projetos Base e Complementares



ÍNDICE

APRESENTAÇÃO	III
SUMÁRIO EXECUTIVO	I
ÍNDICE	XXVII
SIGLAS	XXIX
1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO	1
1.1. A REDE DE TRANSPORTE NO SETOR DA ELETRICIDADE	3
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR	4
1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT	8
1.4. OBJETIVOS DE PLANEAMENTO	9
1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU	11
1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE	11
1.5.2. PROJETOS DE INTERESSE COMUM	15
1.5.3. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	17
1.6. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO À PROPOSTA DE PDIRT 2016-2025	18
1.7. CONTEÚDO DO PDIRT	22
2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE	25
2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES	27
2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS	29
2.2.1. CONSUMO	29
2.2.2. PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS	32
2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT	36
2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO	38
2.5. INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO	42
2.6. EVOLUÇÃO DAS PERDAS	45
2.7. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL	46
3. PRESSUPOSTOS DO PLANO	49
3.1. ENQUADRAMENTO	51
3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT	52
3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	54
3.3.1. ENQUADRAMENTO	54
3.3.2. METODOLOGIAS E EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DAS PONTAS	54
3.4. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA	58
3.4.1. PREVISÃO DA PONTA SÍNCRONA DE CARGA	58
3.4.2. PREVISÃO DE CARGAS POR PONTO DE ENTREGA (PDE)	61
3.5. FLEXIBILIDADE DA PROCURA	71
3.5.1. 'DEMAND SIDE RESPONSE'	71
3.5.2. INTERRUPTIBILIDADE	74
3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	76
3.7. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT	80
3.8. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL	83
4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO	85
4.1. ENQUADRAMENTO	87
4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE	89
4.2.1. PANORÂMICA GERAL DOS INVESTIMENTOS DOS PROJETOS BASE DO PDIRT 2018-2027	89
4.2.2. TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO NO PERÍODO 2018-2022	92
4.2.3. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO	96
4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT	98
4.3.1. ENQUADRAMENTO À GESTÃO DE ATIVOS	98
4.3.2. METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO	102
4.3.3. PLANO DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS	104
4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO	114
4.4.1. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS	114
4.4.2. TRANSFORMADORES MAT/AT E PAINÉIS AT PARA APOIO AOS CONSUMOS	119
4.4.3. COORDENAÇÃO ENTRE O PDIRT E O PDIRD	124
4.4.4. GESTÃO DA REATIVA	126
4.5. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA	130
4.5.1. RTS	130
4.5.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE	133

5. PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO	137
5.1. ENQUADRAMENTO	139
5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	141
5.2.1. MONTANTES INDIVIDUAIS DOS PROJETOS	141
5.2.2. CENARIZAÇÕES PARA DIFERENTES PERSPETIVAS DE DATAS DE ENTRADA EM SERVIÇO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	143
5.2.3. COMPARTICIPAÇÕES	144
5.2.4. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO	145
5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	146
5.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA	157
5.5. TRANSFORMADORES MAT/AT COM APOIO A CONSUMOS	159
6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT	161
6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES	163
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO	167
6.2.1. ENQUADRAMENTO	167
6.2.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE	168
6.2.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	170
6.2.4. IMPACTO TARIFÁRIO CONSIDERANDO OS PROJETOS BASE MAIS OS PROJETOS COMPLEMENTARES	172
6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO	175
6.3.1. APLICAÇÃO AOS PROJETOS BASE	175
6.3.2. APLICAÇÃO AOS PROJETOS COMPLEMENTARES	189
6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES	197
6.4.1. PROJETOS BASE	197
6.4.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	200
6.5. PERDAS NA RNT	203
6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO	204
6.6.1. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO – PROJETOS BASE	204
6.6.2. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO – PROJETOS COMPLEMENTARES	205
6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO	208
6.7.1. ENQUADRAMENTO	208
6.7.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO	209
6.7.3. CARACTERIZAÇÃO DOS PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO À REDE	210
6.7.4. CAPACIDADES DE RECEÇÃO – PROJETOS BASE	213
6.7.5. CAPACIDADES DE RECEÇÃO – PROJETOS COMPLEMENTARES	219
6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO	223
6.8.1. ENQUADRAMENTO	223
6.8.2. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PROJETOS BASE	224
6.8.3. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PROJETOS COMPLEMENTARES	228
6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO	229
6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA	236
6.10.1. EVOLUÇÃO DA PROCURA	236
6.10.2. EVOLUÇÃO DA OFERTA	238
6.11. ESTABILIDADE DO SISTEMA	239
6.11.1. PRINCÍPIOS GERAIS	239
6.11.2. INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA	240
6.11.3. NOVOS DESAFIOS PARA A SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	241
6.11.4. NOVAS EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES	243
6.12. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	244

ANEXOS

ANEXO 1 – PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT
ANEXO 2 – RMSA-E 2016 CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS
ANEXO 3 – PROJETOS DE INVESTIMENTO
ANEXO 4 – QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2018 A 2027 E MAPA DA RNT (PROJETOS BASE)
ANEXO 5 – QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2018 A 2027 E MAPA DA RNT (PROJETOS COMPLEMENTARES)
ANEXO 6 – FICHAS DOS PROJETOS BASE
ANEXO 7 – FICHAS DOS PROJETOS COMPLEMENTARES
ANEXO 8 – DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS BASE E DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRT
ANEXO 9 – ESTUDOS E METODOLOGIAS
ANEXO 10 – PROJETOS DA RNT NO TYNDP 2016
ANEXO 11 – VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS HORIZONTES 2018, 2022 E 2027
ANEXO 12 – POTÊNCIA ATRIBUÍDA/RESERVADA, PEDIDOS DE PARECER AO ORT E CAPACIDADES DE RECEÇÃO NA RNT
ANEXO 13 – INDICADORES EVOLUTIVOS DOS EQUIPAMENTOS DA REDE
ANEXO 14 – EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO
ANEXO 15 – PARECERES DE ENTIDADES EXTERNAS RELATIVOS À PROPOSTA DE PDIRT

SIGLAS

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV)
CAPEX	Capital Expenditure
CDE	Custos Diretos Externos
CE	Comissão Europeia
CEF	Connecting Europe Facility
CEM	Campos Electromagnéticos
CSW RG	Continental South-West Regional Group
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DSR	Demand Side Response
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	União Europeia
FACTS	Flexible AC Transmission System
FCD	Fatores Críticos para a Decisão
FRTC	Fault Ride Through Capability
GGs	Gestão Global do Sistema
ICP	Índice de Cobertura Probabilístico
IP/MPLS	Internet Protocol / Multi-Protocol Label Switching
M€	Milhões de Euros
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV)
ORD	Operados da Rede de Distribuição
ORT	Operados da Rede de Transporte
PCH	Pequenas Centrais Hídricas
PIC	Projeto de Interesse Comum
PdE	Ponto de entrega
PDH	Plesiochronous Digital Hierarchy
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

QRE	Quadro de Referência Estratégico
RA	Relatório Ambiental
REE	Red Eléctrica de España, S.A. (TSO Espanhol)
RMSA	Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REORT	Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte
Rev.	Centrais hidroelétricas reversíveis
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RRD	Regulamento da Rede de Distribuição
RRT	Regulamento da Rede de Transporte
RSLEAT	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
RTU	Remote Terminal Unit
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SARI	System Average Restoration Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEN	Sistema Elétrico Nacional
STATCOM	STATIC Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TDM	Time Division Multiplexing
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	Transmission System Operator (Operador da Rede de Transporte)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UE	União Europeia



1

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

1.1.

A REDE DE TRANSPORTE NO SETOR DA ELETRICIDADE

Uma rede de transporte de energia elétrica constitui a base para a ligação e o transporte de energia entre os centros produtores e os centros de consumo (excluindo a produção distribuída que seja consumida nos locais onde é produzida).

A filosofia das redes de transporte, contrariamente ao que se passa numa grande maioria das redes de distribuição, assenta numa estrutura malhada, o que, se por um lado permite um dimensionamento mais eficiente (reduzindo o número de quilómetros de linhas e quantidades de outros equipamentos) e, por conseguinte, uma maior utilização das capacidades dos elementos constituintes das redes, por outro conduz a maiores variações e incerteza relativamente às distribuições dos fluxos nessas redes ao longo do tempo, muito dependentes do *mix* de produção em serviço em cada momento, em conjunto com os montantes de carga a abastecer e os saldos de trocas internacionais. Por outro lado, uma rede malhada favorece também a definição e adoção de soluções de desenvolvimento que conjuguem a resposta simultânea e integrada a mais do que uma necessidade da rede.

O desenvolvimento de uma rede de transporte, em resposta a necessidades concretas, deve ter em consideração diversos fatores base, destacando-se de entre eles *A Segurança e Garantia de Abastecimento* - a continuidade do serviço deve ser garantida, mesmo em presença dos incidentes mais comuns (e.g. em acordo com a "regra de segurança n-1", segundo a qual a falha de um qualquer elemento da rede não deve conduzir a interrupções no fornecimento de energia).

Outro fator igualmente relevante, contribuindo de forma significativa para o cumprimento do anterior, passa por assegurar a recolha e o transporte da energia produzida pelas centrais, contribuindo deste modo para a colocação junto dos consumos da energia por eles requerida, isto tendo também em consideração uma integração crescente das energias baseadas em fontes renováveis, de acordo com objetivos e políticas energéticas estabelecidos.

Um terceiro fator impactando no desenvolvimento das redes de transporte, igualmente importante, tem a ver com objetivos traçados a nível supranacional, no caso português a nível europeu, no sentido de uma cada vez maior interligação entre as redes de diferentes regiões, concorrendo assim para uma maior integração dos mercados (maior facilidade de acesso a energia disponibilizada por centros eletroprodutores localizados noutras 'geografias').

O presente PDIRT, abrangendo o período 2018 a 2027, observa os fatores atrás descritos, tendo igualmente em atenção o cumprimento das obrigações decorrentes das Bases da Concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e dos demais deveres e incumbências consagrados em legislação e regulamentação específica aplicável ao desempenho da função de operador da RNT.

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

O Planeamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) está subordinado a um conjunto de regras e obrigações vertidas na legislação para o sector elétrico, das quais, sem prejuízo da demais legislação em vigor, se destacam:

- As alterações legislativas de 8 de outubro de 2012 transpõem para a legislação portuguesa a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade (integrando o designado Terceiro Pacote Energético), tendo como principais objetivos o aumento da concorrência, a existência de uma regulação eficaz e o incentivo ao investimento em benefício dos consumidores;
- O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações – estipulam que a REN, enquanto Operador da Rede de Transporte deve assegurar o planeamento da RNT e deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação, a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT);
- O artigo 35.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, relativo à Gestão técnica global do SEN, refere no seu n.º 2 que “a gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de eletricidade e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício” do - alínea d) - “Planeamento da RNT, designadamente no que respeita ao planeamento das suas necessidades de renovação e expansão, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas da política energética nacional, e, em particular, através da preparação do PDIRT da eletricidade.”;
- No n.º 5 do seu artigo 36.º, o Decreto-Lei n.º 172/2006 refere que no processo de elaboração do PDIRT o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:
 - a) A caracterização da RNT;
 - b) O RMSA mais recente;
 - c) Os Padrões de segurança para planeamento da RNT (contidos no RRT | Anexo 1) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
 - d) As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT

e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores (incluindo os pedidos de ligação ao abrigo da portaria nº 243/2013);

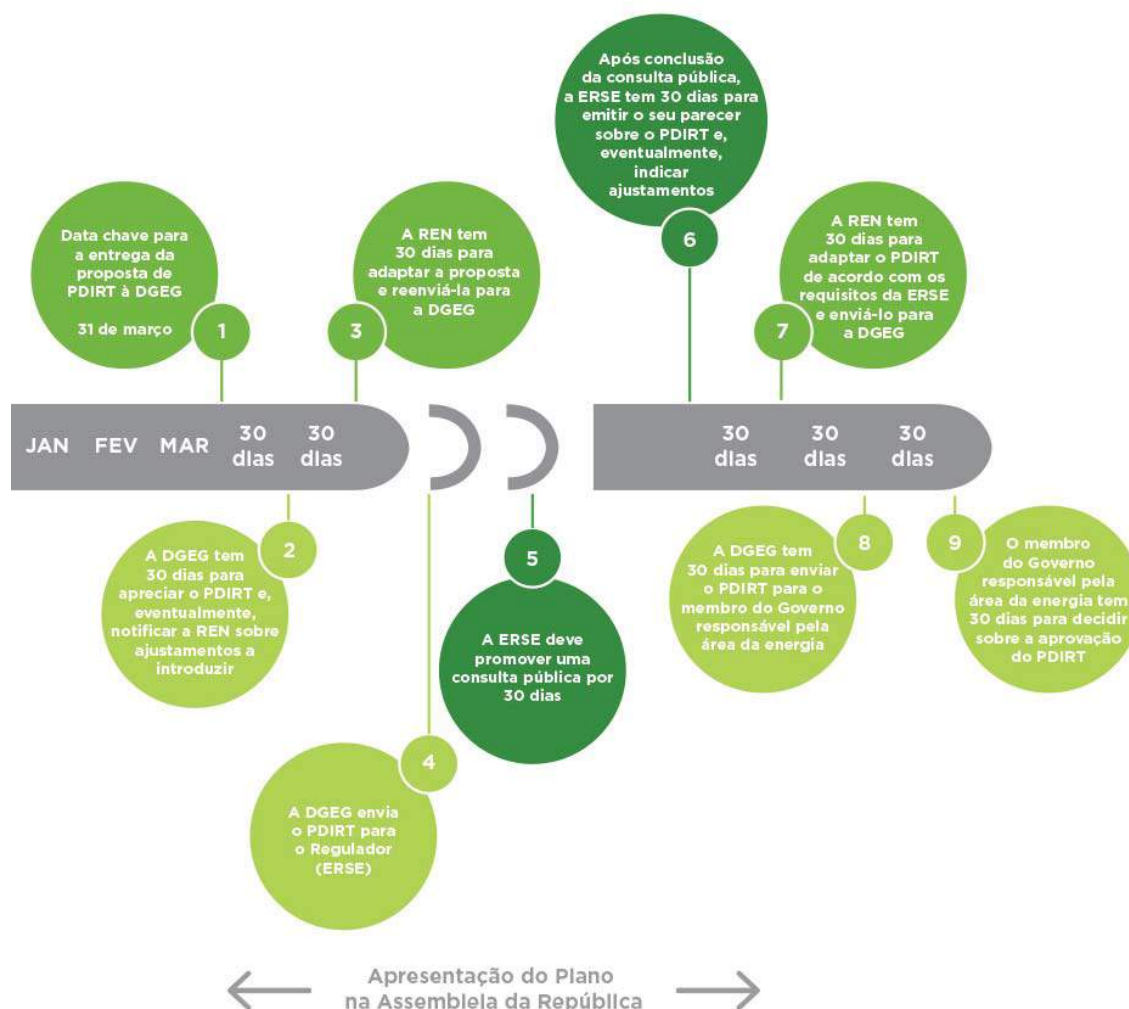
Refira-se que, em complemento ao Decreto-Lei n.º 172/2006, a portaria n.º 243/2013 estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida.

- O mesmo Decreto-Lei n.º 172/2006, afirma no n.º 6 do seu artigo 36.º que o operador da RNT deve incluir no PDIRT:
 - a) A identificação dos principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede, especificando as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguinte, os investimentos que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, indicando ainda o calendário dos projetos de investimento;
 - b) Os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;
 - c) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
 - d) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;
 - e) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações.

Ainda de acordo com a legislação em vigor (n.º 6 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006), do ponto de vista da sua tramitação, ver Figura 1-1, a proposta do PDIRT é enviada à DGEG para apreciação. A DGEG, no prazo de 30 dias, poderá solicitar alterações ao documento, que o ORT deverá incorporar numa nova versão a enviar, no prazo de 30 dias, à DGEG, a qual, por sua vez, remete essa versão do PDIRT à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que promove a respetiva consulta pública pelo prazo de 30 dias. Findo este processo, a ERSE emitirá um parecer sobre o Plano e poderá requerer, também ela e se considerar necessário, novas alterações ao PDIRT, as quais serão consideradas na versão final do PDIRT a enviar à DGEG, que, finalmente, o submete para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

FIGURA 1-1

Procedimento de elaboração do PDIRT



O Anexo III do Decreto-Lei n.º 172/2006 contém as Bases da Concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, definindo o objeto da concessão: “a concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de serviço público e em exclusivo”. No objeto da concessão está incluído, nomeadamente, o planeamento, construção, exploração e manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNT e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação; a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT).

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

Os códigos de rede europeus definem conjuntos de regras que se aplicam a um ou mais segmentos do setor da energia, a fim de facilitar a harmonização, integração e eficiência do Mercado Interno de Energia. A necessidade destes códigos foi identificada no decurso do desenvolvimento do

Terceiro Pacote Energético, mais especificamente, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, que define as áreas em que serão desenvolvidos códigos de rede e todo o processo para desenvolvê-los.

Presentemente está concluída ou prevista a publicação de um conjunto de códigos de rede, que abrangem três áreas-chave do setor da energia elétrica da União Europeia (UE):

- Códigos de ligação: “Código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede” (Regulamento (UE) 2016/631, publicado e em vigor), “Código de rede relativo à ligação do consumo” (Regulamento (UE) 2016/1388, publicado e em vigor) e “Código de rede relativo a requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão e de módulos de parque gerador ligados em corrente contínua” (Regulamento (UE) 2016/1447, publicado e em vigor);
- Códigos de operação: “Guideline on electricity transmission system operation” (aprovado em sede de comitologia) e “Guideline on emergency & restoration” (aprovado em sede de comitologia);
- Códigos de mercado: “Orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos” (Regulamento (UE) 2015/1222, publicado e em vigor), “Orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo” (Regulamento (UE) 2016/1719, publicado e em vigor) e “Electricity Balancing” (aprovado em sede de comitologia).

Representando os operadores europeus de redes de transporte de eletricidade, a ENTSO-E foi mandatada pela Comissão Europeia (CE) para a elaboração destes códigos de rede na área da eletricidade, com base nas “Orientações Quadro” da ACER (‘Agency for the Cooperation of Energy Regulators’), sendo que estes códigos iniciaram o seu desenvolvimento em 2011. Após recomendação da ACER, cada código foi apresentado à Comissão Europeia para aprovação através de um processo de comitologia, para depois ser votado de acordo com a legislação da UE, publicado no Jornal Oficial da UE e implementado nos Estados-Membros.

A implementação nacional destes códigos em cada Estado-Membro, no âmbito deste importante processo do setor da eletricidade, representa um desafio muito exigente, com impacto na atividade do ORT no horizonte temporal a que se refere o PDIRT, uma vez que requer a tomada de uma série de medidas antes que estes códigos possam ser considerados como totalmente implementados nos respetivos Estados-Membros.

Entre estas medidas que se encontram a ser tomadas no processo de implementação, incluem-se a fundamentação de decisões nacionais, alteração de legislação e aplicação de novas metodologias, nas três áreas de ação dos códigos. Os representantes dos Estados-Membros, reguladores, operadores de redes de distribuição e operadores de redes de transporte, juntamente com os principais stakeholders, estarão envolvidos em todo o trabalho de implementação que é bastante extenso e decorrerá com elevada simultaneidade para os vários códigos de rede. Ainda durante a decorrida fase de comitologia e também na fase de implementação nacional já iniciada, a REN tem participado e irá continuar a colaborar com a DGEG e a ERSE, para apoio aos referidos processos.

Neste momento é previsível que os códigos de rede ainda não publicados no Jornal Oficial da União Europeia, mas já aprovados em sede de comitologia, sejam também eles publicados durante o ano de 2017. Deste modo, 2017 representará o ano a partir do qual todos os códigos de rede europeus acima referidos se encontrarão em vigor.

1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT

Neste enquadramento, o presente PDIRT apresenta soluções para as orientações de política energética enunciadas pelo Estado Português e para outras necessidades entretanto já partilhadas por outros *stakeholders*, nomeadamente aqueles com os quais a RNT fisicamente se interliga.

A estratégia de desenvolvimento da RNT encontra-se coordenada com a concessionária da rede de distribuição, bem como com as redes elétricas de sistemas vizinhos, pelo que a presente proposta de PDIRT 2018-2027 incorpora projetos que permitem dar resposta ao planeamento coordenado, tanto no âmbito da articulação na fronteira Transporte/Distribuição, como no campo de ação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Este Plano tem também em consideração as orientações dispostas ao nível da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (REORT), nomeadamente no plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária – “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP).

1.4. OBJETIVOS DE PLANEAMENTO

Da experiência sentida pelo ORT relativamente às suas mais recentes propostas de PDIRT, ficou a percepção de que esses documentos não conseguiram, eles mesmos, transmitir e tornar claro aos diversos *stakeholders* interessados, todo o enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos neles apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais.

Relativamente a esses *portofolios* de projetos, há a distinguir aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que o ORT faz sobre os ativos da RNT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, de outros que resultam da necessidade de criação das condições de rede requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas de Plano o ORT deve ter em consideração os seguintes elementos (n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006):

- a) A caracterização da RNT;
- b) O RMSA mais recente;
- c) Os Padrões de segurança para planeamento da RNT (contidos no RRT | Anexo 1) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
- d) As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores (incluindo os pedidos de ligação ao abrigo da portaria nº 243/2013);

E que deve incluir no PDIRT (n.º 6 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006):

- a) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- b) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;
- c) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações.

Assim, tendo em consideração o atrás exposto, ORT optou por introduzir uma alteração à forma de apresentação da sua proposta de PDIRT, distinguindo de forma mais visível o conjunto dos projetos que dependem da sua exclusiva iniciativa, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que faz sobre o estado dos ativos

em serviço e a segurança de operação da rede, e ainda aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, projetos considerados no Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição (PDIRD). Estes projetos integram o que neste documento se designa por Projetos Base da proposta de PDIRT.

Um segundo conjunto de projetos de expansão ou reformulação da RNT, designados neste documento por Projetos Complementares, integra os que são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORD, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORD apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da efetiva realização dos projetos ditos complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que no atual contexto se revelam difíceis de estimar, conduziu à sua diferenciação introduzida nesta proposta de Plano. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente. Tendo presente esta incerteza e sem prejuízo de uma análise caso a caso, para a generalidade dos Projetos Complementares não iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos, entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

Estes dois conjuntos, o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe mais adiante neste documento, nomeadamente no capítulo 4. e capítulo 5., respetivamente.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções de rede que apresenta, o operador da RNT procura criar opções que permitam, na medida do mais possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento e a ocupação territorial, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo.

Cabe ainda salientar, que os traçados de novas linhas e as localizações das novas subestações que figuram no texto e anexos deste Plano, com particular destaque para potenciais reforços de longo prazo, são meramente indicativos, na medida em que se desconhecem as localizações exatas no terreno. Este grau de detalhe apenas poderá ser definido numa fase posterior, no âmbito dos futuros estudos de impacto ambiental (EIA) e dos processos de avaliação ambiental (AIA) individuais tendo em vista os respetivos licenciamentos.

1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU

1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 714/2009, de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de eletricidade a nível europeu, passou a ser assegurada pela “European Network of Transmission System Operators for Electricity”¹¹ (ENTSO-E), da qual a REN é associada. Ainda de acordo com o mesmo regulamento, esta associação é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade à escala Europeia, o “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP). A versão mais recente deste plano foi publicada no final do ano de 2016, o “TYNDP 2016”¹², tendo o mesmo sido enviado pela ENTSO-E à “Agency for the Cooperation of Energy Regulators” (ACER), que emitiu a sua opinião em fevereiro de 2017. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de “Cost Benefit Analysis” dos projetos nele contidos, foram sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais *stakeholders*, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias relativamente a anteriores edições do TYNDP.

A elaboração deste plano tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor da eletricidade, assegurar a segurança de abastecimento, a descarbonização da economia e a implementação de um mercado europeu de eletricidade.

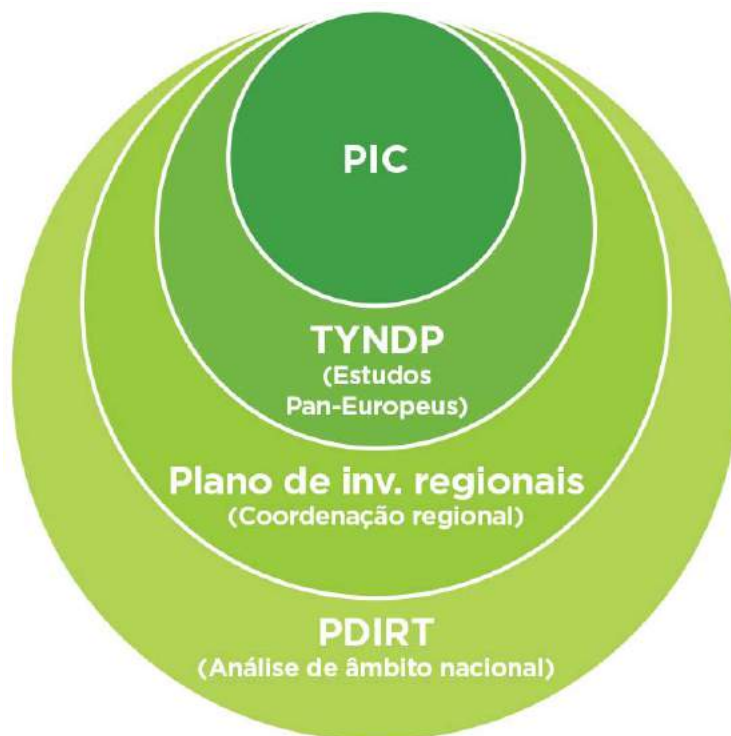
Do ponto de vista operacional e organizativo, no seu comité de planeamento e desenvolvimento das redes a ENTSO-E encontra-se dividida em seis grupos regionais, os quais realizam os estudos técnicos que suportam as conclusões e a elaboração do TYNDP, identificando as necessidades de rede em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, e validando os projetos a incluir neste plano. A inclusão de projetos no TYNDP está condicionada ao cumprimento do estatuto de projeto pan-europeu, classificação que pressupõe o cumprimento de pelo menos um dos seguintes requisitos: (i) induzir um aumento da capacidade de interligação entre dois Estados Membros de pelo menos 500 MW; (ii) viabilizar a ligação à rede de, no mínimo, 1 GW/1 000 km² de nova produção ou assegurar o escoamento de produção existente; ou (iii) assegurar o abastecimento do crescimento dos consumos por um período superior a 10 anos numa área com um consumo mínimo de 3 TWh/ano.

¹¹ Designada na legislação portuguesa por “rede europeia dos operadores das redes de transporte”.

¹² <http://tyndp.entsoe.eu/>

FIGURA 1-2

O PDIRT no contexto europeu



Os projetos que não respeitem uma destas condições não poderão ser incluídos no TYNDP, podendo, no entanto, ser classificados com interesse de carácter nacional ou regional (caso sejam assim reconhecidos no seio dos grupos regionais) e, neste último caso (interesse regional), são publicados nos "Regional Investment Plans"¹³ que fazem parte do 'pacote' TYNDP. A REN está integrada no grupo regional Continental South West (RG CSW), juntamente com as suas congéneres Espanhola (REE) e Francesa (RTE). Os principais resultados dos estudos técnicos desenvolvidos neste grupo regional, no âmbito do TYNDP 2016, encontram-se publicados no "Regional Investment Plan 2015 - Continental South West"¹⁴.

ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRT 2018-2027 E O TYNDP 2016

O PDIRT 2018-2027, nomeadamente por imperativo do ponto 6 d) do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, deve contemplar as medidas de articulação necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos "no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia" (TYNDP).

Conforme referido, o TYNDP 2016 identifica as principais necessidades de expansão da rede europeia num horizonte de muito longo prazo (2030), com base em diferentes cenários de evolução da procura e da oferta (denominados por 'visões') existentes à data da sua preparação.

¹³ <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>

¹⁴ <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rqips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20CSW%20-%20Final.pdf>

No caso específico de Portugal, os cenários de evolução da procura e da oferta basearam-se no RMSA em vigor à data de preparação das 'visões' do TYNDP 2016.

Os projetos da RNT incluídos no TYNDP 2016 encontram-se agrupados numa lógica de *cluster* (grupo) de investimentos que concorrem para um objetivo comum. No Quadro 1-1 apresentam-se os *clusters* de investimentos na RNT incluídos no TYNDP 2016, bem assim como o correspondente código de projeto PDIRT neste Plano.

Informação adicional sobre a descrição dos *clusters* e resultados da análise custo-benefício efetuada (segundo metodologia multicritério/custo-benefício desenvolvida pela ENTSO-E em colaboração com a ACER e aprovada pela Comissão Europeia), pode ser consultada com maior detalhe no relatório do TYNDP 2016, disponível no site da ENTSO-E¹⁵.

Ainda relativamente ao TYNDP 2016 e respetivo conteúdo, chama-se a atenção de que os anteriormente previstos novos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos e de Alvito foram cancelados em abril de 2016. No entanto, mantiveram-se listados no TYNDP, visto que os estudos do TYNDP já tinham sido concluídos. Foi adicionado ao TYNDP 2016 uma nota explicativa dando conhecimento deste facto, e mencionando que o projeto será revisto em futuras edições do TYNDP.

¹⁵ <http://tyndp.entsoe.eu/>

QUADRO 1-1

Projetos da RNT no TYNDP 2016

Ref. [#] TYNDP 2016	Nome	Descrição	Projetos em Portugal	Projeto no PDIRT
1	"RES in north of Portugal"	Este <i>cluster</i> de projetos permite acomodar toda a nova produção hídrica do Cávado e do Alto Tâmega e otimizar a receção de produção eólica na região. Os novos corredores de 400kV permitem ainda escoar a nova produção em corredores alternativos às atuais linhas existentes entre A.Lindoso e Recarei (400kV), permitindo manter a capacidade de interligação com Espanha nos níveis acordados entre os dois ORT.	• Linha de 400kV V.Minho-Pedralva • Linha de 400kV Pedralva-P.Lima • Linha dupla de 400kV V.Minho-R.Pena-Feira (com um terno a 220kV para futura linha V.P.Aguiar-Carrapatelo) • Subestação de R.Pena • Posto de Corte do Fridão • Linha de 400kV Pedralva-Sobrado	• PR0434 (concluído) • PR0608 (concluído) • PR0914 • PR0914 • PR0914 (suspensão) • PR0911
2	"RES in centre of Portugal" (ver Nota)	Uma vez que as redes existentes na zona não têm capacidade de transporte suficiente, os corredores de 400kV descritos são necessários para escoar a produção dos aproveitamentos hidroelétricos do Alvito e de Girabolhos, bem como para otimizar a receção de produção renovável nesta região.	• Linha Seia-Penela (400kV) • Linha dupla Penela-Paraimo/Batalha (400kV) • Ampliação subestação de Penela • Linha dupla Fundão-Falagueira (400kV) • Subestação do Fundão	• PR1016 (cancelado) • PR1016 (cancelado) • PR1016 (cancelado) • PR0917 • PR0917
4	"Interconnection Portugal-Spain"	Estes reforços de rede em Portugal dão resposta a compromissos assumidos por Portugal, no âmbito do MIBEL, em assegurar uma capacidade de interligação comercial entre os dois países da península Ibérica de 3000MW. Este cluster contempla ainda alguns reforços de rede a ser desenvolvidos pela REE em Espanha, os quais podem ser consultados no "TYNDP 2016".	• Linha Fontefria-P. Lima-V.N.Famalicão (400kV) • Linha dupla V.N.Famalicão-Recarei/Vermoim (400kV) • Subestação de P. Lima • Subestação de V.N.Famalicão	• PR0709 * • PR0608 (concluído) • PR0709 • PR0608 (concluído)
85	"Integration of RES in Alentejo"	O fecho de malha a 400kV entre F.Alentejo e Tavira contribui para a integração na rede do potencial de produção solar existente nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, onde a atual capacidade de receção é limitada.	• Linha dupla F.Alentejo-Ourique-Tavira (400+150 kV) • Ampliação da subestação de Ourique	• PR1208/PR1209 • PR1208

* O troço P. Lima - V. N. Famalicão (PT) está previsto entrar ao serviço durante o corrente ano de 2017.

1.5.2. Projetos de Interesse Comum

O Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia (UE), designados por "Projetos de Interesse Comum" (PIC). Os principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PIC;
- Facilitar a execução atempada dos PIC, definindo para isso novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PIC para assistência financeira da UE ao abrigo do "*Connecting Europe Facility*" (CEF).

O processo de seleção dos PIC, de acordo com o mencionado regulamento, usa como suporte os resultados da análise custo-benefício incluída no TYNDP, pelo que, a candidatura de qualquer projeto ao estatuto de PIC pressupõe, aliás tal como requerido pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013, a inclusão do mesmo no TYNDP em vigor à data de seleção destes projetos. Em 2015 foi aprovada uma nova lista pela CE, desta vez suportada nos projetos e resultados do TYNDP 2014. Esta segunda lista integra novos projetos, bem como outros já anteriormente classificados como de interesse comum e ainda não concretizados. Durante o mês de janeiro de 2017 decorreu a fase de candidaturas para a nova lista - a terceira - suportada nos projetos do TYNDP 2016, cujos resultados deverão ser conhecidos até final do corrente ano.

A atribuição de classificação PIC, consequência do reconhecimento, pela Comissão Europeia, da sua contribuição para as prioridades estratégicas definidas em matéria de infraestruturas energéticas transeuropeias, designadamente (i) integração de mercado, pondo termo ao isolamento de pelo menos um Estado-Membro e reduzindo os estrangulamentos das infraestruturas energéticas; concorrência e flexibilidade do sistema; (ii) sustentabilidade, através da integração da energia renovável na rede; (iii) segurança de abastecimento, através da interoperabilidade, das conexões adequadas e do funcionamento seguro e fiável do sistema; deve ser entendida como uma valorização adicional dos projetos em causa, o que lhes confere um estatuto especial, nomeadamente um acesso a processos de licenciamentos mais expeditos, a possibilidade de repartição de custos de investimento com outros estados membros que beneficiem com as externalidades positivas desses projetos e também a sua elegibilidade para candidaturas à obtenção de assistência financeira da União Europeia e para acesso ao CEF.

PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRT 2018-2027

Na sequência dos exercícios de planeamento realizados pelo ORT, quer em sede de PDIRT, quer em sede do TYNDP, a REN candidatou, em 2012, quatro projetos de desenvolvimento da RNT ao estatuto de PIC, tendo estas candidaturas sido aprovadas em outubro de 2013 e publicadas na primeira lista da CE em dezembro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013). Nas candidaturas à segunda lista, a REN recandidatou três projetos, visto um dos anteriores ter entretanto ficado concluído. Estas três candidaturas foram aprovadas como PIC e estes projetos fazem parte da segunda lista da CE, aprovada em novembro de 2015 e publicada em janeiro de

2016 (Regulamento Delegado (UE) 2016/89). Este facto confirma, não só o interesse destes projetos numa lógica nacional, que já estava adquirida, como também o seu valor acrescentado também numa perspetiva pan-europeia. Estes projetos encontram-se identificados no Quadro 1-2.

Durante o mês de janeiro de 2017, decorreu a fase de candidaturas para a nova lista, a terceira, tendo a REN recandidatado ao estatuto de PIC os mesmos três projetos da segunda lista, aguardando-se decisão durante o corrente ano de 2017.

QUADRO 1-2

Projetos PIC da RNT

Número PIC (listas 2013 e 2015)	Projeto	Projeto no PDIRT	Data prevista de entrada em serviço		
			lista PIC 2013 PDIRT 2012-2022	lista PIC 2015 PDIRT 2014-2023	PDIRT 2018-2027*
2.16.1	Linha de 400kV Pedralva-Sobrado	PR0911	2017	2020	2022-2023
2.16.2	Linha de 400kV Pedralva-P.Lima	PR0434/ PR0608	2014	2015	concluído
2.16.3	Linha de 400kV V.Minho-R.Pena-Feira	PR0914	2015-16	2017-18	2022-2024
2.17	Interligação a 400kV Beariz (ES) - Fontefría (ES) - P.Lima (PT) - V.N.Famalicão (PT) - Vermoim (PT) / Recarei (PT)	PR0709/ PR0608	2014	2015-16	2019-2020 **

* Intervalos de datas indicativos. Estes projetos dependem de manifestação e confirmação de interesse por parte de *stakeholders* externos e da respetiva aprovação pelo Concedente.

** A data apresentada refere-se ao troço Beariz (ES) - Fontefría (ES) - P.Lima (PT). O troço V. N. Famalicão (PT) - Vermoim (PT)/Recarei (PT) entrou ao serviço em 2015. O troço P. Lima (PT) - V. N. Famalicão (PT) está previsto entrar ao serviço durante o corrente ano de 2017.

Como referido, a classificação de PIC confere a esses projetos a possibilidade da sua candidatura para efeitos de acesso à elegibilidade para assistência financeira da UE, vertida no artigo 14.º, número 2, alíneas a), b) e c) do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril. Neste enquadramento, a REN, em resposta à *first call* lançada pela UE em maio de 2014, candidatou o projeto 2.16.1, linha a 400 kV Pedralva – Sobrado, para acesso a subsídios a fundo perdido para estudos.

De salientar neste ponto que, tendo em consideração as regras e condições estabelecidas pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013 relativamente a este procedimento, não foram efetuadas candidaturas para os restantes projetos, uma vez que os respetivos estudos se encontravam já concluídos ou em fase de conclusão, exceção feita para o caso da linha a 400 kV Ribeira de Pena - Vieira do Minho, a qual, encontrando-se num estado de tramitação mais atrasado, não reunia as necessárias condições de maturidade para efeitos de candidatura.

O resultado da candidatura da linha de 400 kV Pedralva-Sobrado (PIC 2.16.1) foi conhecido em novembro 2014, não tendo o projeto sido contemplado com o acesso a estes fundos, devido sobretudo à falta de maturidade do projeto em causa, i.e., ao adiamento da sua data de colocação em serviço e consequentemente ao início esperado dos estudos associados, conforme análise dos

avaliadores¹⁶ que consideraram o calendário acima do limite temporal máximo ao considerado razoável pelas instituições europeias para atestar o projeto como maduro (limite máximo esse que não fora estabelecido antes da *call*, apesar das perguntas escritas para clarificação e colocadas à Comissão Europeia e a que esta entidade não deu resposta explícita e quantificada, vindo a clarificar mais tarde para a candidatura que decorreu até 29 de abril de 2015). Não obstante, e considerando que a UE lançou esta *call* em 4 de março de 2015, a REN reformulou a sua candidatura, sustentando o período previsto para o desenvolvimento de uma fase inicial dos estudos de traçado e para o processo de diálogo com os *stakeholders*, tanto entidades como populações, a ser lançada no final de 2015 e constituindo um elemento fundamental de redução do risco quanto aos aspetos sociais, políticos e ambientais. Esta nova candidatura a apoio para estudos foi submetida novamente para apreciação, durante a *second call* que decorreu entre 30 de junho de 2015 e 29 de abril de 2015, tal como o projeto da nova linha de 400 kV V. Minho-R. Pena, para o qual se procedeu com metodologia idêntica. Estas duas candidaturas foram aceites e os respetivos projetos contemplados com apoio financeiro de 50 % dos custos previstos.

Estas candidaturas têm como principal objetivo maximizar as possibilidades que o ORT tem ao seu dispor para captação deste tipo de benefícios, os quais contribuem para desonerar os sistemas elétricos dos Estados Membros, nomeadamente no desenvolvimento das infraestruturas consideradas necessárias ao bom funcionamento do Mercado Interno de Energia, cumprindo, não obstante, com os requisitos do Regulamento (UE) n.º 1316/2013, conforme aplicável.

1.5.3. Desenvolvimentos futuros

Com base nos resultados dos estudos conjuntos realizados no seio do RG CSW da ENTSO-E, a REN recandidatou ao estatuto de PIC os projetos apresentados no Quadro 1-2 e que eram passíveis de candidatura, ou seja, os que tinham data de conclusão posterior a 2017, aguardando-se uma decisão final durante o ano de 2017 relativo à sua consideração na nova lista de 2017; com base nos instrumentos que tiver ao seu dispor, a REN irá continuar a envidar esforços para que estes projetos tenham acesso aos fundos comunitários (CEF ou outros), tendo em consideração os respetivos regulamentos de acesso, na perspetiva da maximização da sua desoneração para o SEN.

Nesse sentido, o ORT irá continuar a colaborar de perto com a DGEG, enquanto ponto de contato nacional, bem como com a ERSE no espírito do Regulamento (EU) n.º 347/2013.

¹⁶ INEA - http://europa.eu/about-eu/agencies/executive_agencies/inea/index_pt.htm

1.6. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO À PROPOSTA DE PDIRT 2016-2025

A presente proposta de PDIRT 2018-2027 representa uma evolução face à proposta de PDIRT 2016-2025 apresentada em 2015, suportada num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e, no âmbito da consulta pública, de outros *stakeholders*, visa também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço e valor acrescentado para o SEN.

O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de Plano, de que se destacam os seguintes pontos:

- ✓ Segmentação dos projetos de investimento nesta proposta de PDIRT em duas classes: os projetos que são, eles mesmos, a proposta do Plano de investimentos que decorre da iniciativa do ORT, os Projetos Base, e um outro conjunto de projetos representando soluções de que o ORT dispõe para dar resposta a necessidades associadas a *stakeholders* externos, os Projetos Complementares.
- ✓ Os Projetos Base constituem aqueles que, resultado dos trabalhos e compromissos assumidos pelo ORT, assumem um carácter de realização imperiosa para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes da concessão e dos critérios regulamentares em vigor, e também dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND.
- ✓ Os Projetos Complementares consistem naqueles que são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da efetiva realização dos projetos complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que no atual contexto se revelam difíceis de estimar, conduziu à sua diferenciação introduzida nesta proposta de Plano. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

- ✓ 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 o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023, foi aplicada a

todos os projetos apresentado no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares.

- ✓ A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados (à exceção de projetos de elevada dimensão, nomeadamente envolvendo longos quilómetros de linhas e/ou novas subestações), mas cuja necessidade de realização nesse horizonte está identificada (sem prejuízo de pequenas variações na sua calendarização, expectavelmente não mais que da ordem de um ano).
- ✓ No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos.
- ✓ No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas avançadas, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituições universitárias com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, nomeadamente o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC) e a Universidade Católica Portuguesa (UCP), que se juntam como anexos integrantes do presente documento. De modo consequente, foi preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas identificados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções que não obstante assumiu.

Outras alterações face aos planos anteriores

- ✓ Para a evolução dos consumos foi tomado como base o cenário Inferior de Procura do RMSA-E 2016, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos.
- ✓ Evolução da oferta em linha com o RMSA-E 2016, observando as mais recentes orientações de política energética e a previsão de evolução da capacidade instalada alinhada com os cenários e pressupostos deste. Não obstante, o presente PDIRT não fixa as datas de entrada em serviço para novas infraestruturas de rede que visem a ligação de novos centros produtores, as quais fazem parte dos Projetos Complementares, apresentando um horizonte de viabilidade tendo em conta os prazos necessários à sua concretização e o seu estado atual de desenvolvimento, com a respetiva data-objetivo a ser fixada pelo Concedente (naturalmente que se forem fixadas datas mais cedo das que se encontram indicadas no PDIRT, o ORT desenvolverá as ações necessárias e promoverá os seus melhores esforços nesse sentido).

- ✓ No que respeita à desclassificação de centros eletroprodutores considerou-se, em condições de mercado favoráveis, o prolongamento da operação da central de Sines até 2025, assumida a desclassificação da central do Pego a carvão em 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024. Esta evolução está alinhada com a 'Trajetória A' do RMSA-E 2016.
- ✓ No que respeita à nova geração a partir da Grande Hídrica, e de acordo com o RMSA-E 2016, assinala-se as decisões do Ministério do Ambiente de não construção das centrais de Girabolhos (364 MW) e do Alvito (225 MW), bem como em suspender por 3 anos a decisão sobre a possível construção da central do Fridão, que, por este facto, não está considerada na presente proposta de PDIRT.
- ✓ São apresentados os valores de investimento, quer em termos de CAPEX, quer em termos de Transferências para Exploração, a CDE e a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura e gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas;
- ✓ Identificação dos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento no âmbito deste PDIRT.
- ✓ Mais informação sobre os projetos de modernização de ativos como suporte a uma decisão de forma mais informada.
- ✓ Incorporação de informação adicional para melhor explicitação da coordenação entre os projetos inscritos no PDIRT e os correspondentes projetos constantes dos planos de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de eletricidade.
- ✓ Mais informação relativa aos projetos para garantir as condições de segurança de operação da rede, nomeadamente os investimentos relacionados com o controlo do perfil de tensões da RNT.
- ✓ Informação complementar sobre a estimativa do impacto tarifário.
- ✓ Informação complementar relativa à metodologia de cálculo dos benefícios socioeconómicos, traduzidos na sua aplicação e monetização nos horizontes 2022 e 2027.
- ✓ 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 (2022 e 2027).
- ✓ Informação mais detalhada sobre as capacidades de receção de nova geração por zona de rede, subestação e nível de tensão.
- ✓ Em simultâneo com a proposta de Plano é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), consignada no Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

O processo de AAE acompanhou a preparação da proposta de PDIRT 2018-2027 e foi desenvolvido em articulação com o mesmo. Este processo foi efetuado por uma equipa técnica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) - Instituto da Construção, que apoiou a REN neste objetivo. A metodologia de atuação permitiu que o resultado da Avaliação Ambiental, enquadrado pelos Fatores Críticos para a Decisão (FCD), pudesse ser incorporado no Plano, enriquecendo as opções estratégias nele incluídas, tanto em termos ambientais como de sustentabilidade, constituindo-se como um pilar essencial no processo de decisão.

1.7.

CONTEÚDO DO PDIRT

A proposta de PDIRT 2018-2027, documentada no presente documento, encontra-se estruturada em 6 capítulos, que se dão a conhecer:

Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;

Capítulo 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;

Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;

Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;

Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;

Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos Apresentados no PDIRT.

Neste capítulo 1, para além de um enquadramento geral ao exercício de planeamento de uma rede de transporte de energia elétrica, com menção ao conjunto de fatores base que motivam o desenvolvimento deste tipo de infraestruturas, é apresentada uma breve síntese das obrigações decorrentes das Bases da Concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, em conjunto com um resumo de outros deveres e incumbências consagrados em legislação e regulamentação específica aplicável ao desempenho da função de operador da RNT, fazendo-se também referência ao desenvolvimento e implementação dos novos códigos de rede europeus. Neste capítulo é igualmente enquadrado o planeamento da RNT no contexto europeu, “no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia”, (TYNDP), com uma referência aos critérios gerais estabelecidos a nível da Comissão Europeia para identificação dos Projetos de Interesse Comum (PIC) e a indicação dos que, com este estatuto, constam da presente proposta de PDIRT.

No capítulo 2 procede-se à caracterização da rede de transporte com referência a final de 2016. Numa primeira parte, faz-se uma descrição dos elementos constituintes da rede, seguida de uma caracterização do histórico de evolução dos consumos e das pontas sazonais síncronas nos últimos anos. Encontra-se igualmente destacado neste capítulo, a oferta, com uma síntese da potência instalada no parque eletroprodutor nacional, bem assim como a alteração à sua distribuição geográfica verificada na última década e respetivo impacto no desenvolvimento da RNT. Numa segunda parte deste capítulo, é apresentado um histórico da evolução da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, em ambos os sentidos, a verificação da adequação da transformação MAT/AT nas subestações ao longo dos últimos anos, a evolução das perdas na RNT e ainda a evolução dos principais indicadores de qualidade de serviço .

O capítulo 3 contém os pressupostos de base para elaboração do Plano, começando com uma nota explicativa relativa aos elementos da estrutura base da rede de partida da presente proposta de PDIRT. Ainda na parte inicial deste capítulo, são apresentados os pressupostos de organização e apresentação dos projetos de investimento, observados segundo dois grandes grupos: o dos *Projetos Base* do PDIRT 2018-2027 e o dos *Projetos Complementares* do PDIRT 2018-2027. Apresentam-se também os cenários de evolução da procura considerados para o horizonte

temporal do PDIRT e da adequação da RNT à procura. Neste último são apresentados, entre outros conteúdos, valores previsionais de carga (para efeitos de simulação do comportamento da RNT), com referência à contribuição da produção embebida na satisfação do consumo e ao potencial impacto futuro da *"Demand Side Response"* (DSR). Este capítulo refere igualmente a evolução do parque produtor. Já na sua parte final, são apresentados os critérios de segurança para planeamento da RNT e é feito um enquadramento ambiental da atual proposta de PDIRT.

No capítulo 4 são apresentados os Projetos Base de investimento relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e os afetos à Gestão Global do Sistema (GGS) para o período 2018-2027. Apresentam-se os valores estimados para as entradas em exploração anuais no primeiro e segundo quinquénios da presente proposta de PDIRT. Faz também parte do presente capítulo a descrição e justificação dos Projetos Base de investimento, com particular referência aos associados à remodelação e modernização da RNT, à manutenção da segurança de abastecimento a consumos e a compromissos com o ORD e à gestão global do sistema. É ainda prestada informação relativamente aos projetos do PDIRT que requerem uma Decisão Final de Investimento.

No capítulo 5 são apresentados os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRT. Apresentam-se os valores estimados para as entradas em exploração associados a cada um dos projetos. Também neste capítulo, realiza-se uma descrição e justificação dos Projetos Complementares, com referência aos respetivos indutores de desenvolvimento da RNT. É ainda prestada informação adicional relativa aos prazos mínimos que é necessário acautelar entre uma tomada de decisão e a entrada em serviço destes projetos.

No capítulo 6 é efetuada uma análise do impacto dos investimentos apresentados na presente proposta de PDIRT. Na parte inicial deste capítulo apresenta-se a análise multicritério/custo-benefício dos projetos e o impacto tarifário associado aos projetos constantes da presente proposta de PDIRT. São analisados os principais indicadores de qualidade de serviço, assim como se realiza uma apreciação sobre a estabilidade do sistema, também à luz das novas exigências regulamentares decorrentes dos novos códigos europeus. Apresentam-se igualmente neste capítulo os valores mínimos previstos de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para o horizonte 2018-2027, os valores previsíveis de capacidade do sistema para ligação de novos centros eletroprodutores, bem assim como a evolução dos principais indicadores relativos à composição da RNT, à estimativa de perdas na RNT e às correntes de defeito. Realizada análise da qualidade de serviço como resultado deste Plano. Já na parte final, faz-se uma análise de sensibilidade à evolução da oferta e ao parque de transformação MAT/AT face a uma eventual estagnação do consumo a valores de 2017, apresentando-se o respetivo impacto ao nível dos investimentos. Por fim, apresenta-se um resumo dos resultados da AAE desenvolvida sobre a presente proposta de PDIRT.

Adicionalmente, e como suporte aos temas desenvolvidos nestes seis capítulos, faz ainda parte do documento um conjunto alargado de informação, apresentada sob a forma de anexo:

Anexo 1 – Padrões de segurança para planeamento da RNT

Anexo 2 – RMSA-E 2016 / Cenários e Pressupostos

Anexo 3 – Projetos de investimento

Anexo 4 – Quadros de entradas em serviço de 2018 a 2027 e Mapa da RNT (Projetos Base)

Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço de 2018 a 2027 e Mapa da RNT (Projetos Complementares)

Anexo 6 – Fichas dos Projetos Base

Anexo 7 – Fichas dos Projetos Complementares

Anexo 8 – Discriminação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares do PDIRT

Anexo 9 – Estudos e Metodologias

Anexo 10 – Projetos da RNT no TYNDP 2016

Anexo 11 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2018, 2022 e 2027

Anexo 12 – Potência atribuída/reservada, Pedidos de parecer ao ORT e Capacidades de receção na RNT

Anexo 13 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 14 – Evolução das correntes de defeito

Anexo 15 – Pareceres de entidades externas relativos à proposta de PDIRT



2

CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE TRANSPORTE

REN 

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES

Em 31 de dezembro de 2016, a RNT tinha em serviço 66 subestações, 12 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os comprimentos totais de linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação encontram-se resumidos no quadro seguinte:

QUADRO 2-1

Síntese dos principais equipamentos da RNT

Equipamentos RNT	31-12-2016
Comprimento das linhas (km)	8 863
400 kV	2 670
220 kV *	3 611
150 kV **	2 582
Potência de transformação (MVA)	36 636
Autotransformação (MAT/MAT)	13 890
Transformação (MAT/AT)	22 426
Transformação (MAT/MT)***	320

* Inclui 95,2 km em circuito subterrâneo.

** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

Para compensação do fator de potência, a RNT possui baterias de condensadores e reatâncias *shunt* instaladas, a que correspondiam, no final de 2016, os montantes de 2 370 Mvar e 1 115 Mvar, respetivamente. Para limitação das correntes de defeito, encontram-se em serviço na RNT diversas reatâncias de fase e de neutro.

Na figura seguinte apresenta-se o mapa da RNT com a situação da rede em 1 de janeiro de 2017.

FIGURA 2-1

RNT a 1 de janeiro de 2017



2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS

2.2.1. Consumo

Em 2016, o consumo de energia elétrica totalizou 49,3 TWh. Este valor traduz o agregado da produção líquida injetada na rede pública pelos centros produtores, de origem renovável e não renovável, e do saldo de trocas internacionais, subtraído do consumo para bombagem hidroelétrica.

O consumo de energia elétrica registou, em 2016 face a 2015, um crescimento de 0,6 %, ou 0,4 % considerando a correção do efeito da temperatura e do número de dias úteis.

No que respeita à evolução dos consumos, verifica-se nos últimos cinco anos uma quase estagnação (Figura 2-2), continuando os maiores centros de consumo a localizar-se na faixa litoral, em particular nas áreas urbanas do Porto e de Lisboa (Figura 2-3).

FIGURA 2-2

Evolução do consumo nos últimos anos

Portugal continental

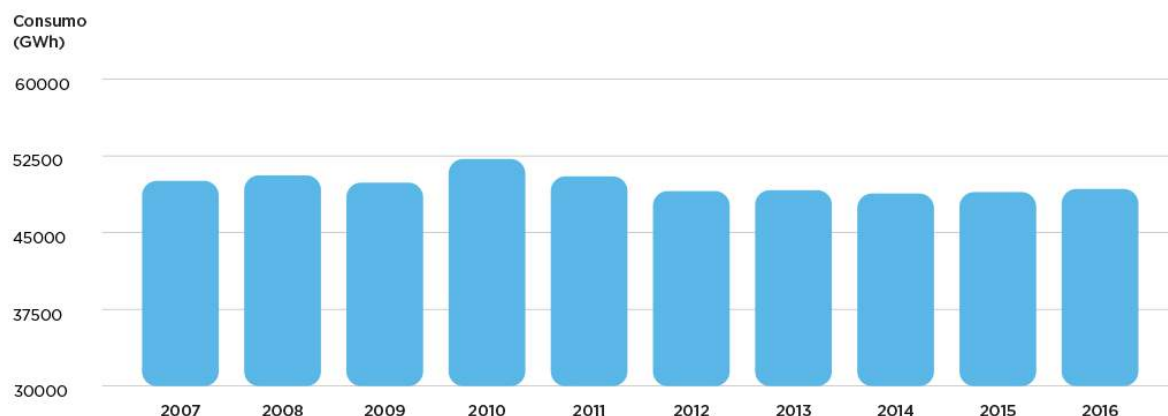
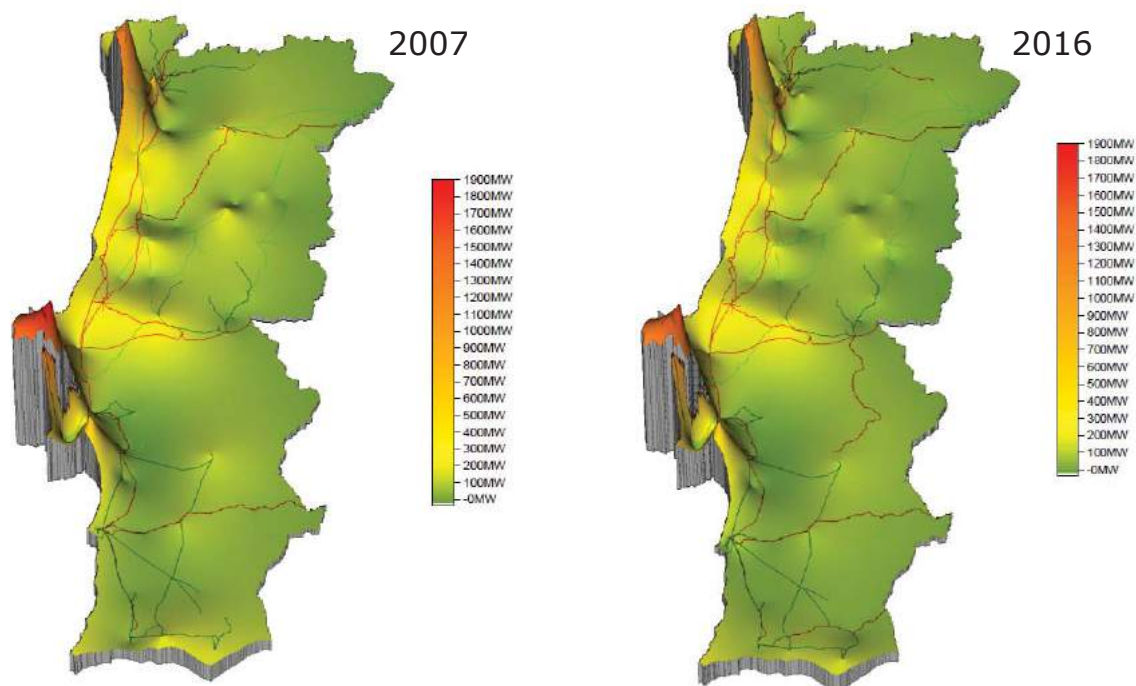


FIGURA 2-3

Carga por subestação da RNT nas horas de ponta síncrona verificadas em 2007 e em 2016

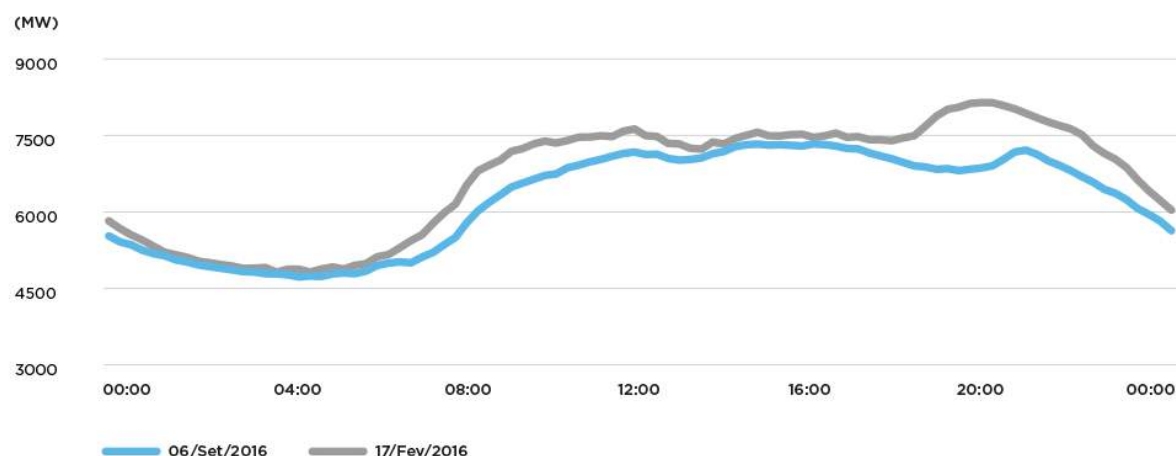


Na Figura 2-4 e Figura 2-5 apresenta-se a evolução da carga nos dias de maior ponta nas épocas sazonais de inverno e de verão no ano 2016, para Portugal continental como um todo e, dada a sua importância a nível de valores agregados de consumo, também para as zonas do Grande Porto, da Grande Lisboa, da Península de Setúbal e do Algarve.

FIGURA 2-4

Carga* nos dias de pontas sazonais mais elevadas

Portugal continental

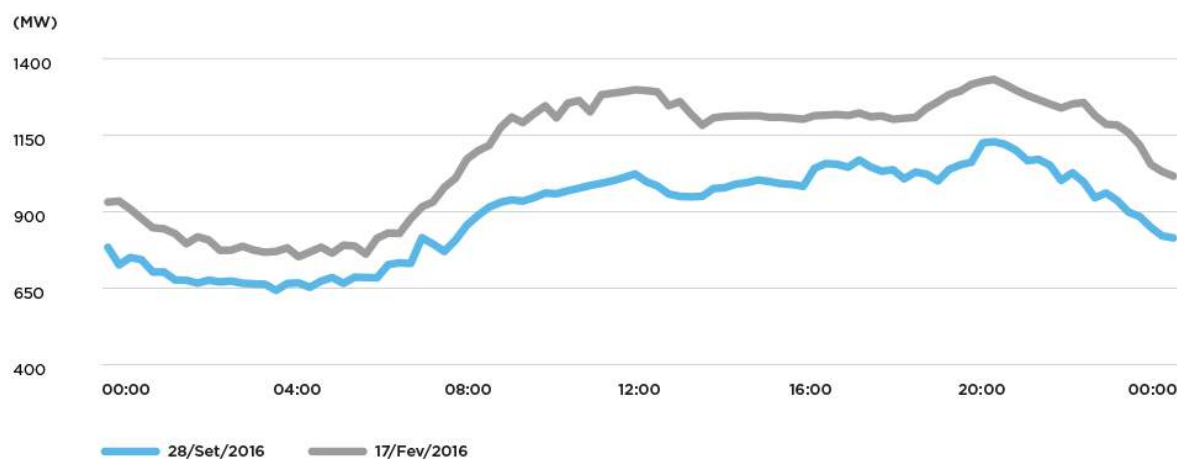


*: A carga ilustrada é referida à emissão

FIGURA 2-5

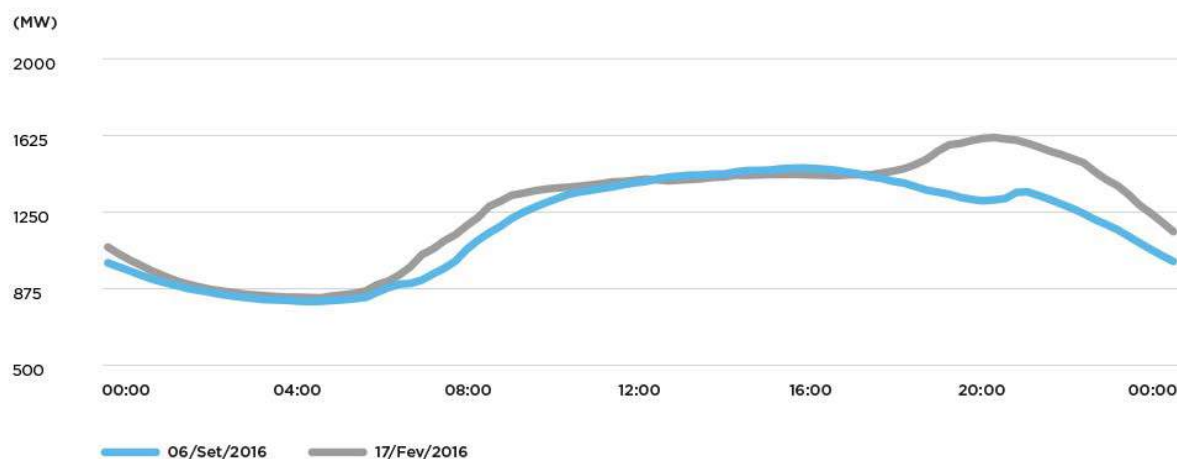
Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas

Grande Porto ^{a)}



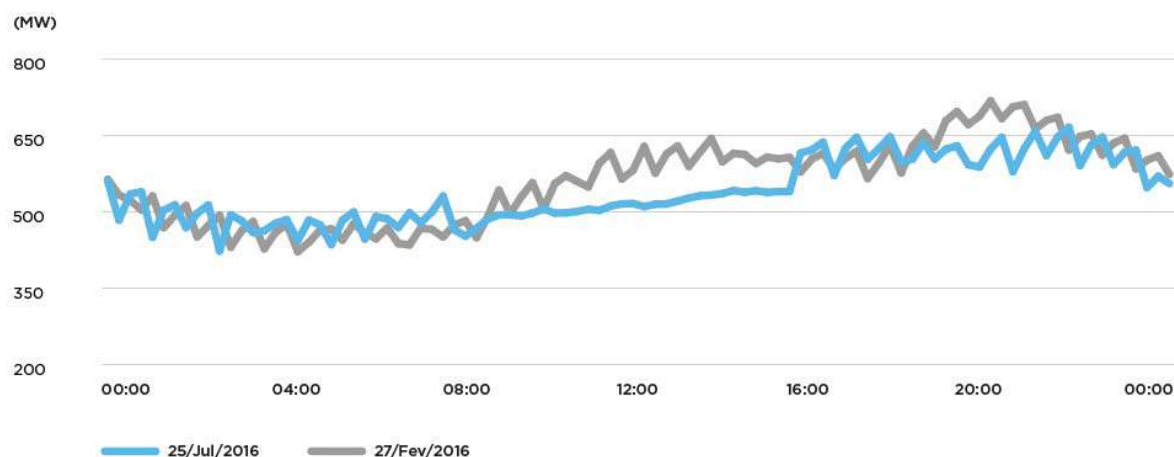
- a) Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, o consumo da Siderurgia da Maia, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações

Grande Lisboa ^{b)}



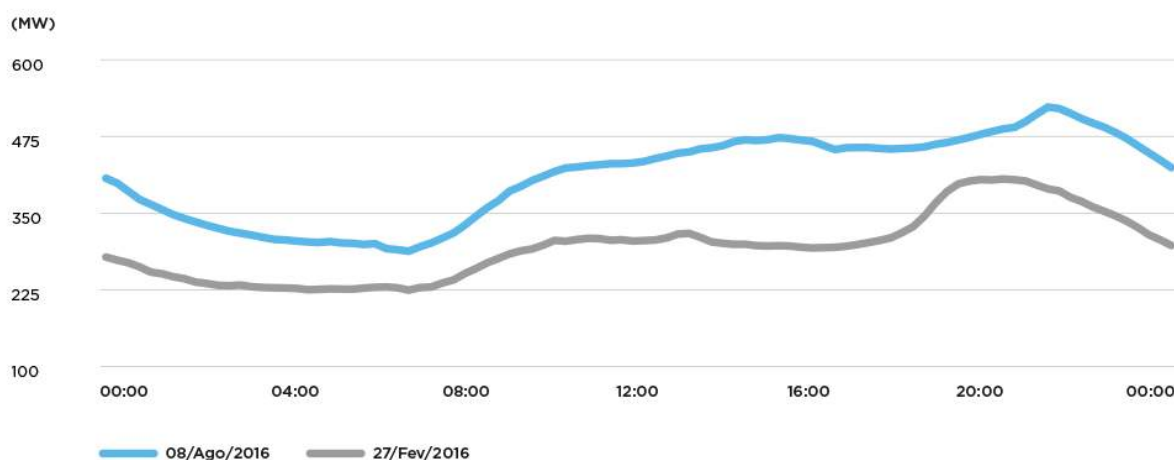
- b) Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Alto de São João, Carriche, parte de Carvoeira, Carregado, Fanhões, Trajouce, Sete Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Península de Setúbal ^{c)}



- c) Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Fernão Ferro, Trafaria e Setúbal, o consumo da Quinta do Anjo, da instalação ferroviária do Fogueteiro e das instalações da Siderurgia Nacional, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Algarve ^{d)}



- d) Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Estoi, Portimão, Tunes e Tavira, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

2.2.2. Pontas síncronas sazonais

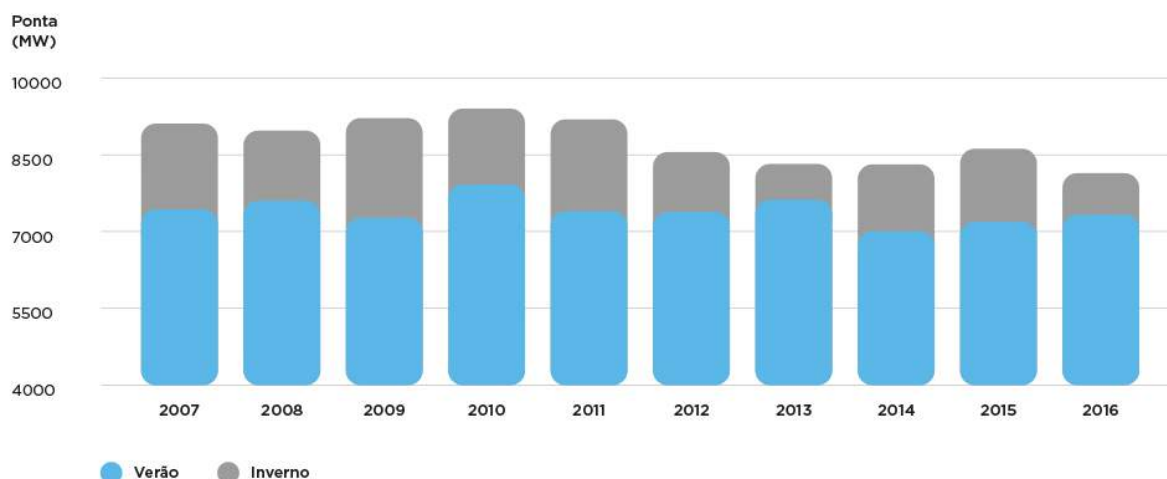
No ano de 2016, a potência máxima verificada no Sistema Elétrico Nacional (SEN) foi de 8 141 MW, valor que é cerca de 13 % inferior à ponta máxima em Portugal registada em 2010 (9 403 MW), mantendo, no entanto, a tendência global de estagnação face ao passado mais recente.

Na Figura 2-6, apresenta-se, para os últimos anos, os registos das pontas de carga síncronas sazonais, do total para Portugal continental e por grandes regiões: Grande Porto, Grande Lisboa, Península de Setúbal e Algarve.

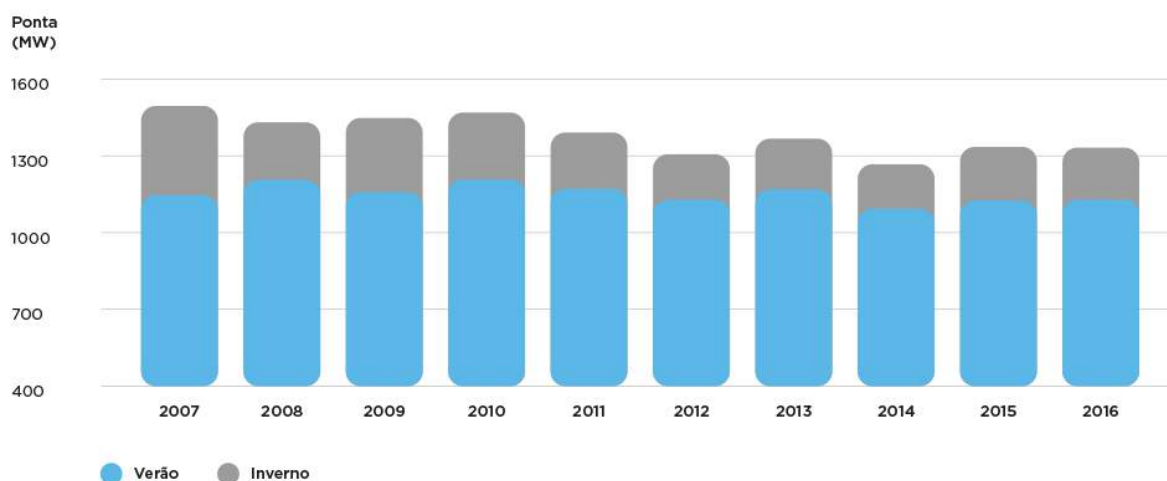
FIGURA 2-6

Pontas de carga síncronas sazonais nos últimos anos

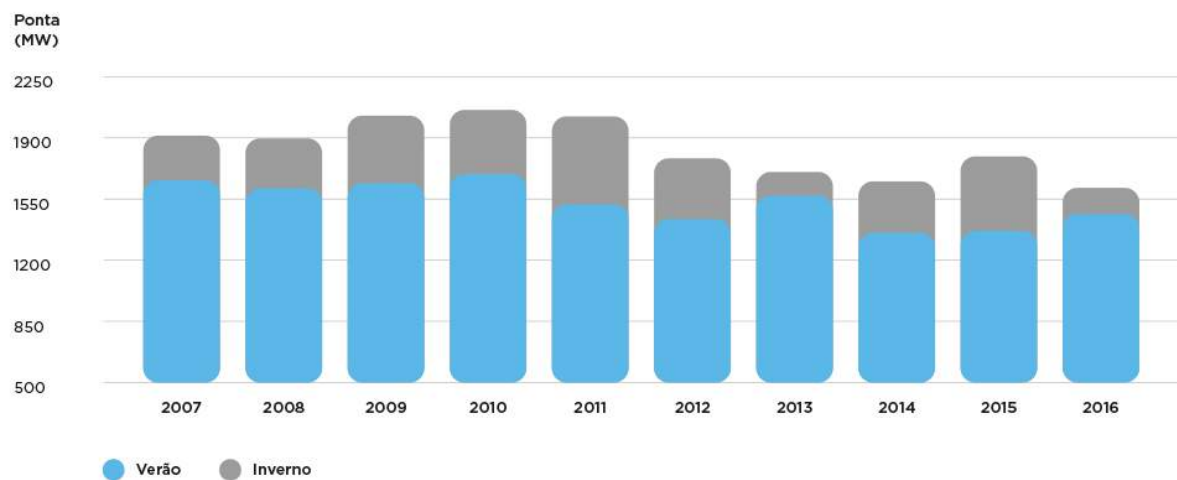
Portugal continental



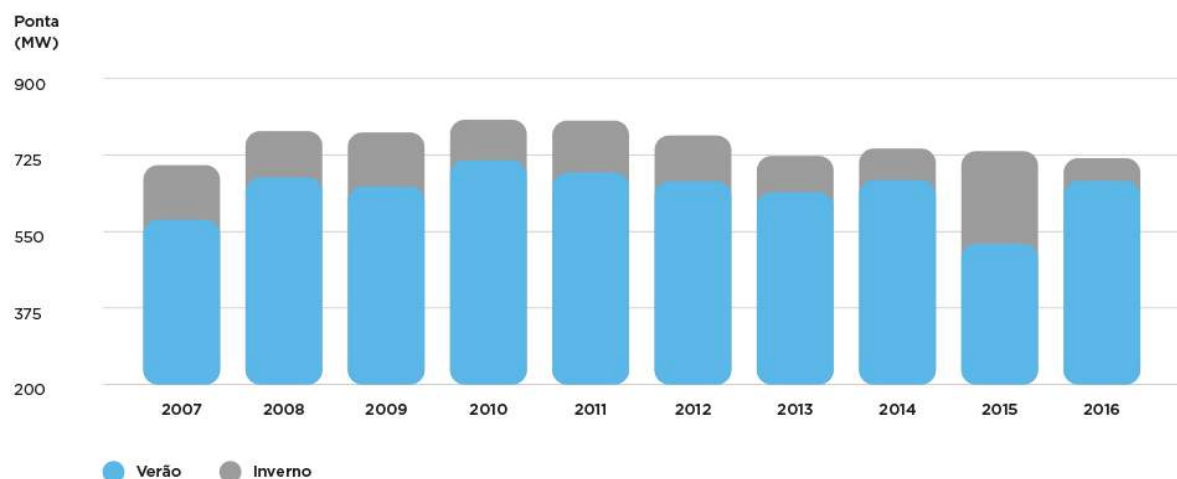
Grande Porto



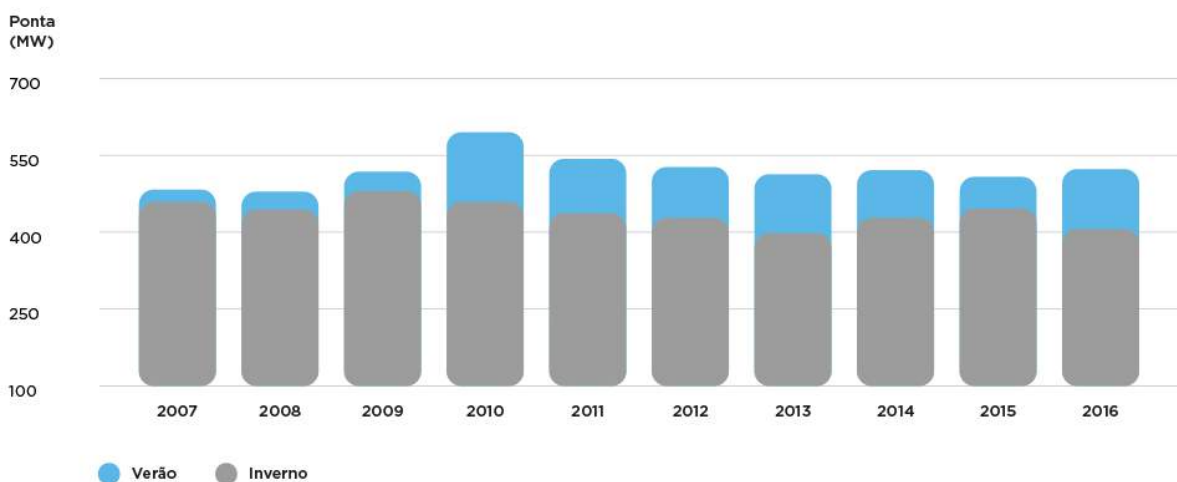
Grande Lisboa



Península de Setúbal



Algarve

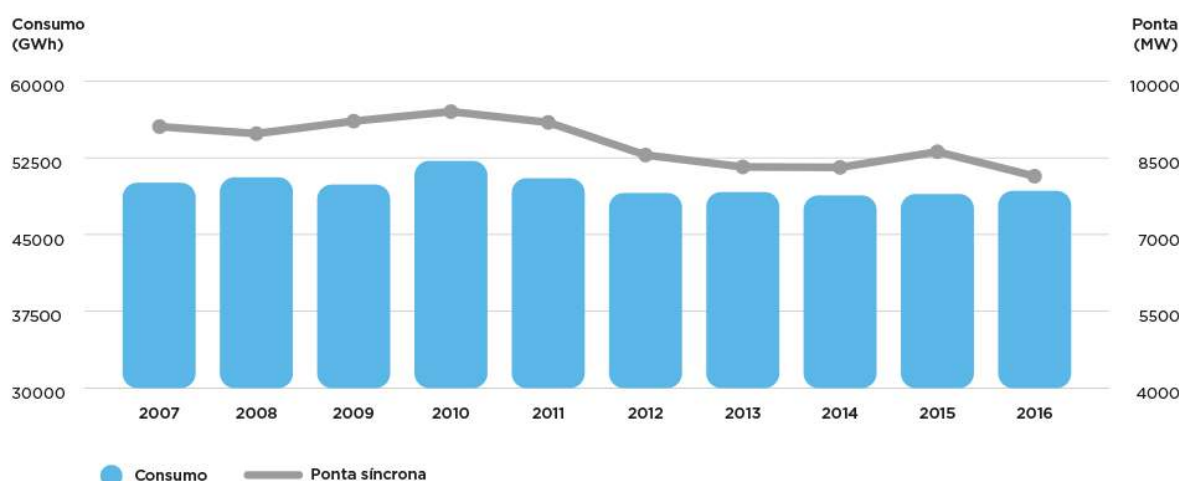


A Figura 2-2 e a Figura 2-6 atrás apresentadas confirmam que, efetivamente, a situação de crise económica e a implementação de medidas de política energética resultaram, a partir de 2012, numa quase estagnação do consumo (energia) e numa redução da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental, nomeadamente em comparação com o máximo histórico registado em 2010.

No entanto, a Figura 2-7 mostra que a relação entre o consumo e a ponta síncrona de carga em Portugal continental se tem vindo a alterar nos últimos anos, refletindo-se esta mudança num maior crescimento do consumo quando comparado com o crescimento da ponta síncrona.

FIGURA 2-7

Relação entre consumo e ponta síncrona nos últimos anos em Portugal continental



Embora a evolução da procura, em termos do seu valor global de consumo, tenha vindo a manter um padrão de estagnação, com variações homólogas anuais de reduzida expressão, releva para efeitos de planeamento e mormente para a adequação da capacidade de transformação o comportamento das cargas locais observadas (a que é efetivamente solicitada à RNT), fortemente mobilizadas pelas cargas naturais. Tendo isto presente, o planeamento da rede deverá dar resposta, quer aos padrões do consumo e das pontas solicitadas à RNT, quer ao comportamento não homogéneo das cargas locais por ponto de entrega.

2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT

No final de 2016, o valor total da potência de produção instalada era de 19 518 MW, dos quais 13 046 MW de origem renovável e 6 473 MW de origem não renovável. Relativamente a 2015, a potência instalada total correspondente às centrais de produção renovável registou um acréscimo de cerca de 1 000 MW, valor este na sua maior parte devido à entrada em operação da central reversível de Frades II¹⁷ (780 MW) no Cávado. Do valor restante, cerca de 210 MW resultou essencialmente do crescimento da potência instalada em aproveitamentos de origem eólica e solar. No Quadro 2-2 apresenta-se uma síntese da potência instalada em Portugal em 31 de Dezembro de 2016.

QUADRO 2-2

Síntese da potência instalada em Portugal Continental

Potência Instalada em Portugal Continental a 31-12-2016		[MW]
Total		19 518
Renovável		13 046
Hídrica		6 945
Mini-hídrica*		423
Eólica		5 046
Térmica		615
Cogeração		353
Solar		439
Não renovável		6 473
Carvão		1 756
Gás natural		4 657
Cogeração		828
Outros		60
Cogeração		47

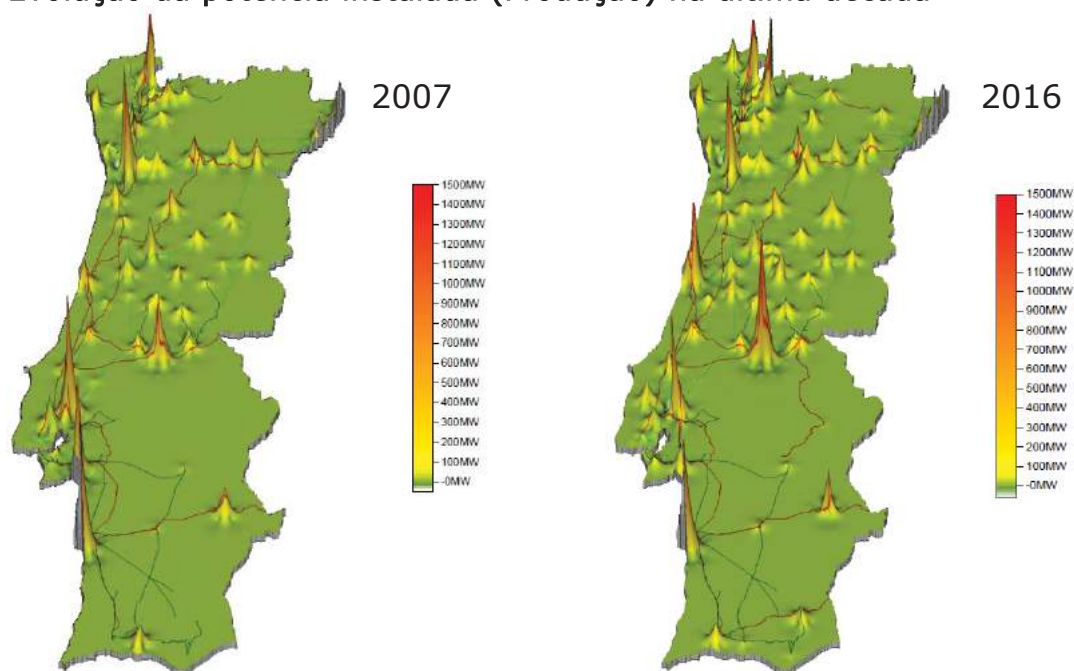
* Centrais com potência instalada inferior a 30 MW.

O crescimento verificado na última década da componente de produção renovável no *mix* energético nacional exigiu a conveniente expansão da rede para integrar esta nova produção que se encontra localizada, por norma, bastante afastada das áreas de maior consumo. Este afastamento progressivo da produção relativamente ao consumo que se tem verificado ao longo da última década, período no qual também se registou a desclassificação das centrais a fuelóleo do Carregado, em 2012, e de Setúbal, em 2013, (cerca de 1 700 MW no seu conjunto), é bem visível na Figura 2-8, quando se comparam as manchas da localização da potência instalada em 2016 com aquelas que se verificavam em 2007 e com as figuras das localizações dos consumos apresentadas na Figura 2-3. Consta-se que a produção (potência instalada) tem-se gradualmente deslocado do litoral para o interior, enquanto que a maior parte do consumo (cerca de 80 %) se localiza na faixa litoral entre Braga e Setúbal e na costa Algarvia.

¹⁷ Esta central encontra-se em fase de testes.

FIGURA 2-8

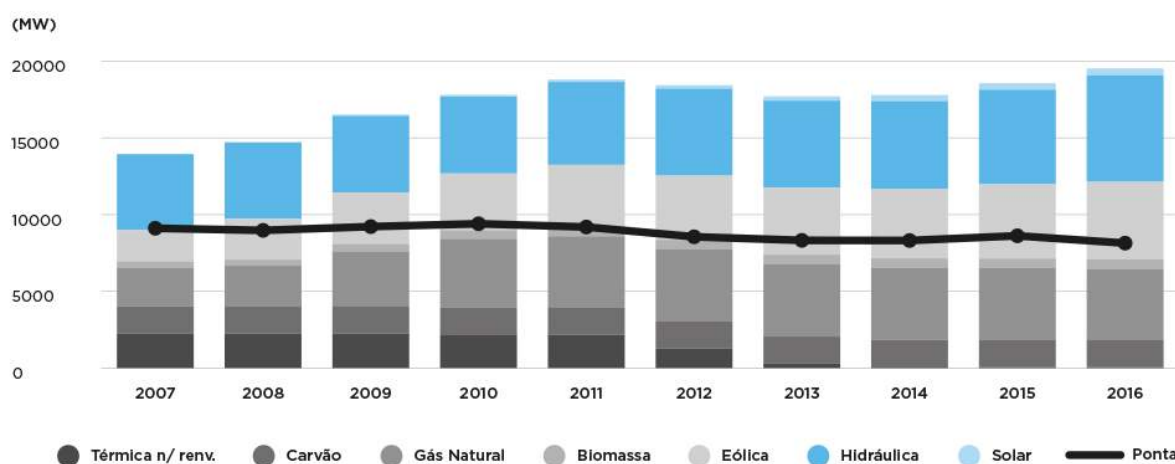
Evolução da potência instalada (Produção) na última década



Este crescente afastamento entre produção e consumo justifica grande parte do crescimento da RNT ao longo dos últimos anos. Efetivamente, a integração de nova produção, em particular de renovável no interior norte e interior do País, tem sido um dos principais *drivers* de investimento na expansão da RNT nos últimos anos, uma vez que só com uma adequada capacidade de transporte de energia elétrica é possível conduzir toda esta geração até aos centros de consumo, evitando desta forma o desperdício de energia renovável e assegurando a segurança global do sistema. A figura seguinte representa a evolução da potência instalada na última década e a ponta máxima anual, onde se pode verificar um aumento significativo da produção renovável, em particular de origem hídrica e eólica.

FIGURA 2-9

Evolução da potência instalada em centros eletroprodutores e da ponta máxima anual de consumo



2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A capacidade de interligação assume uma particular importância no sentido de permitir trocas internacionais, quer de carácter comercial, quer para socorro mútuo entre a rede de Portugal e do resto da Europa, em particular com a rede de Espanha. Neste sentido e fruto do trabalho desenvolvido pelos dois operadores das redes de transporte Ibéricas no âmbito do MIBEL, o valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais entre as redes de transporte de energia eléctrica de Portugal e Espanha tem apresentado um apreciável crescimento ao longo da última década.

Duma forma gráfica, o valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais no mercado diário nos últimos 10 anos pode ser observado na Figura 2-10 e na Figura 2-11, as quais apresentam, respetivamente, a distribuição acumulada da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal e de Portugal para Espanha.

FIGURA 2-10

Evolução anual da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal (limitações de rede e do sistema produtor)

Distribuição acumulada para 2007, 2012 e 2016

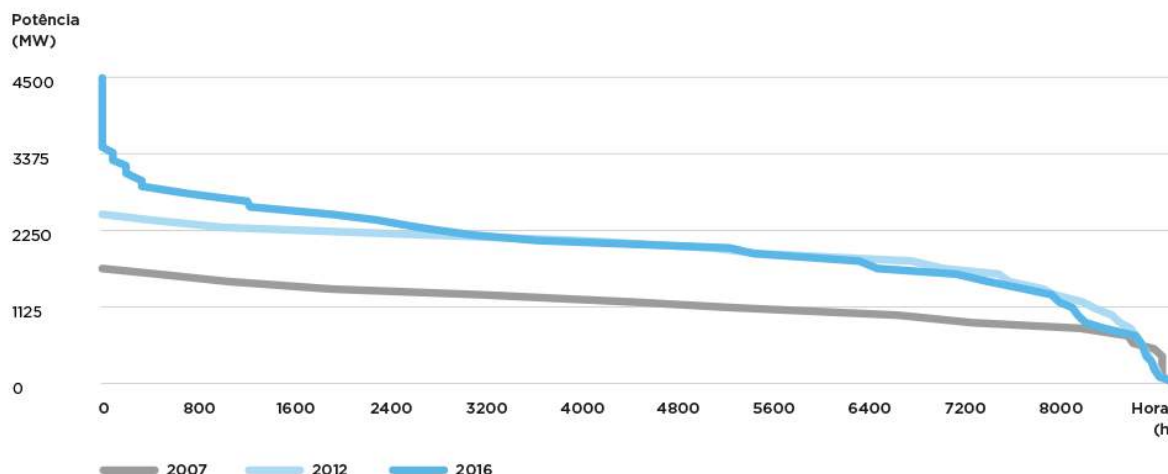
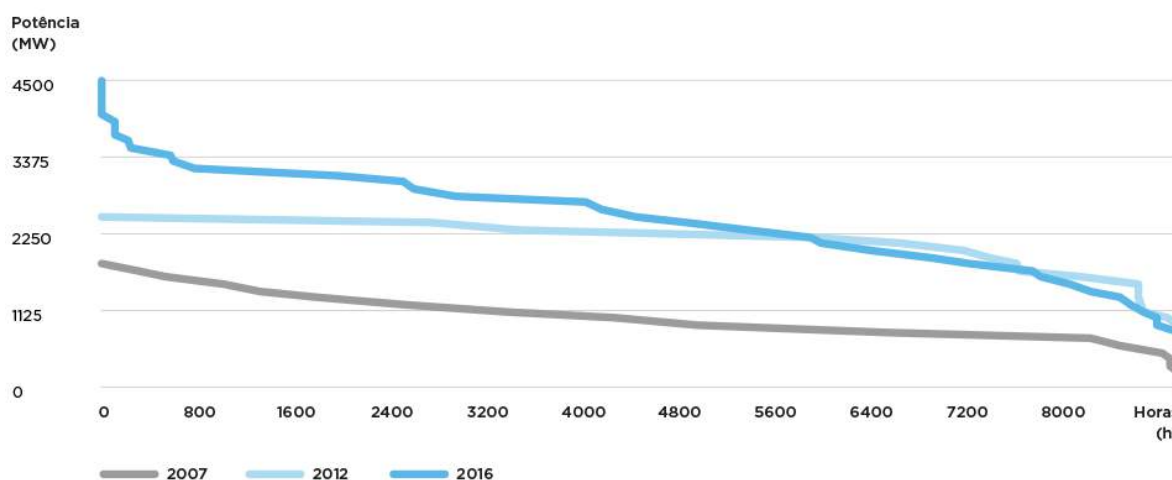


FIGURA 2-11

Evolução anual da capacidade de interligação no sentido de Portugal para Espanha (limitações de rede e do sistema produtor)

Distribuição acumulada para 2007, 2012 e 2016



O crescimento da capacidade de interligação verificado nos últimos dez anos é o resultado de um programa coordenado de implementação de um vasto conjunto de reforços nas redes de transporte de Portugal e Espanha, os quais se revelaram indispensáveis à implementação e ao desenvolvimento do MIBEL, dos quais se destacam as seguintes ações realizadas em Portugal:

- ✓ Reconfiguração topológica da RNT na região de Trás-os-Montes e criação do eixo da RNT a 400 kV ao longo do rio Douro, em 2010/2011;
- ✓ Nova linha de interligação a 400 kV Lagoaça – Aldeadávila;
- ✓ Nova linha de interligação a 400 kV Tavira – Puebla de Guzmán, em operação total desde maio de 2014.

Em relação aos valores mais reduzidos da capacidade de interligação apresentados na Figura 2-10 e na Figura 2-11, há a destacar que os mesmos resultam, na maioria dos casos, de intervenções pontuais na rede ou de restrições de mercado, como sejam:

- ✓ Indisponibilidades temporárias de elementos da rede de transporte, para manutenção ou para reforço da sua capacidade de transporte;
- ✓ Falta de potência de geração disponível para exportação no sistema elétrico português, particularmente em alguns períodos de menor produção hidroelétrica, induzindo restrições nos montantes da capacidade de interligação no sentido de Portugal para Espanha (de referir que este fator não tem sido representativo nos últimos anos, nomeadamente com a entrada em serviço de novas centrais termoelétricas e hídricas de elevada dimensão);
- ✓ Crescimento dos montantes de potência injetada na rede de origem renovável não armazenável, o que, conjugado com períodos de consumos mais reduzidos, reduz consideravelmente o valor de carga que pode ser satisfeito por trocas transfronteiriças (de Espanha para Portugal).

NÍVEIS DE SATURAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL

A saturação da capacidade de interligação disponível é, no MIBEL, denominada de *market splitting*. Na verdade, e de acordo com atuais regras deste mercado, a ocorrência deste tipo de situações conduz a uma real separação de mercados, na medida em que, nesses períodos, se constata uma diferença nos preços da energia no mercado *spot* entre Portugal e Espanha.

Sendo a competitividade entre os agentes de mercado inversamente proporcional ao número de horas em que esta situação de *market splitting* ocorre, pretende-se que a ocorrência destas situações seja limitada ao máximo, tendo sempre presente o racional económico dos custos associados ao reforço das redes para aumento da capacidade de interligação e as mais valias da utilização desse acréscimo de capacidade.

Para além da topologia das redes de transporte (de Portugal e de Espanha) e das respetivas linhas de interligação, as regras de alocação dos centros eletroprodutores, nomeadamente a prioridade de algumas centrais renováveis, são fatores que influenciam fortemente o valor de capacidades de interligação a disponibilizar para efeitos comerciais e, por conseguinte, o período de tempo de ocorrência de *market splitting*.

Na Figura 2-12 e na Figura 2-13 apresenta-se, respetivamente, a evolução anual da percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting* e os montantes transacionados entre os sistemas elétricos português e espanhol, desde 2008.

FIGURA 2-12

Percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting*

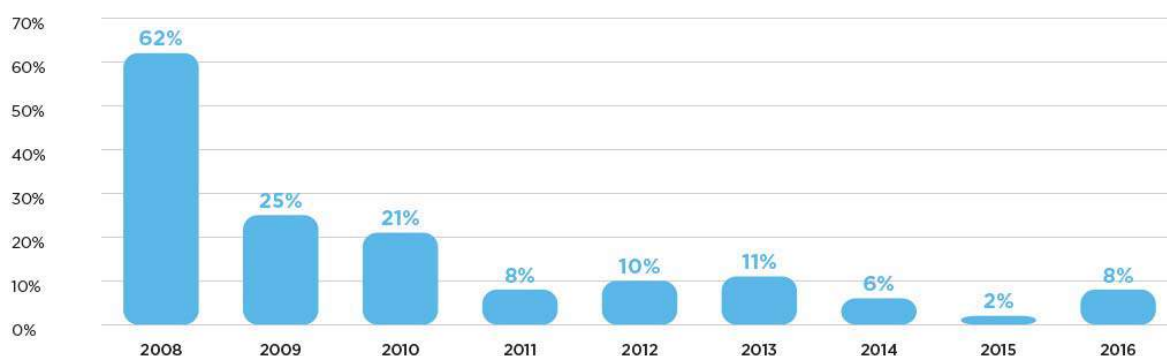
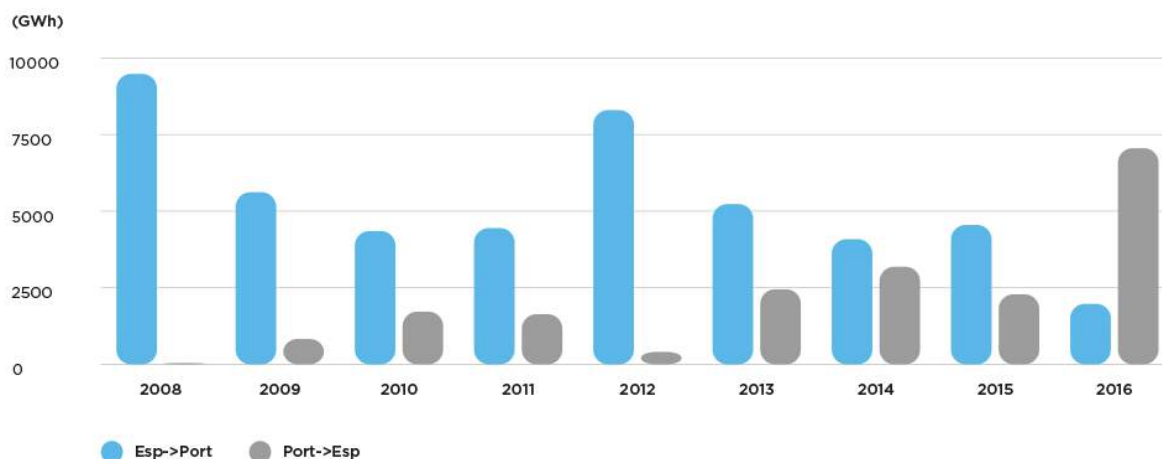


FIGURA 2-13

Trocas energéticas entre os sistemas elétricos português e espanhol em cada sentido



Da observação das Figura 2-10 a Figura 2-13, pode-se concluir que o aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha tem contribuído fortemente para uma redução dos períodos em que se registaram limitações ao livre funcionamento do MIBEL.

Observa-se também que, até ao ano de 2015 registou-se uma predominância de fluxos no sentido de Espanha para Portugal, sendo que uma boa parte dos períodos de *market splitting* ocorreram, não por qualquer limitação técnica de segurança de operação das redes elétricas, mas antes pela elevada injeção de produção renovável em momentos de menor consumo.

No ano de 2016, fruto de uma elevada produtividade hidroelétrica nos primeiros meses do ano a par de uma melhoria da competitividade dos centros eletroprodutores térmicos portugueses, registou-se, pela primeira vez desde a criação do MIBEL em 2007, um balanço anual de trocas no sentido de Portugal para Espanha.

Cumulativamente, com a subida dos níveis de capacidade de interligação para fins comerciais a caminho da meta dos 3 000 MW, espera-se que os períodos de congestionamento da interligação por questões de limitação técnica das redes passem a ser raros, permanecendo, no entanto, as situações atrás referidas decorrentes de elevada produção renovável em períodos de menor consumo.

2.5.

INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO

O indicador de adequação da transformação, (Ad_{TR})_{RNT}, pretende representar, em cada período (ano), uma taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT às condições de exploração, para que, nos termos do Regulamento da Rede de Transporte (RRT), do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à revisão do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, seja monitorizada a garantia de abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida (ligada em redes de tensão igual ou inferior à AT), bem como avaliada a adequação do investimento realizado de uma forma objetiva e transparente.

Na RNT, existem subestações que em regime normal de exploração e do ponto de vista da transformação possuem apenas um transformador instalado (subestações monoalimentadas), correspondendo em 31 de dezembro de 2016 a 3 casos num total de 62 subestações com entrega à rede de distribuição. A esmagadora maioria das subestações possui dois ou mais transformadores em serviço (subestações multialimentadas).

De acordo com o RRT, RQS e Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, em qualquer uma destas instalações deve verificar-se, em todo o tempo, a condição de não haver corte de abastecimento da carga adstrita à sua área de influência, isto é, a subestação deve manter uma adequada capacidade de transformação da MAT para a AT, mesmo em caso de falha de uma unidade, (ou vice-versa no caso de estar a escoar produção) ou um adequado nível de recurso rápido prestado pela rede de distribuição, quando monoalimentadas.

As subestações monoalimentadas em transformação – muitas vezes em configuração inicial – estão ‘*per se*’ adequadas. Para efeitos da determinação numérica do indicador global de adequação da transformação assume-se que o seu valor será 1.0, ou seja, considera-se que a RNT tem capacidade para manter a alimentação dos consumos em caso de falha do único transformador existente na subestação.

O Ad_{TR} considera, em cada subestação que seja bi- ou multi- alimentada em transformação, a *ratio* entre o máximo da carga natural (quando a subestação é predominantemente dirigida à alimentação de consumos) ou o escoamento máximo (quando na subestação os valores de trânsito mais elevados se registam do nível AT para o MAT) e a potência de transformação em ‘n-1’, i.e., quando o transformador de maior potência se encontra fora de serviço para manutenção, na sequência de um incidente ou de inspeção que a tal obrigue, entre outros.

$$Ad_{TR} = ([P_{CN_MAX}] V [P_{ESCOA}]) / S_{TR(n-1)}$$

Em que:

P_{CN_MAX}: máximo da carga natural (garantia de abastecimento) [MW] – obtido a partir de registos efetuados.

P_{ESCOA}: potência para escoamento [MW] - Potência de ligação da produção embebida, cujo escoamento foi autorizado em 100 % do tempo pela DGEG na licença de exploração, subtraída do mínimo da carga natural: corresponde, assim, ao valor a escoar pela transformação instalada.

S_{TR(n-1)}: Potência nominal de transformação em regime n-1 [MVA].

O valor global, para a RNT, deste Indicador obtém-se pela média aritmética de cada valor singular calculado em cada subestação:

$$(Ad_{TR})_{RNT} = \Sigma (([P_{CN_MAX}] V [P_{ESCOA}]) / S_{TR(n-1)}) / N$$

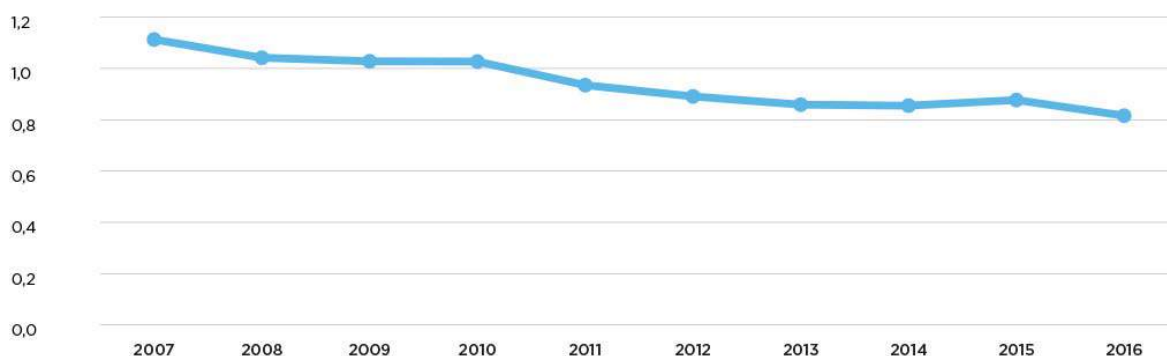
Em que:

N: número de subestações MAT/AT (PdE MAT/AT no intervalo em análise).

Ilustra-se de seguida o valor assumido pelo indicador global (Ad_{TR}) para a RNT desde 2007.

FIGURA 2-14

Evolução do Indicador global de adequação da transformação para a RNT



Em termos da adequação individual da transformação em cada subestação, o valor unitário será atingido quando, em regime 'n-1' de transformação, não haja qualquer margem para o crescimento da carga natural ou da potência de ligação da geração embebida, indicando a eminência de possíveis situações de sobrecarga e de desadequada e atempada decisão de investimento. Assim sendo, devendo a decisão de investimento ocorrer com antecipação suficiente para que o projeto e licenciamento, 'procurement' e construção se possam realizar, considera-se que o valor deste indicador de adequação, em termos médios, na interpretação previsional no âmbito da atividade de Planeamento da Rede, não deverá ultrapassar um valor em torno de 0.95, para que seja possível acomodar taxas de crescimento locais das cargas por PdE e outras incertezas, no sentido de uma atempada adequação da transformação. A metodologia de apoio à decisão

multicritério/custo-benefício (ver subcapítulo 6.3.) tem também por base, no cálculo da energia em risco, a não adequação atempada da transformação local.

A evolução do indicador global de adequação da transformação, calculado da forma proposta, revela de forma objetiva que, em termos médios, a transformação da RNT encontra-se adequada para garantir o abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida.

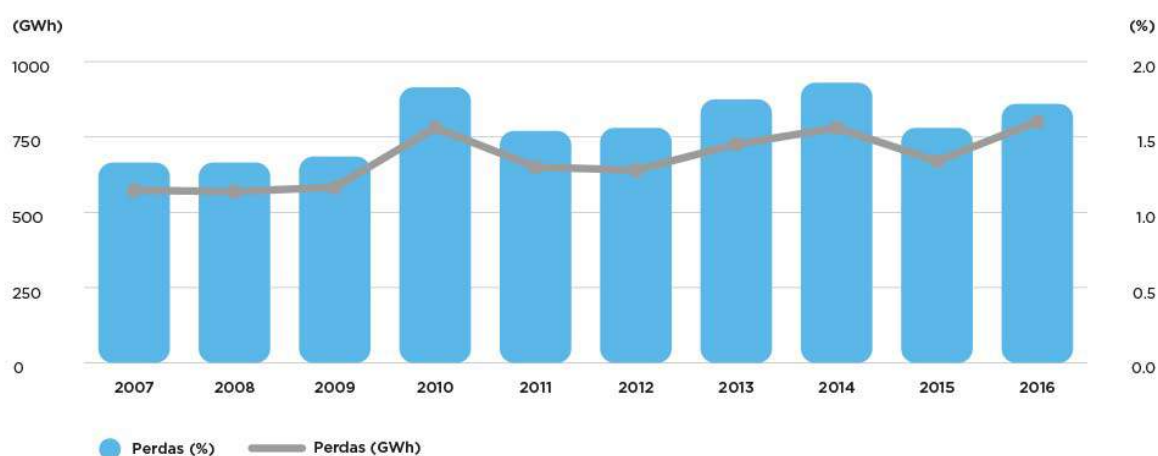
Os valores obtidos são resultado de uma correta e atempada decisão de investimento em transformação. No entanto, são também reflexo da redução mais recente da carga natural por PdE, demonstrando que, com exceção dos reforços de transformação identificados neste Plano, mesmo que a carga por PdE aumente com as taxas de crescimento locais consideradas nesta proposta de PDIRT, existirá capacidade para acomodar esse acréscimo, sem necessidade de investimento adicional em transformação.

2.6. EVOLUÇÃO DAS PERDAS

Na Figura 2-15, ilustra-se a evolução das perdas na RNT verificada desde o ano de 2007, quer em valores absolutos quer percentuais relativamente à energia entrada na RNT.

FIGURA 2-15

Evolução das perdas na RNT ocorridas no período 2007-2016



As perdas na rede estão muito dependentes dos cenários de geração/consumo (para além dos valores de trocas internacionais), constatando-se um aumento de perdas quando acontecem anos de elevada produção hídrica e/ou eólica, tal como o registado em 2010 e que se repetiu em 2013, 2014 e 2016, com índices de hidraulicidade e eolicidade superiores a 1,0, ao contrário do ocorrido em 2015, com um regime muito seco em que o índice de hidraulicidade não ultrapassou os 0,74 (tal como verificado de 2007 a 2009, também com valores inferiores a 1,0).

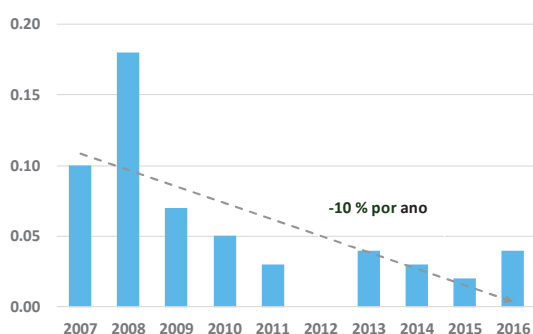
2.7. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Como resultado das opções de investimento efetuado na RNT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, o ORT tem conseguido manter os níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que tem otimizado os custos operacionais da RNT. Na Figura 2-16, ilustra-se a evolução globalmente positiva da RNT na última década observada nos indicadores de qualidade de serviço, em particular o SAIFI, SAIDI, SARI e TIE.

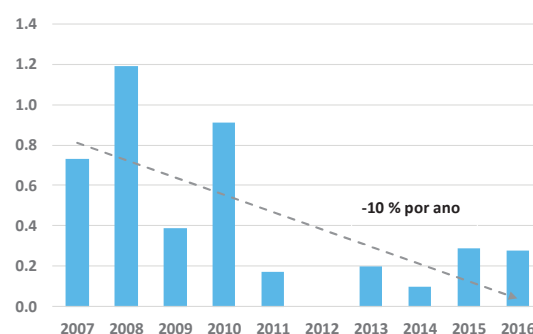
FIGURA 2-16

Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da RNT no período 2007-2016

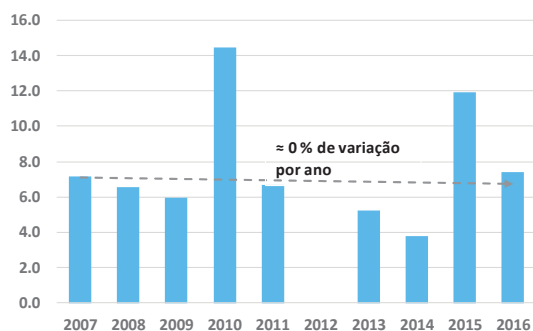
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index
(nº de interrupções/nº de pontos de entrega)



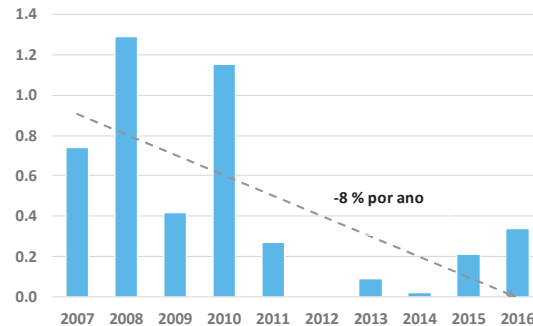
SAIDI – System Average Interruption Duration Index
(minutos)



SARI – System Average Restoration Index
(minutos)



TIE – Tempo de Interrupção Equivalente
(minutos)

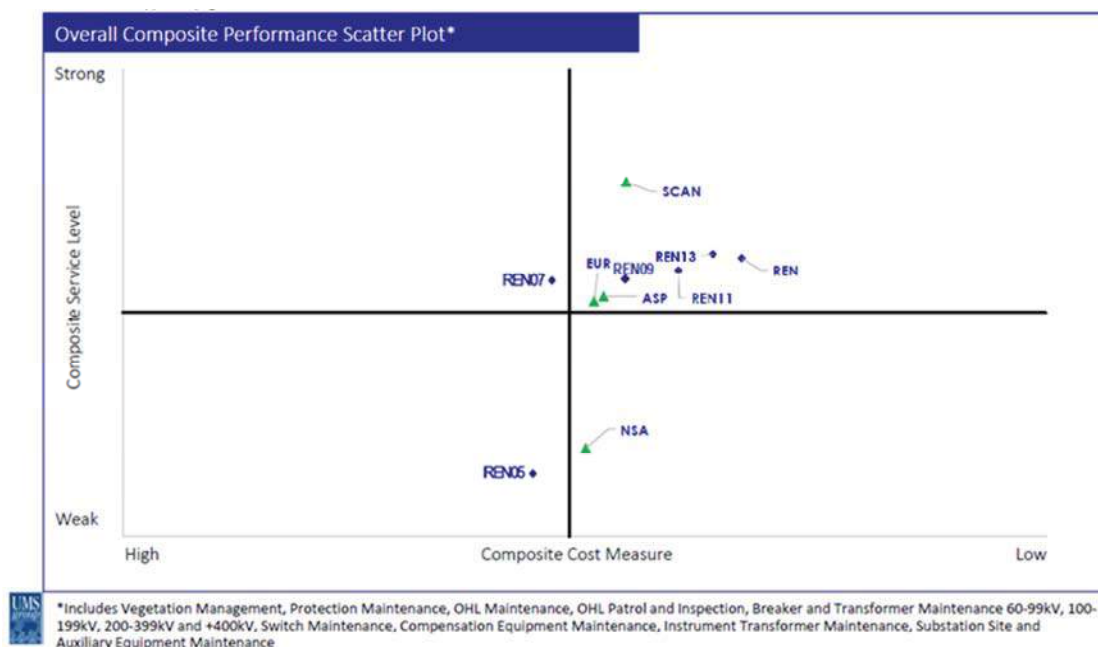


Da análise das figuras apresentadas, constata-se que, embora a tendência no período em análise seja de melhoria da qualidade de serviço fornecida pela RNT, nos anos mais recentes tem-se assistido a uma estabilização destes indicadores. No que em particular se refere ao Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), indicador de desempenho global usualmente utilizado pelas *utilities* elétricas, em 2016 o seu valor foi de 0,34 minutos, correspondendo a uma energia não fornecida de 31,8 MWh. A contribuir para este valor esteve a interrupção de serviço verificada na subestação de Vila Fria no verão de 2016, após o disparo das três linhas de 150 kV que a alimentam devido à ocorrência de incêndios naquela zona. Este evento foi classificado pela ERSE como Evento Excecional, enquadrado no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor.

Na Figura 2-17, ilustram-se os resultados de estudo de *benchmarking* internacional de operação e manutenção ITOMS (Operations & Maintenance benchmark), onde se verifica que a estabilização dos níveis de qualidade de serviço da RNT tem sido acompanhada de uma otimização da eficiência operacional do ORT, resultado do esforço de minimização de custos para o SEN. Este foco na maximização da *ratio* qualidade de serviço/eficiência operacional é considerado crítico para o ORT e tem contribuído para uma otimização dos encargos da infraestrutura de transporte de eletricidade na tarifa final do consumidor.

FIGURA 2-17

Resultados do *benchmarking* internacional de operação e manutenção (ITOMS)





3

PRESSUPOSTOS DO PLANO

REN 

3.1. ENQUADRAMENTO

A data de 31 de março dos anos ímpares, é aquela que a legislação determina como correspondendo ao prazo dentro do qual o ORT deve entregar junto da DGEG a sua proposta de Plano para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRT inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega na DGEG, isto é, no caso da presente proposta de PDIRT 2018-2027, o seu início teve lugar ainda durante o segundo semestre de 2016.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações com maior exigência de tempo, necessitam de estar definidos com maior antecedência.

Assim, no que diz respeito à constituição da estrutura base da rede de partida, a presente proposta de PDIRT tem como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos aqueles reforços e ações na RNT que a 31 de dezembro de 2016 estavam previstos ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2017, de forma coordenada com a anterior proposta de PDIRT 2016-2025. Destes, há a destacar o caso do projeto da nova linha a 400 kV Falagueira-Fundão e da abertura da subestação do Fundão, anteriormente previsto para 2017 e cuja avaliação sobre o estado atual dos trabalhos leva a concluir que já só será possível terminar em 2018, pelo que este projeto encontra-se considerado na presente proposta de Plano.

3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT

Na presente proposta de PDIRT 2018-2027 os projetos estão organizados segundo dois grandes grupos de projetos: o dos **Projetos Base do PDIRT 2018-2027** (Projetos Base) e o dos **Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027** (Projetos Complementares).

PROJETOS BASE DO PDIRT

O grupo dos Projetos Base (ver capítulo 4.) incorpora aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos estes cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, projetos esses que se encontram considerados no PDIRD.

Nos Projetos Base estão assim incluídos: (i) remodelações de ativos da RNT em serviço, por obsolescência, de instalações da RNT (em linhas e subestações) ou de sistemas de comando proteção e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) reforços com vista à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega ao ORD); (iii) projetos para cumprimento dos compromissos acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com projetos da EDP-Distribuição considerados no seu PDIRD; (iv) projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, nomeadamente na Rede de Telecomunicações de Segurança e na reinstalação do Centro de Despacho Nacional.

PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRT

O grupo dos Projetos Complementares (ver capítulo 5.) incorpora os projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que também não representam compromissos já assumidos com o ORD e traduzidos no seu PDIRD.

Estes projetos são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da efetiva realização dos projetos complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que no atual contexto se revelam difíceis de estimar, conduziu à sua diferenciação introduzida nesta proposta de Plano. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente. Tendo presente esta incerteza e sem prejuízo de uma análise a realizar caso a caso, para a generalidade dos Projetos Complementares não iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos, entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

3.3.1. Enquadramento

Os dados recolhidos ao longo dos anos mais recentes têm vindo a confirmar uma relativa estagnação do consumo de eletricidade (energia elétrica), bem como do valor da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental.

Assim, esta proposta de PDIRT incorpora esta realidade na previsão de cargas e de consumos para o período 2018-2027, bem como na avaliação da adequação da RNT à procura prevista e nos investimentos necessários, com a devida consideração da produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND (produção embebida).

3.3.2. Metodologias e evolução do consumo e das pontas

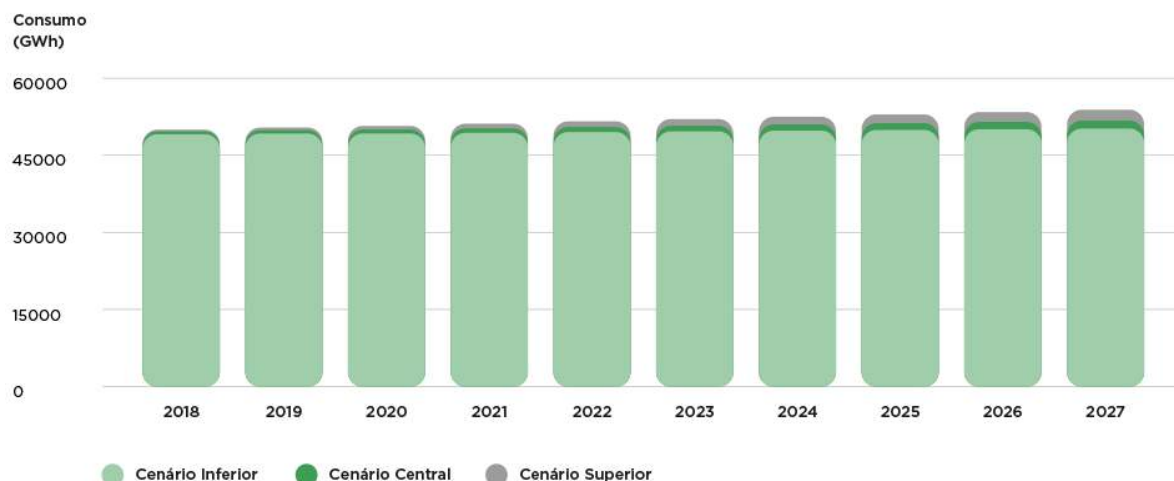
Os estudos previsionais mais recentes e cujos resultados constam do "RMSA-E 2016", referente ao período 2017-2030, estabelecem as estimativas para a evolução do consumo de eletricidade, a nível global de Portugal continental, e apresentam três cenários de crescimento da procura: um assim designado de *cenário Inferior*, e dois outros de maior crescimento, chamados de *cenário Central* e *cenário Superior* (Figura 3-1), todos eles com taxas de crescimento médio anual de valor reduzido, respetivamente de 0,2 %, 0,5 % e 0,8 %. Esta banda foi desenvolvida no pressuposto de 'temperatura média', incorporando os cenários e pressupostos para o RMSA-E 2016, apresentados no Anexo 2 a este documento, em particular os impactos das medidas de eficiência energética identificados no PNAEE, bem como o impacto da introdução de veículos elétricos e do auto-consumo.

Salienta-se contudo que, para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes três cenários, que constam do RMSA-E 2016, o ORT adotou o de evolução menos exigente (*cenário Inferior*), efetuando depois análises de sensibilidade aos outros dois cenários complementares, de forma a salvaguardar o cumprimento das obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço técnica.

FIGURA 3-1

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental¹⁸

RMSA-E 2016 (horizonte 2018-2027)

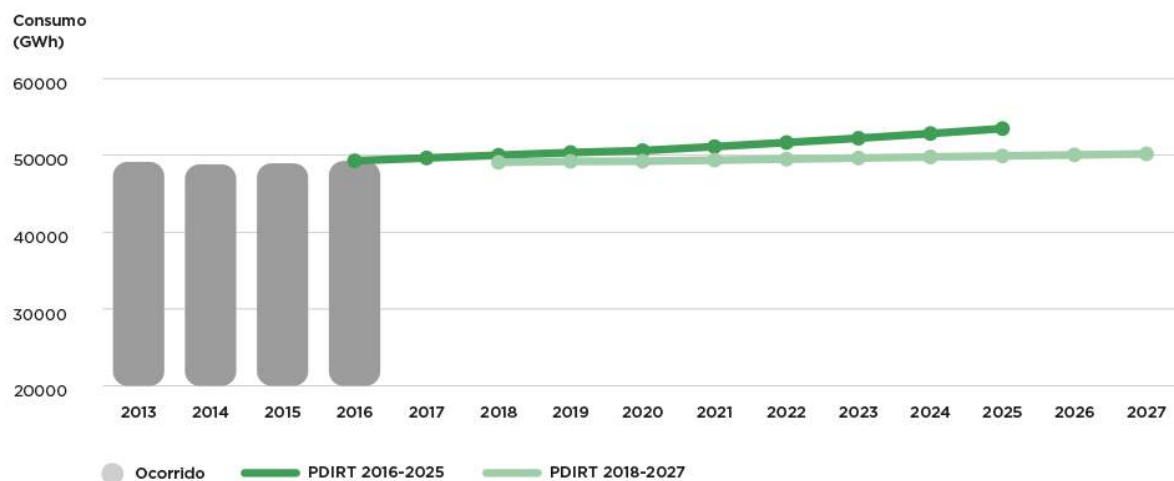


Em complemento, na Figura 3-2 compara-se a previsão da evolução do consumo incluída na anterior proposta de PDIRT 2016-2025 com a prevista na presente proposta de PDIRT 2018-2027 (*cenário Inferior*), mostrando-se também os valores efetivamente verificados entre 2013 e 2016.

FIGURA 3-2

Evolução ocorrida e estimada do consumo em Portugal continental

Ocorrido e PDIRT 2016-2025 vs PDIRT 2018-2027



¹⁸ As taxas de crescimento médio anual para os cenários de evolução do consumo apresentados nesta figura respeitantes ao período 2018-2027, são, para os cenários Superior, Central e Inferior, respetivamente de 0,8 %, 0,5 % e 0,2 %.

Na Figura 3-3, apresenta-se a evolução prevista (baseada na metodologia e valores apresentados no Anexo 9) para as pontas síncronas sazonais em Portugal continental no cenário Inferior e para o horizonte temporal deste PDIRT, incluindo-se ainda os valores da ponta síncrona máxima registados entre 2013 e 2017 (até março).

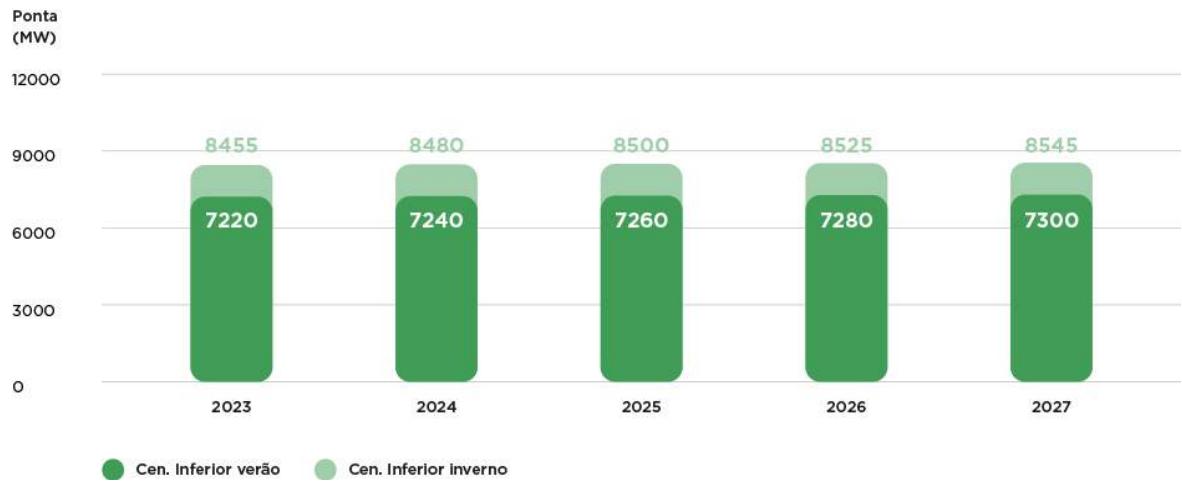
FIGURA 3-3

Evolução ocorrida e estimada das pontas síncronas sazonais da carga* em Portugal continental

Ocorrido e valores deduzidos segundo metodologia e resultados apresentados no Anexo 9 (horizonte 2018-2027)



* Referida à emissão



3.4. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA

3.4.1. Previsão da ponta síncrona de carga

A previsão de cargas a alimentar pela RNT para efeitos de simulação e adequação da rede, deve ser elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia, tendo em conta o registo histórico dos últimos anos. Quando relevante, deverão ser tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais. O valor global da estimativa daqui resultante deve corresponder à situação de simultaneidade de carga e deverá estar associado ao cenário de consumo mais provável disponível no RMSA-E, cuja aprovação é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, conforme previsto no Capítulo 9.5.1 (Previsão de Cargas) do Anexo I (Regulamento da Rede de Transporte, "RRT") da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho.

CENÁRIO INFERIOR

Em consequência do referido no ponto anterior, a verificação da adequação da rede à procura foi efetuada, nesta proposta de PDIRT, para a situação de simultaneidade de carga e com a previsão de cargas, deduzida com base na metodologia apresentada no Anexo 9, associada ao cenário Inferior de consumo, incluído no RMSA-E 2016 (ver Figura 3-3).

Com base na previsão para as pontas síncronas de carga correspondentes ao cenário Inferior, e no registo histórico dos últimos anos das cargas em cada Ponto de Entrega (PdE), bem como na informação fornecida pelo operador da RND, obtiveram-se os valores de carga natural¹⁹ para cada subestação da RNT e para cada ponto de entrega em MAT (que alimentam diretamente consumidores industriais) registados no Anexo 11.

Quanto à componente reativa, para cada época sazonal e regime de carga, ela é obtida através de fatores de potência - $\text{tg}(\phi)$ - característicos de cada PdE. Muito recentemente, estes fatores foram alvo de nova revisão, realizada a partir de registos da potência ativa e reativa por ponto de entrega. Da análise desenvolvida verificou-se a ocorrência de uma ligeira redução nos valores da $\text{tg}(\phi)$ da RNT, relativamente aos considerados na anterior proposta de PDIRT 2016-2025, referida aos pontos de entrega, situando-se atualmente estes valores da $\text{tg}(\phi)$ em cerca de 0,24 e 0,17, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno.

Os valores globais da previsão para a carga ativa máxima e mínima nos períodos sazonais de verão e de inverno, correspondem a situações de carga simultânea máxima e mínima, com uma probabilidade superior a 95 % de não ser ultrapassada.

¹⁹ Valor da potência ativa de carga a ser abastecida pela respetiva subestação MAT/AT na ausência de produção das centrais ligadas a essa subestação em AT ou níveis de tensão inferiores.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AOS CENÁRIOS CENTRAL E SUPERIOR

De forma a obter um leque mais alargado de informação, salvaguardando as obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento dos consumos e à qualidade de serviço técnica estabelecidas no Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS), a verificação da adequação da rede à procura incluiu também uma análise de sensibilidade à evolução da ponta síncrona da carga, com a previsão de cargas e pontas sazonais referentes aos cenários Central e Superior incluídos no Anexo 9.

Não obstante, o PDIRT é revisto a cada dois anos, enquanto o operador da RNT monitoriza em permanência os níveis de carga nos seus equipamentos. Assim, existe espaço e oportunidade para uma eventual antecipação de projetos de reforço que se venham a revelar necessários, desde que as necessidades dos mesmos não se materializem num prazo inferior a 3 anos.

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA

No território continental, do montante global de potência de produção instalada, mais de metade diz respeito a centros eletroprodutores baseados em fontes de energia renovável, e destes últimos, uma parte considerável encontra-se ligada à RNT em AT ou às redes de distribuição (o conjunto de toda a produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND é aqui designado por “produção embebida”). Assim, os valores de carga indicados em cada PdE de ligação à RND são satisfeitos, quer pela RNT via transformação MAT/AT, quer pela produção embebida quando a respetiva fonte energética esteja disponível e em operação.

Consequentemente, a produção embebida foi tida em devida conta na simulação e adequação da rede à procura. A correspondente energia, os fluxos dela decorrente, bem como as suas potenciais variações, ilustradas a nível de Portugal continental para o ano de 2016 na Figura 3-4 e na Figura 3-5, são igualmente tidas em conta pelo operador da RNT quando analisa o funcionamento global da rede de transporte à luz dos ‘Padrões de segurança para planeamento da RNT’ (v. Anexo 1). Desta forma, o planeamento dos reforços internos da rede tem também em consideração aqueles montantes de potência, utilizando-os nos cenários de simulação e verificação da adequação de operação da RNT em diferentes horizontes temporais futuros.

Para além da observação dos compromissos regulamentares do ORT no que respeita ao abastecimento dos consumos do SEN, o nível de investimento na RNT deve ser também adequado às solicitações dirigidas à RNT. Nesse sentido, este plano de investimentos pretende dar resposta a ambas estas exigências, quer através da avaliação da adequação da transformação em cada ponto de entrega, quer através da simulação de uma multiplicidade de cenários futuros de operação da rede, que englobam diferentes níveis de solicitação da RNT, como sejam diferentes situações de carga, de sazonalidade, de condições de hidraulicidade, eolicidade e de trocas comerciais com Espanha.

A previsão da ponta de carga da RNT é um exercício complexo, uma vez que depende de fatores diversos não controláveis e dificilmente antecipáveis, pelo que é também através deste tipo de análise técnica que o ORT procura identificar as necessidades de investimento na RNT, considerando toda a incerteza da multiplicidade de variáveis envolvidas. A manutenção deste procedimento é pois recomendável de forma a garantir que a RNT continue a dar uma resposta

adequada, não só à ponta de carga do SEN e às pontas locais por PdE, como também à ponta da RNT²⁰, a qual atingiu cerca de 9 140 MW em fevereiro de 2016, valor este muito próximo da ponta máxima de sempre do SEN, verificada em 2010.

FIGURA 3-4

Produção embebida medida em Portugal continental em 2016

Diagrama cronológico

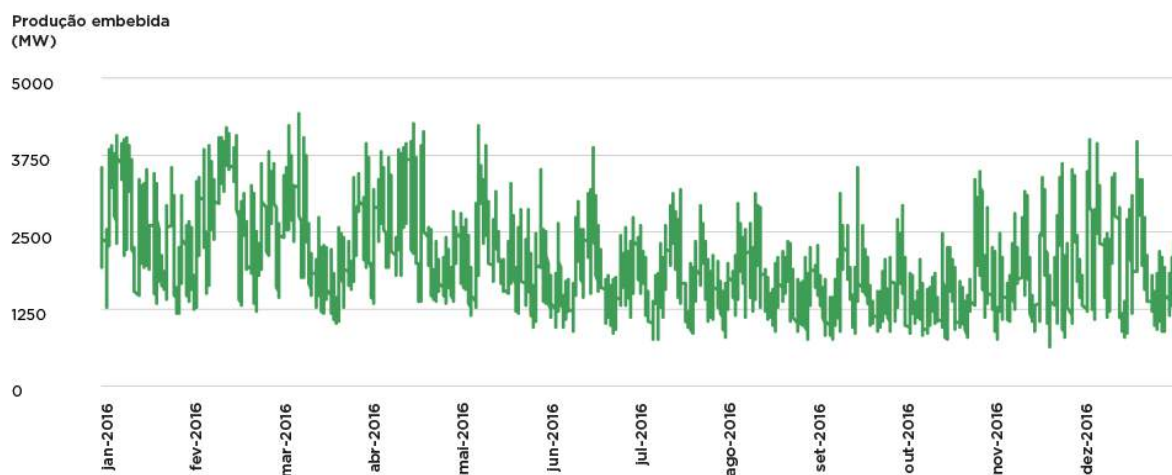
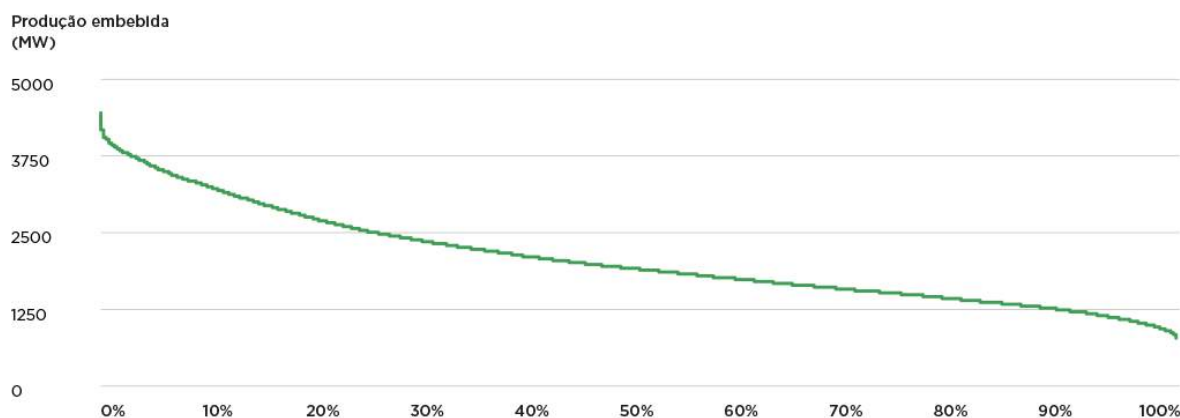


Diagrama dos valores acumulados



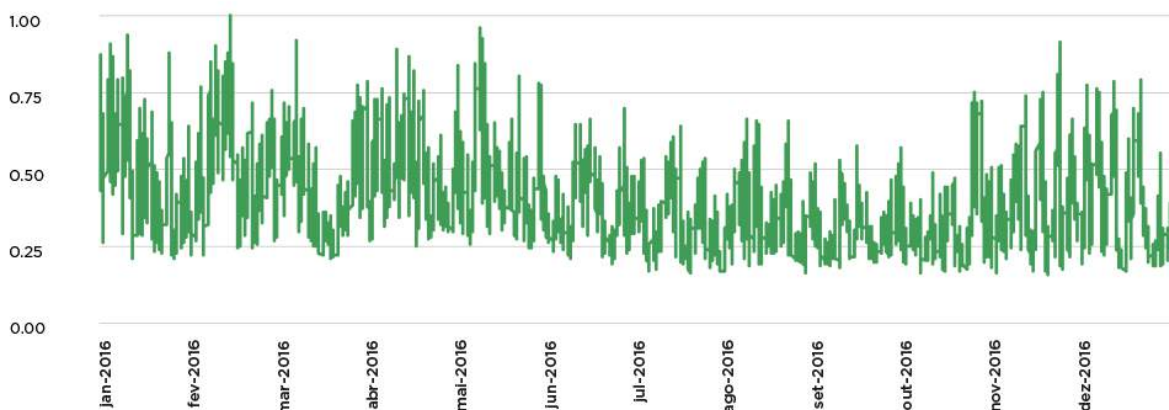
²⁰ Corresponde ao somatório de toda a potência que é injetada na RNT em MAT, incluindo, para além da produção das centrais ligadas à RNT em MAT, o trânsito nas subestações no sentido AT→MAT, bem como o trânsito nas linhas de interligação no sentido de Espanha para Portugal.

FIGURA 3-5

Contributo da produção embebida em Portugal continental na satisfação da carga natural nas subestações da RNT em 2016

Diagrama cronológico

Produção emb./carga natural SEs



3.4.2. Previsão de cargas por Ponto de Entrega (PdE)

A relação entre o consumo e a ponta síncrona de carga em Portugal continental tem vindo a alterar-se nos últimos anos, refletindo-se esta alteração numa maior separação entre a ponta síncrona e o somatório das pontas por Ponto de Entrega (PdE), com impactos diferenciados na adequação da rede e da transformação local em cada PdE. O Regulamento da Rede de Transporte (RRT), no ponto 9.5.1.2, antecipa precisamente que, numa perspetiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima podem atingir valores superiores aos que constam da previsão de carga simultânea, pelo facto de os mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos demais PdE.

PREVISÃO DE CARGA MÁXIMA POR PdE

Em consequência do referido no ponto anterior, e em sintonia com o estabelecido no ponto 9.5.1.2 do RRT, tomou-se como ponto de partida para a previsão de cargas máximas nas subestações, para efeitos da adequação da transformação instalada, o resultado de um tratamento estatístico dos registos das pontas locais da carga em cada PdE da RNT ao longo dos últimos anos, resultando daqui uma estimativa das pontas típicas das cargas em cada PdE.

Resultante do trabalho de planeamento coordenado levado a cabo pelos ORD e ORT, este ponto de partida foi depois extrapolado, tendo em conta taxas de crescimento previsionais locais obtidas com base na informação disponibilizada pela concessionária da RND relativamente aos valores das pontas das cargas das suas subestações servidas por cada PdE, e ajustado de acordo com as datas

previsíveis de entrada/saída de serviço de instalações, alterações topológicas na RND, ou acontecimentos singulares relevantes na exploração das redes.

O resultado desta previsão encontra-se apresentado, por PdE, no Anexo 11.

A previsão de cargas por PdE elaborada de acordo com esta metodologia, permite salvaguardar as obrigações atribuídas ao operador da RNT relativamente à garantia de abastecimento dos consumos e à qualidade de serviço técnica, promovendo uma adequação atempada da transformação em cada PdE e gerindo de forma eficiente o investimento em transformação, tendo também em conta a capacidade de sobrecarga admissível dos transformadores.

Os reforços necessários em transformação resultantes deste exercício estão contidos no subcapítulo 4.4.2.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE ÀS TAXAS DE CRESCIMENTO LOCAIS

Reconhecendo, não obstante, o dinamismo da evolução da procura, o operador da RNT, procedeu a uma análise de sensibilidade à procura por PdE, considerando taxas de crescimento previsionais locais mais conservadoras que as obtidas no ponto anterior, no limite, num cenário de estagnação de pontas locais após 2017, procurando desta forma testar o efeito que um possível cenário macroeconómico desfavorável ou um desenvolvimento mais célere na aplicação de medidas de eficiência energética, autoconsumo e de flexibilidade da procura teriam no investimento na RNT, para além das medidas já internalizadas no cenário Inferior.

Não obstante, deve recordar-se que os prazos de concretização de projetos de investimento em transformação podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde a tomada de decisão até à entrada em exploração dos equipamentos, pelo que, para o horizonte 2018-2020, não se considera, decorrente desta análise de sensibilidade, qualquer alteração ao desenvolvimento previsto para a RNT nesta componente, uma vez que, conforme publicado neste plano e decorrente da explanação anterior, estão em causa projetos que carecem de decisão no muito curto prazo. Caso contrário, poderia ser posta em causa a garantia de abastecimento a consumos e os compromissos com o ORD, baseados numa trajetória de evolução das cargas alinhada com a previsão realizada.

Salienta-se, novamente, que o PDIRT é revisto a cada dois anos, enquanto o operador da RNT monitoriza em permanência os níveis de carga e a adequação da transformação nos seus PdE. Assim, existe espaço e oportunidade para introduzir nos projetos de reforço de transformação as alterações e os ajustes que se revelem necessários face aos valores verificados e às previsões mais atualizadas, nos horizontes temporais posteriores a 2020.

Esta análise de sensibilidade e os seus resultados são apresentados no subcapítulo 6.10.

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA POR PdE

Conforme mencionado anteriormente, a 'carga natural' em cada PdE é satisfeita quer pela RNT, via transformação MAT/AT, quer pela produção embebida.

No entanto, os resultados da permanente monitorização da produção embebida na zona de influência de cada PdE que o operador da RNT efetua, demonstra que a mesma deve ser considerada com maior acuidade na verificação da adequação da transformação a nível local (por PdE), tanto para a garantia do abastecimento dos consumos e da qualidade de serviço técnica, a que o operador da RNT está obrigado em conformidade com os padrões de segurança de planeamento estabelecidos no RRT bem como pelo RQS, como para o dimensionamento e a adequação da transformação e decisão de investimentos, dada a grande volatilidade desta produção.

De facto, se em termos médios a presença de produção embebida permite estimar um balanceamento energético não nulo, já quanto à satisfação da continuidade de serviço, o carácter volátil e intermitente das fontes renováveis e a falta de garantia de potência exige que a garantia do abastecimento se suporte na adequação de transformação MAT/AT nos PdE, num quadro onde a resposta ativa da procura não se encontra ainda suficientemente madura e implementada para reagir à volatilidade e intermitência da oferta presente na produção embebida.

Acresce que, presentemente, 38 % da potência eólica e porventura a totalidade da fotovoltaica ligada às redes de distribuição não se encontra adequada com requisitos de resiliência a cavas de tensão, pelo que perante cavas de tensão mesmo de pequena duração, e.g. originadas por curto-circuitos nas redes eliminados dentro dos padrões constantes dos regulamentos, aquela produção desliga-se automaticamente da rede, estabelecendo um efeito de súbita ausência de energia disponível para o abastecimento, a qual tem que ser imediatamente compensada por alteração dos fluxos entre a MAT e a AT, i.e., recorrendo à potência e energia a disponibilizar pela RNT nos respetivos PdE.

A título de exemplo, a Figura 3-6 e a Figura 3-7 ilustram a evolução cronológica da produção embebida, o seu acumulado e a contribuição para a satisfação da carga natural das zonas de influência, respetivamente, da subestação da Batalha e da subestação de Mourisca, ambas durante o ano 2016.

A subestação da Batalha possuía, em 2016, um valor de potência instalada de produção embebida de 129 MW, constituída em cerca de 90 % por produção de origem eólica, e uma carga natural com uma ponta de cerca de 240 MW.

Por sua vez, a produção embebida na subestação de Mourisca, em 2016 com uma potência de instalada de 189 MW, repartia-se por 92 MW de produção hídrica, 32 MW de produção eólica e 65 MW de produção térmica, dos quais 46 MW de cogeração. A carga natural nesta subestação apresentou, ainda em 2016, uma ponta de cerca de 225 MW.

FIGURA 3-6

Produção embebida medida na zona de influência da subestação da Batalha em 2016

Diagrama cronológico

Produção embebida
(MW)

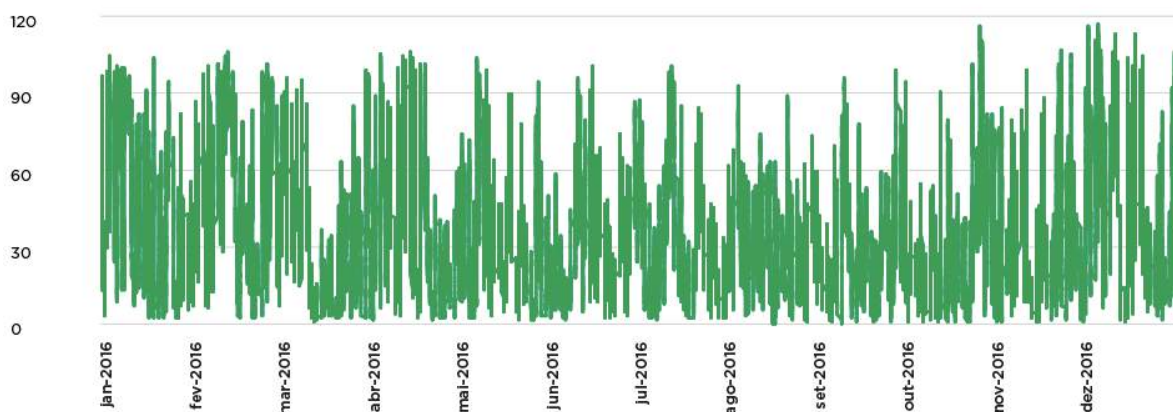


Diagrama dos valores acumulados

Produção embebida
(MW)

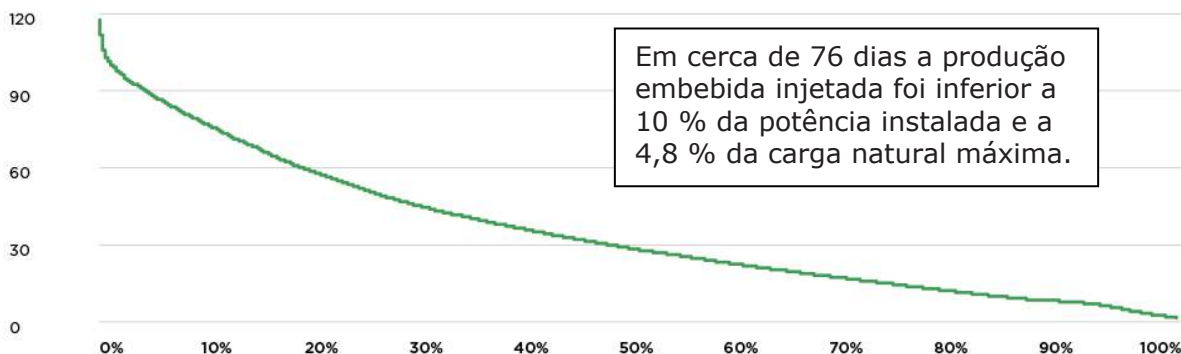


Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural

Produção emb./carga natural SEs

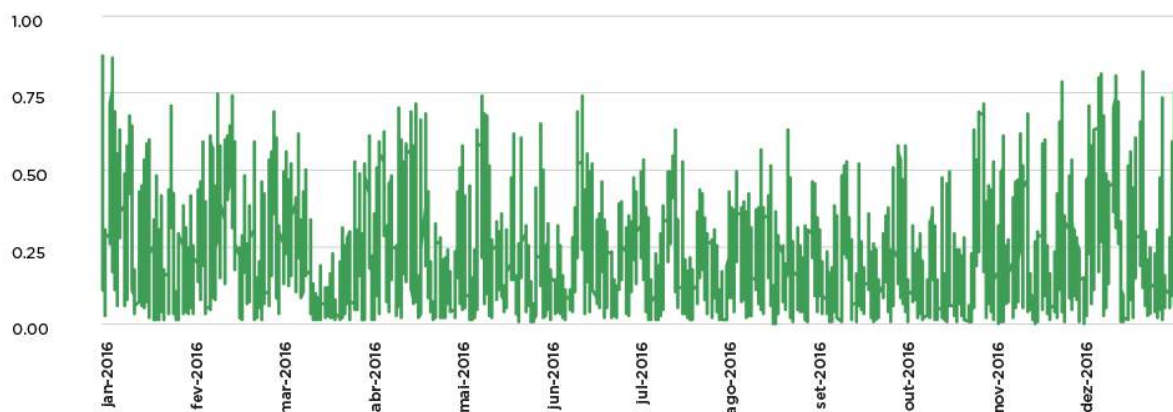


FIGURA 3-7

Produção embebida medida na zona de influência da subestação de Mourisca em 2016

Diagrama cronológico

Produção embebida
(MW)

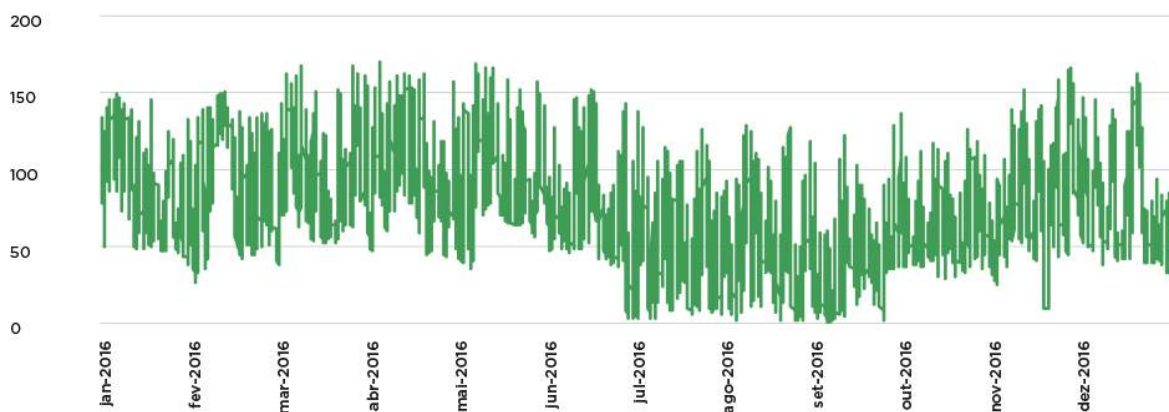


Diagrama dos valores acumulados

Produção embebida
(MW)

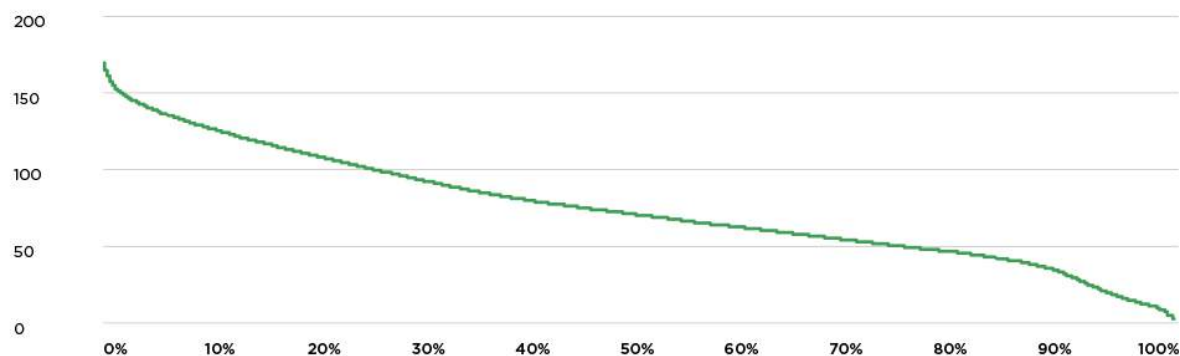
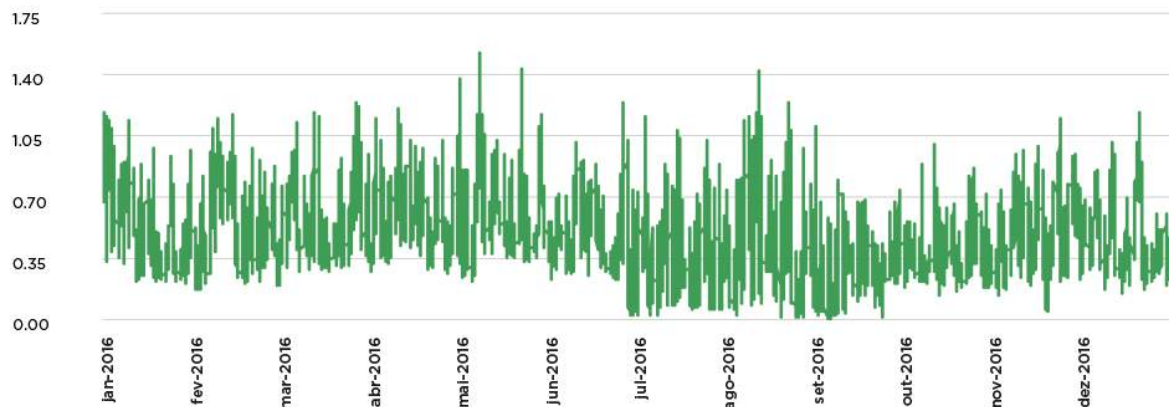


Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural

Produção emb./carga natural



Complementarmente, a Figura 3-8 e a Figura 3-9 ilustram um *zoom* efetuado na contribuição da produção embebida para a satisfação da carga natural, respetivamente nas subestações da Batalha e de Mourisca, em dias de ponta local. É possível observar que o contributo da produção embebida para a satisfação da carga local foi muito reduzido durante uma parte significativa desses dias.

FIGURA 3-8

Contributo da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação da Batalha

Dia de ponta local em 2016 (15 de março)

Produção emb./carga natural

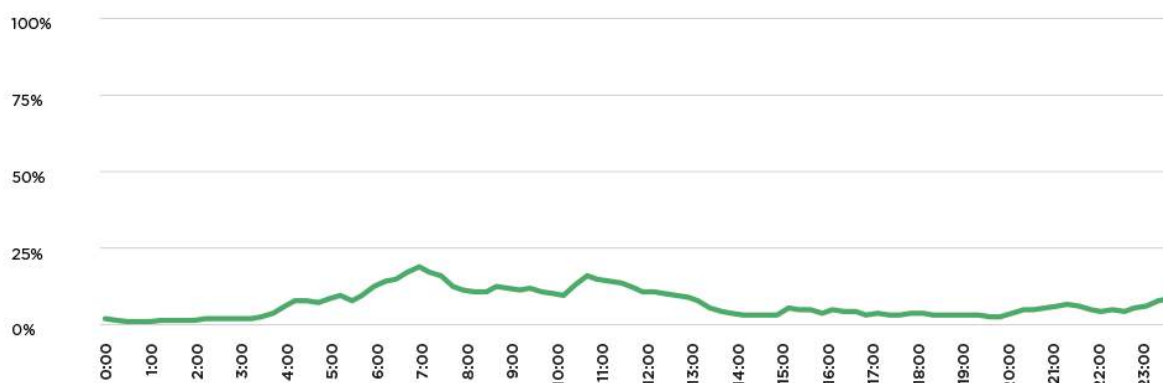
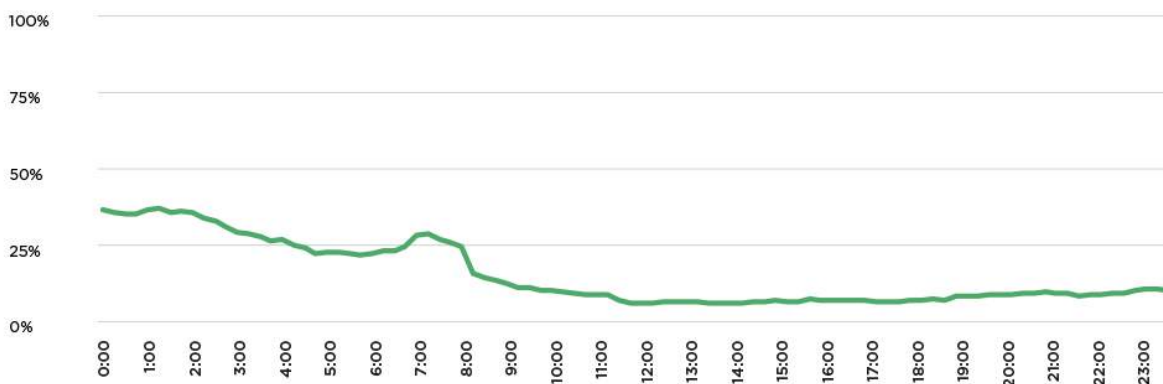


FIGURA 3-9

Contributo da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação de Mourisca

Dia de ponta local em 2016 (16 de novembro)

Produção emb./carga natural



Em 2016, 7 dos 62 PdE à RND detinham, em produção embebida, um valor de potência de ligação inferior a 5 % da sua carga natural máxima (ou seja, nestes PdE a produção embebida é de valor

bastante reduzido). Por outro lado, ainda em 2016, em 45 dos restantes 55 PdE, o valor mínimo registado da *ratio* da cobertura da carga natural pela produção embebida foi inferior a 5 %, atingindo esta *ratio*, em muitos destes pontos, um valor próximo de 0 (zero) em diversos períodos do ano. Neste contexto, considera-se que uma *ratio* de cobertura em permanência inferior a 5 % não é suficientemente significativa para sustentar uma alteração da política da adequação da transformação.

De forma a melhor elucidar esta realidade apresentam-se em seguida diagramas cronológicos do contributo da produção embebida na satisfação da carga natural para outros dois PdE com elevado montante de potência embebida instalada face ao valor da carga natural (mostra-se também o tipo e montante de potência da produção embebida instalada e o valor da carga natural máxima), documentando casos em que o valor mínimo da *ratio* da cobertura da carga pela produção embebida foi inferior a 5 % em 2016. Estes diagramas mostram ainda que, nestes PdE, em largos períodos de tempo dispersos ao longo do ano, o contributo da produção embebida para a cobertura da carga é nulo.

FIGURA 3-10

Cobertura da carga natural pela produção embebida no PdE da Bodiosa

Ano 2016

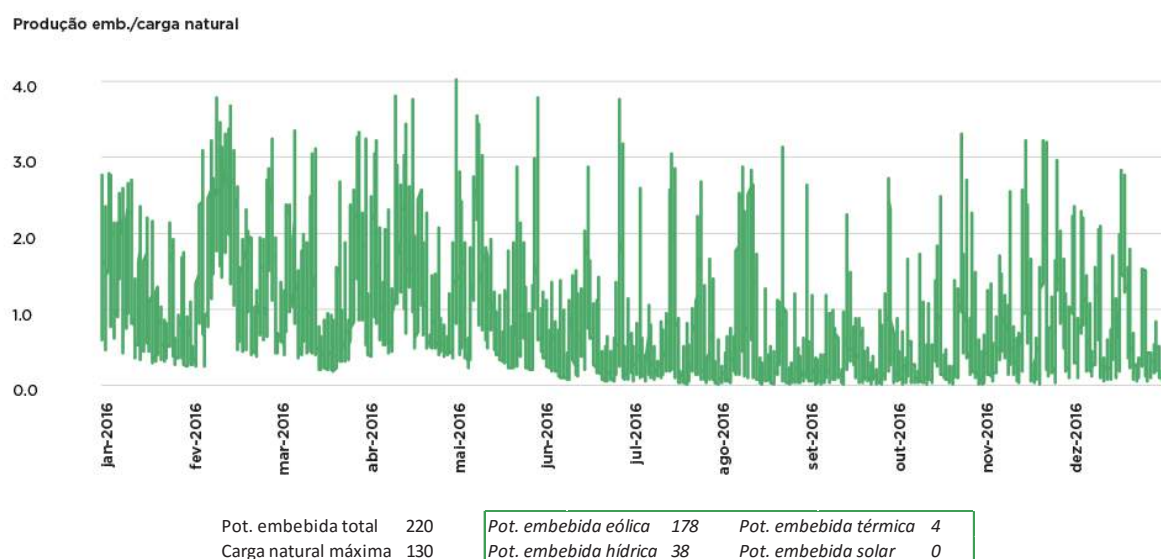
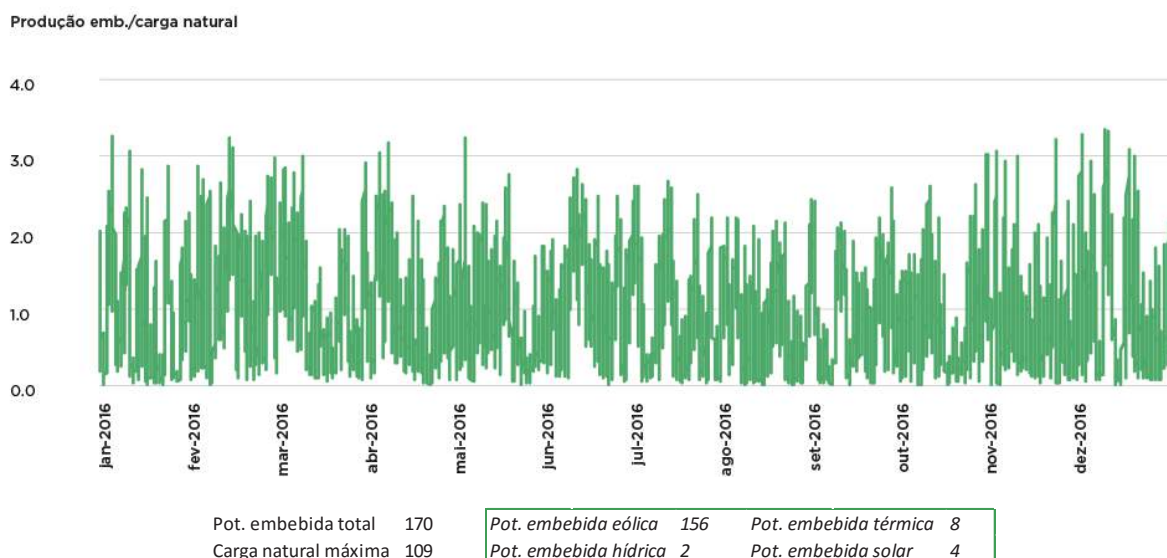


FIGURA 3-11

Cobertura da carga natural pela produção embebida no PdE de Portimão Ano 2016



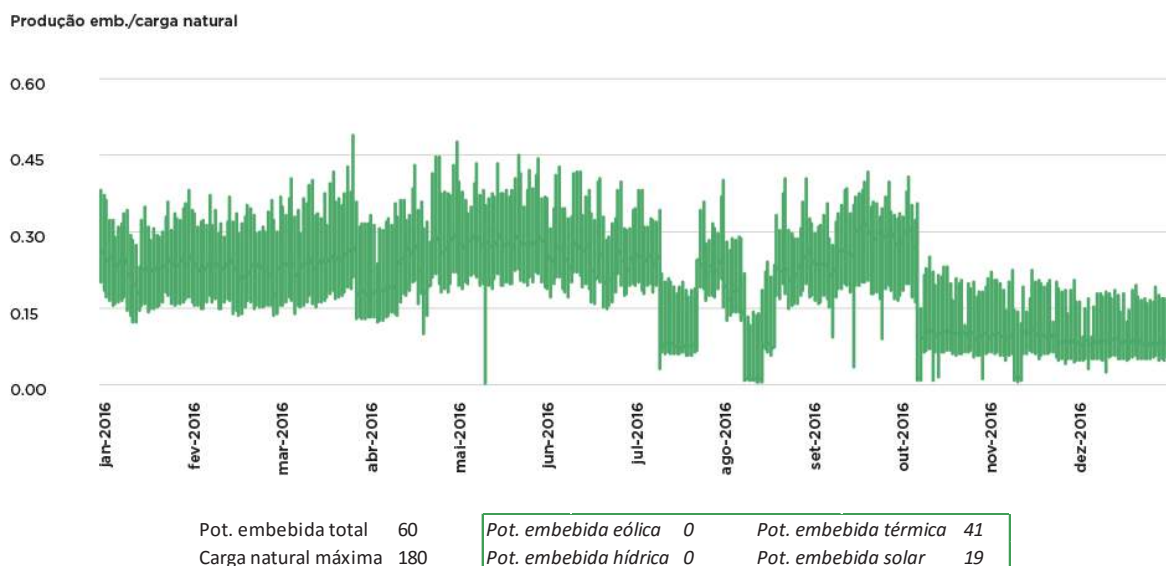
Complementarmente, em 2016, em 10 PdE verificou-se uma *ratio* de cobertura da carga natural pela produção embebida superior a 5 %, embora não em permanência numa boa parte destes casos, sendo pois, mesmo nestes casos, a satisfação da carga natural assegurada por uma adequada capacidade de transformação MAT/AT.

Ilustra-se de seguida, sob a forma de diagrama cronológico, o contributo dado em 2016 pela produção embebida na satisfação da carga natural em dois destes PdE, salientando-se o tipo e montante da fonte da produção embebida ligada e o valor da carga natural máxima. Observa-se que, mesmo em PdE nos quais a produção embebida tem uma forte base de origem térmica de cogeração (e.g., o caso da subestação de Fernão Ferro), embora não sendo intermitente, a disponibilidade dessa produção não é de forma alguma garantida.

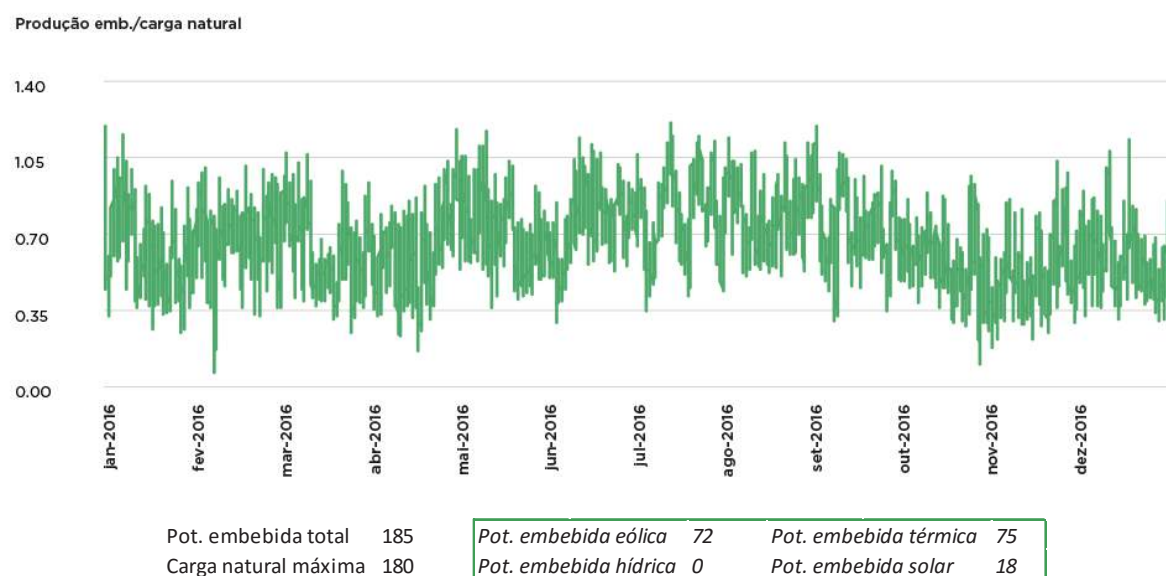
O ORT não tem qualquer forma de controlo sobre o dimensionamento dos grupos geradores destas instalações de cogeração (pode, por exemplo, ser um valor expressivo de potência instalada, mas concentrado em apenas uma ou duas máquinas geradoras, reduzindo a confiabilidade desta potência); os períodos de paragem para manutenção e conservação são decisão exclusiva dos seus proprietários e não dependem da vontade do ORT, nem se encontram coordenados com outras indisponibilidades previstas ou conhecidas pelo ORT; a decisão da sua descontinuação ou alteração ao perfil de geração é da livre vontade dos produtores e que pode ser tomada num prazo incompatível com os necessários à tomada de decisão e implementação de eventuais reforços na RNT que visariam ultrapassar a dependência da cobertura da carga face à disponibilidade daquela energia embebida.

FIGURA 3-12

Cobertura da carga natural pela produção embebida no PdE de Fernão Ferro Ano 2016



Cobertura da carga natural pela produção embebida no PdE de Fanhões Ano 2016



Consequentemente, enquanto o comportamento conjunto da produção embebida e da procura não puder assegurar a continuidade de serviço, o operador da RNT terá de manter ativas as iniciativas necessárias para o correto dimensionamento da adequação da transformação MAT/AT, no estrito cumprimento das obrigações regulamentares e da concessão no que respeita à segurança do abastecimento, continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica.

Não obstante, o processo de dimensionamento da adequação da transformação por PdE poderá no futuro vir a ser reequacionado pela concessionária da RNT, mantendo as obrigações legais da garantia de abastecimento e qualidade de serviço técnica, se sistemas de gestão ativa da procura, como por exemplo a DSR, ou de armazenamento local, vierem a ser implementados com sucesso e fiabilidade.

3.5. FLEXIBILIDADE DA PROCURA

No âmbito da coordenação existente entre o ORT e o ORD, a REN e a EDP Distribuição têm mantido uma cooperação no âmbito do planeamento das suas infraestruturas em benefício global do SEN. As exigências das políticas energéticas visando a sustentabilidade social e ecológica, bem como a premência da eficiência nos investimentos obrigam a uma intensificação desta cooperação, que é cada vez mais impulsionada também por um emergente dinamismo por parte dos consumidores finais e de entidades locais diversas que tem como objetivo flexibilizar os consumos elétricos destes atores, no sentido de poderem, eles mesmos, fornecerem serviços de sistema ao SEN e otimizar os preços de aquisição de energia elétrica. Estas tendências têm vindo a espalhar-se pela Europa e um pouco por todo o mundo e, a prazo, espera-se que também elas sejam um veículo mobilizador da otimização dos sistemas elétricos por todos os operadores de rede.

A REN, na sua missão de Gestão Técnica Global do SEN, tem acompanhado estas tendências, integrando grupos de trabalho internacionais sobre o assunto e monitorizando a necessidade de adequação do sistema às alterações decorrentes destas novas exigências. Simultaneamente, a REN considera que, neste âmbito, é vital o reforço da cooperação entre os diversos *stakeholders* do setor (ORT, ORD, Concedente, Regulador, etc.) no sentido de potenciar e robustecer as soluções tecnológicas, regulatórias e de mercado a adotar, conferindo-lhe uma lógica sistémica e, por esta via, maximizar os seus potenciais benefícios para o SEN.

3.5.1. 'Demand Side Response'

A necessidade de integrar volumes cada vez maiores de produção renovável leva hoje um grande número de ORT, incluindo a REN, a prestar uma atenção cada vez maior às variabilidades inerentes às fontes que atualmente exibem um maior potencial de crescimento no portfolio de fontes de energia: a eólica e a solar. Associado a este aumento de variabilidade nas fontes de abastecimento, emerge alguma dificuldade tecnológica da produção convencional em se adaptar a este novo *mix* de geração, quer a mínimos técnicos de produção com valores inferiores aos que vinha impondo, quer ao esforço competitivo a que a regulação da sua potência é obrigada devido ao seu custo marginal mais elevado. Quer isto dizer que o próprio serviço de regulação que esta geração convencional tem fornecido, no sentido de assegurar o necessário equilíbrio permanente entre a oferta e a procura, passa a evidenciar maiores dificuldades de gestão. A tendência para uma menor utilização dessa produção convencional, também devida às suas maiores emissões de gases de efeito de estufa no caso das centrais térmicas convencionais de fonte não-nuclear, para além de privar o sistema elétrico deste apoio em regulação do equilíbrio entre a oferta e a procura, condiciona-o em outros serviços, como por exemplo na regulação de tensão e frequência que essas unidades têm prestado ao SEN.

A REN, a par com as suas congéneres, na sua missão de Gestão Técnica Global do Sistema, tem procurado explorar novas alternativas para o aprovisionamento dos serviços de sistema indispensáveis para o equilíbrio e para a estabilidade do SEN, por via do acompanhamento dos estudos internacionais que visam o desenvolvimento de uma nova arquitetura para o processo de recolha desses mesmos serviços, a partir de flexibilidades possíveis do lado do consumo.

Acresce a este fator, que o progresso tecnológico tem permitido uma evolução nas tecnologias de informação que possibilita o desenvolvimento de comportamentos energeticamente mais eficientes do lado do consumidor final, em particular a possibilidade de acompanhar o consumo na sua instalação em tempo real, permitindo por esta via assumir uma nova atitude na gestão e flexibilização do seu consumo.

A possibilidade de o consumidor final adaptar o seu consumo às suas necessidades, ou mesmo de fornecer serviços de sistema ao SEN, situação que encontra no vocabulário europeu a denominação DSR, afirma-se como um instrumento complementar aos serviços normalmente disponibilizados do lado da oferta, nomeadamente para fazer face à variabilidade dos importantes volumes de produção intermitente instalada nos sistemas, bem como para promover a diminuição da fatura de energia dos consumidores (residenciais e industriais), uma vez que ajuda a evitar preços de pico se a flexibilidade for capaz de influenciar a formulação de preços no mercado.

Este dinamismo na extremidade mais a jusante dos Sistemas de Energia Elétrica está consagrado na Diretiva da Eletricidade (Diretiva 2009/72/CE) e na Diretiva da Eficiência Energética (Diretiva 2012/27/EU), e irá naturalmente ser aprofundado no novo pacote energético em preparação pela CE²¹. Este novo pacote energético, atualmente em discussão nas instâncias europeias, visa sobretudo aprofundar o desenvolvimento do mercado europeu de eletricidade, em particular no que respeita à integração da produção renovável (com custo marginal nulo) no mercado e no acesso dos consumidores ou grupos de consumidores (agregadores) aos mercados de energia elétrica em paridade com a oferta e com as tecnologias de armazenamento.

Nesta fase, é expectável que a revisão deste pacote legislativo esteja pois em linha com a importância estratégica que a ENTSO-E confere à DSR, para garantia da segurança de abastecimento e para otimização dos investimentos nas infraestruturas de transporte. Esta associação de TSOs tem analisado e salientado o valor acrescentado que seria possível introduzir na arquitetura do mercado interno de eletricidade se a DSR fosse colocada de modo transparente em igualdade de circunstâncias com a geração e o armazenamento, a par do resultante aumento da competitividade. Tem, por outro lado, advogado um quadro europeu harmonizado, no qual se devem iniciar projetos piloto que permitam acertar no terreno propostas de demonstração, pois entende que será da maior importância que a implementação europeia da arquitetura de DSR a definir seja tão alargada quanto possível. Assim se entende que, num sistema elétrico que se verá cada vez mais confrontado com as variabilidades meteorológicas com incidência na produção renovável disponível, estes recursos de flexibilidade na gestão da procura mereçam o empenho dos operadores de rede, que os têm de aprovisionar para uma adequada gestão técnica do sistema.

O ORT tem acompanhado atentamente este posicionamento, tendo o seu envolvimento ficado refletido, por exemplo, na elaboração de contributos para diversos relatórios produzidos pela ENTSO-E, e procurando, por esta via, antecipar o impacto que estes novos serviços irão ter não só no setor elétrico, como também no planeamento e na operação da rede.

IMPACTO DA DSR NO PLANEAMENTO E ADEQUAÇÃO DA RNT

Conforme referido antes, o aumento da penetração de renováveis origina, não apenas um aumento da intermitência na produção, com riscos para o equilíbrio entre a oferta e a procura, como

²¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

também uma utilização mais reduzida das grandes centrais térmicas, limitando, por este facto, o acesso do ORT aos serviços de regulação (equilíbrio entre a oferta e a procura, tensão e frequência). Também ao nível do ORD, o aumento da produção renovável induz profundos desafios, com necessidade deste operador passar a ter de gerir a rede, não só em função da variação do consumo, como também da produção intermitente diretamente ligada à rede de distribuição.

A possibilidade de existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (DSR) é considerada por ORT e ORD como uma possível ferramenta útil, tendo em conta o seu potencial contributo para a gestão das redes e para a garantia dos níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento adequados. Efetivamente, a possibilidade dos consumos poderem vir a participar em mercados de serviços de sistema, fornecendo apoio no equilíbrio entre a oferta e a procura, no controlo de tensões e no controlo de frequência, é não só uma variável de que o sistema pode vir a tirar partido para fazer face a uma cada vez menor utilização da produção convencional na operação dos sistemas, como pode também vir a ser uma funcionalidade crítica para ajudar a garantir os necessários níveis de fiabilidade e de qualidade de serviço num quadro de cada vez mais elevada penetração de produção intermitente.

Apesar do reconhecimento da mais-valia expectável desta funcionalidade, a construção do edifício que permita a sua implementação e exploração prática nos sistemas elétricos pelos operadores e consumidores, bem como o seu acesso aos mercados de energia elétrica, carece de legislação e regulamentação própria, sem a qual não se afigura possível ter o enquadramento e as regras de funcionamento que possibilitem tirar um partido efetivo da gestão ativa da procura. A montagem deste edifício pressupõe uma forte interligação e cooperação entre os diversos *stakeholders* do setor elétrico, no sentido de encontrar melhores fórmulas, que permitam otimizar o uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN.

Para efeitos deste plano, face ao estado ainda muito pouco maduro na existência de mecanismos que possam suportar a disponibilização e operação dos meios de flexibilidade da procura, considera-se que estes não terão ainda um efeito visível no plano de investimentos das infraestruturas da rede de transporte, em particular no primeiro quinquénio deste plano. De facto, tratam-se de questões emergentes e ainda dependentes de esforços conjugados de um alargado conjunto de atores do sistema elétrico, necessitando de uma maior maturação e de apropriada regulamentação, para além do necessário desenvolvimento tecnológico, para que se possam influenciar a tomada de decisão de investimento na RNT. Neste sentido, considera-se não ser, para já, antecipável o potencial impacto da funcionalidade DSR nesta proposta de PDIRT, nem a um nível global nacional e menos ainda a nível local, pelo que não se encontram quantificados os eventuais montantes (nem se afigura simples a sua quantificação) que potencialmente impactariam neste exercício de planeamento da rede.

Não obstante, admite-se que no futuro, eventuais ocorrências mais exigentes de picos de carga nas subestações e rede, por exemplo por efeito de agravamento de temperatura e/ou alterações significativas na contribuição da produção embebida para alimentação da carga natural numa determinada subestação, possam ser controladas também com a participação da DSR, otimizando desta forma a própria operação do SEN e contribuindo de forma providencial para a garantia da segurança de abastecimento.

Assim, a REN irá continuar a acompanhar ativamente a evolução destas matérias, quer no domínio europeu no âmbito da ENTSO-E, quer no domínio nacional no âmbito da cooperação com o ORD, com o Concedente e com o Regulador, e introduzirá a DSR nos seus exercícios de planeamento de

forma mais objetiva logo que tal se justifique, procurando por esta via acompanhar de um modo mais preciso e realista a evolução do contexto e dos principais fatores críticos de decisão associados.

3.5.2. Interruptibilidade

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que rege as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, dá sequência ao previsto no artigo 33.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado em outubro de 2012. De acordo com este artigo (e referido na mencionada Portaria), “o membro do Governo responsável pela área de energia pode (...) estabelecer medidas de eficiência e gestão da procura alternativas à construção e à exploração de novos centros eletroprodutores”.

Importa considerar que no espírito das normas aludidas, está a preocupação do legislador em assegurar o equilíbrio entre a oferta e procura, em caso de emergência ou quando a oferta possa não ser suficiente para cobrir a procura, introduzindo-se um mecanismo voluntário de flexibilização da procura.

Assim, a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, institui o serviço de interruptibilidade como o serviço de sistema em que o consumidor reduz voluntariamente o seu consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da rede de transporte (ORT). Estabelece ainda que a prestação do serviço pode ser efetuada por todas as instalações consumidoras com potências interruptíveis superiores a 4 MW que adquirem a energia em regime livre (aquisição direta em mercado organizado ou através de contratação bilateral ou, indiretamente, através de comercializadores a atuarem em regime livre), ao mesmo tempo que atribuiu a gestão administrativa, técnica e operacional deste serviço ao ORT.

A Portaria n.º 592/2010 remete para o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema as normas que regem a operacionalização deste mecanismo, designadamente as que explicitamente são referidas no subcapítulo 3.5.2. “Interruptibilidade” presente na proposta de PDIRT. De acordo com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, o ORT pode emitir ordens de redução de potência quando:

- ✓ A Reserva de Regulação disponível for inferior aos limiares de segurança estabelecidos no referido Manual;
- ✓ Ordem de redução de potência emitida por trabalhos na RNT e/ou situações de risco para a segurança do sistema elétrico;
- ✓ Ordem de redução de potência a pedido do ORD.

O serviço de interruptibilidade é pois um dos mecanismos geridos pelo ORT que permite assegurar a fiabilidade do SEN, constituindo uma ferramenta operacional à disposição da Gestão do Sistema nos termos previstos na portaria referida *supra*.

Ainda que, na análise elaborada no âmbito da execução deste plano, o ORT tenha em conta o acima referido relativamente ao objetivo nuclear da norma inscrita no artigo 33.º do aludido

Decreto-Lei e, cumulativamente, o especificado no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, importa porém mencionar o seguinte:

- (i) A adesão ao regime de interruptibilidade é um ato voluntário dos prestadores desse serviço através de contractos anuais, os quais, mediante aviso prévio, podem desistir dele num prazo de dois meses, prazo este que é manifestamente reduzido para implantação de qualquer reforço corretivo de rede, que possibilite ao operador da RNT continuar a assegurar as necessárias condições de garantia de continuidade e qualidade de serviço a que está obrigado;
- (ii) A mobilização deste recurso não é em muitos casos imediata, o que restringe a utilização deste mecanismo de forma sistemática;
- (iii) As ordens de redução de potência não correspondem a uma ação direta no equipamento do consumidor e como tal podem não ser cumpridas.

Neste contexto, o ORT concluiu não serem necessários quaisquer investimentos adicionais, quer ao nível dos reforços internos da RNT em MAT, quer ao nível da transformação nos Pontos de Entrega em AT, para além do que se encontra apresentado nesta proposta de Plano, porquanto a análise efetuada a este mecanismo e a metodologia seguida para o reforço da rede e em especial da transformação nas subestações da RNT considera o regime de interruptibilidade sem impacto no desenvolvimento da rede de transporte.

Ainda assim, o ORT considera que o regime de interruptibilidade lhe confere uma ferramenta adicional que pode ser acionada no âmbito da gestão técnica do sistema, em presença de fenómenos extraordinários limitativos à gestão em segurança da operação da rede.

3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A EVOLUÇÃO DO PARQUE PRODUTOR

A evolução considerada no presente PDIRT para o sistema eletroprodutor nacional é apresentada em seguida. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, do conjunto de instrumentos que a elaboração do PDIRT deve ter em consideração e a que o operador da RNT está obrigado, faz parte o RMSA (cf. alínea b) do n.º 5 do artigo 36.º do referido Decreto-Lei), fazendo eco das políticas energéticas nacionais superiormente estabelecidas.

Neste PDIRT, a oferta tida em consideração ao longo dos horizontes chave do Plano, é a que resulta do parque produtor previsivelmente instalado no final do ano imediatamente anterior ao do período de vigência do Plano, acrescido das novas grandes centrais e dos montantes instalados em fontes de energia dispersa pelo território continental, sobretudo proveniente de fontes de energia renovável, e subtraído dos montes de potência associados aos centros produtores com possibilidade de desclassificação prevista no mesmo período.

No entanto, é oportuno aqui salientar que os montantes de nova produção a integrar na RNT estão dependentes de decisões de política energética e/ou de sustentabilidade por parte do Estado Concedente, do qual depende a confirmação final quanto à decisão de realização (e quando) das infraestruturas de rede necessárias para acomodar esses centros eletroprodutores.

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

Na evolução considerada para o sistema eletroprodutor referente à produção a partir da Grande Térmica, não foi assumida a entrada em funcionamento de nenhuma nova central no horizonte temporal do PDIRT, até 2027.

De acordo com a 'Trajetória A' do RMSA-E 2016, o Quadro 3-1 apresenta o horizonte considerado para a desclassificação das centrais termoelétricas.

QUADRO 3-1

Desclassificação de centrais termoelétricas

Central	Ano
Pego	2021
Tapada Outeiro	2024
Sines	2025

O impacto que estas desclassificações poderão ter na operação e necessidades de desenvolvimento da RNT é comentado no subcapítulo 6.10.

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE HÍDRICA

No que respeita à nova geração a partir da Grande Hídrica²², e de acordo com o RMSA-E 2016, assinala-se as decisões do Ministério do Ambiente de não construção das centrais de Girabolhos (364 MW) e do Alvito (225 MW), assim como a de suspender por 3 anos a central do Fridão (que por este facto não está considerado na presente proposta de PDIRT).

Uma parte dos novos grandes aproveitamentos hidroelétricos previstos no RMSA-E 2016 garantem uma importante flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional, uma vez que dispõem de capacidade de armazenamento e podem ser dotados de reversibilidade (bombagem). Este último ponto é relevante para assegurar o equilíbrio do sistema, face à existência em funcionamento de importantes montantes de produção intermitente, como é o caso da produção eólica.

No Quadro 3-2, apresentam-se os novos grandes empreendimentos hidroelétricos que fazem parte do RMSA-E 2016 e com entrada em serviço prevista no horizonte temporal abrangido por este Plano 2018-2027.

QUADRO 3-2

Nova Grande Hídrica (conforme RMSA-E 2016)

Central	Potência instalada [MW]	Nº de grupos	Data de entrada em serviço
Daivões	114	2	2024
Gouvães	880 (rev.)	4	2024
Alto Tâmega	160	2	2024
Total	1 154		
Dos quais com Bombagem	880		

rev.: Centrais reversíveis, ou seja, dotadas de capacidade de bombagem hidroelétrica.

Sem prejuízo do exposto, a integração na RNT de novos aproveitamentos, já licenciados ou atribuídos por concurso pela DGEG, entre os quais se incluem alguns novos empreendimentos que constam do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), depende de decisões de política energética por parte do Estado Concedente, pelo que a decisão de realização (e quando) dos respetivos reforços de rede está assim dependente dessa confirmação por parte dos seus promotores e do Concedente, razão pela qual nesta proposta de PDIRT fazem parte do conjunto dos chamados Projetos Complementares.

²² Consideram-se como Grande Hídrica centrais hidroelétricas com potência instalada superior a 30 MW.

PRODUÇÃO EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA

A evolução ao longo do período de 2018 a 2027 dos montantes globais previsionais considerados neste plano de nova produção excluindo a Grande Hídrica e Grande Térmica (ver Quadro 3-3), é, conforme já referido, a que consta dos pressupostos do RMSA-E 2016.

QUADRO 3-3

Cenário de previsão de evolução da produção excluindo Grande Hídrica e Grande Térmica

Horizonte	Potência Instalada [MW]							
	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica*
2017	1 439	77	137	0	74	570	607	5 204
2018	1 459	77	143	0	75	845	608	5 243
2022	1 459	77	284	8	75	1816	610	5 581
2027	1 459	77	284	8	75	1816	610	5 606

* Em 2022 inclui 27 MW de produção 'offshore' e a partir de 2023 esse valor passa para 57 MW.

Relativamente à energia eólica, fonte de energia primária com maior peso neste conjunto de centros eletroprodutores, prevê-se que a potência instalada em parques eólicos *onshore* possa crescer agora de forma mais moderada que o registado no passado recente, e que até 2027 se situe em valores perto dos 5 550 MW.

O Concedente, através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, definiu que deverão ser "concluídos os estudos e finalizada a construção, em tempo, pela REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., do cabo submarino de ligação da central eólica offshore, de 25 MW, denominada Windfloat, a situar ao largo de Viana de Castelo, de acordo com a solução técnica e económica mais eficiente". Este projeto é descrito em maior detalhe no capítulo 5.

A produção de energia elétrica a partir da energia solar representa a componente de nova produção renovável com maior crescimento. Prevê-se que este tipo de produção possa atingir valores na casa dos 1 800 MW em 2027, enquanto orientação de política energética para um *mix* de produção endógena. Dada a sua facilidade de instalação, nomeadamente em ambiente urbano, tem vindo a tornar-se a fonte de energia renovável com maior peso ao nível da micro e minigeração na produção de energia elétrica.

Em relação aos restantes tipos de produção listados no Quadro 3-3, prevê-se uma estagnação, ou quase, dos montantes de potência instalada, à exceção da Biomassa, com um crescimento na ordem dos 140 MW.

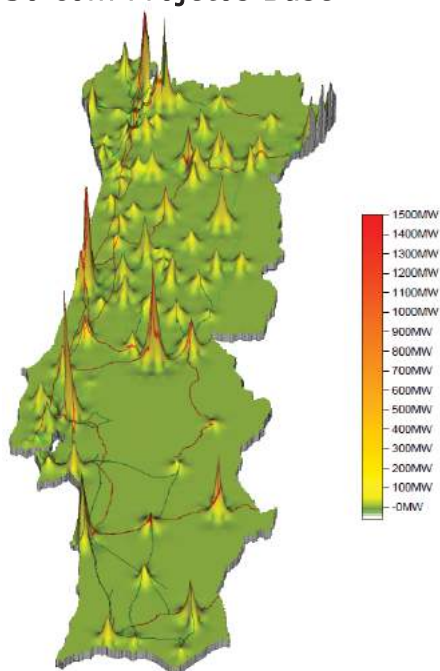
LOCALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Na Figura 3-13 ilustra-se a distribuição geográfica da potência instalada dos centros eletroprodutores considerados em serviço no horizonte de 2027, considerando: (i) só Projetos Base; (ii) Projetos Base mais Projetos Complementares.

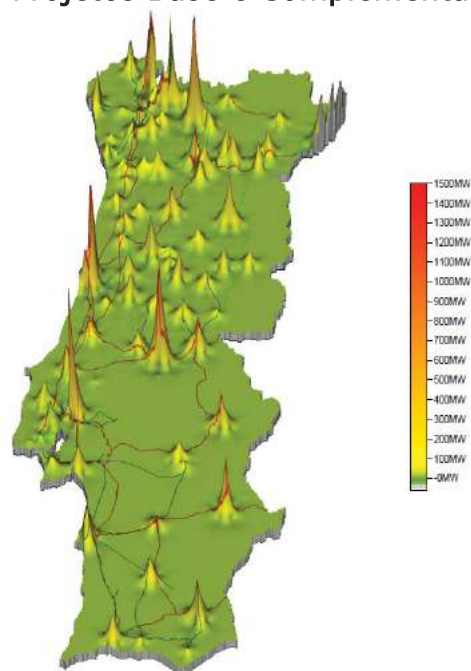
FIGURA 3-13

Distribuição da potência de produção instalada em 2027

Só com Projetos Base



Com Projetos Base e Complementares



3.7. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT

A qualidade e segurança de operação da RNT são confirmadas no exercício de planeamento da RNT pela verificação do cumprimento de um conjunto de regras e critérios técnicos, de que se destacam os “Padrões de segurança para planeamento da RNT”, constantes do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

Em conformidade com os referidos padrões de segurança, o desenvolvimento da RNT decorre de estudos de planeamento, elaborados pelo ORT, nos quais se procede à monitorização e análise das principais variáveis elétricas, tensão, intensidade de corrente e ângulo, de forma a assegurar o cumprimento dos limites de aceitabilidade de gamas de tensão, de carga máxima nos elementos de rede e de desvio angular, respetivamente.

Com o objetivo de garantir o cumprimento dos critérios de planeamento e assim assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, o Operador da Rede de Transporte (ORT) representa e analisa o comportamento da operação da RNT em diferentes horizontes temporais e distintos cenários de equilíbrio geração/consumo/trocas internacionais, envolvendo, nomeadamente, a sua simulação em três condições distintas de disponibilidade de elementos de rede e integradas no conjunto mais global do SEN (Quadro 3-4).

QUADRO 3-4

Condições topológicas consideradas no exercício de planeamento

Regime normal de operação	Regime de contingência 'n-1'	Regime de contingência 'n-2'
Consideram-se todos os elementos da RNT em serviço	Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT, devendo nos restantes, sem exceção, não se verificarem violações dos critérios de tensões e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível de RNT	Supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência 'n-2' não é aplicado genericamente a toda a rede ⁽¹⁾

⁽¹⁾ As condições de simulação do regime de contingência 'n-2' podem ser consultadas na Tabela nº1 dos “Padrões de segurança para planeamento da RNT”.

Para qualquer uma destas três condições devem ser respeitados os limites de aceitabilidade para as principais variáveis elétricas tensão, ângulo e carga nas linhas (Quadro 3-5 e Quadro 3-6), destacando-se em particular que, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência se devem verificar cortes de consumo.

QUADRO 3-5

Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão e ângulo

	Tensão	Desvio angular
Regime normal de operação	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal de operação.	Sem restrições particulares
Regime de contingência 'n-1'	400 kV : 372-420 220 kV : 205-245 150 kV : 140-165 (1) 63 kV : 60-66	Máximo de 30° após redespachos realizáveis em 15 minutos
Regime de contingência 'n-2'	400 kV : 360-420 220 kV : 198-245 150 kV : 135-165 (1) 63 kV : 59-66	Máximo de 30° após redespachos realizáveis em 15 minutos

(1) Tendo em conta a atuação de tomadas de transformadores MAT/AT.

QUADRO 3-6

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (1)

	Época sazonal	t < 20 min Categoria A		20 min < t < 2h Categoria B	
		Linhas	Transf.	Linhas	Transf.
Regime normal de operação	Todas	0	0	0	0
Regimes de contingência 'n-1' e 'n-2'	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(1) Valores indicativos da sobrecarga temporária admissível, os quais podem ter pequenas variações em torno do valor indicado, em função da especificidade dos equipamentos constituintes dos elementos das redes.

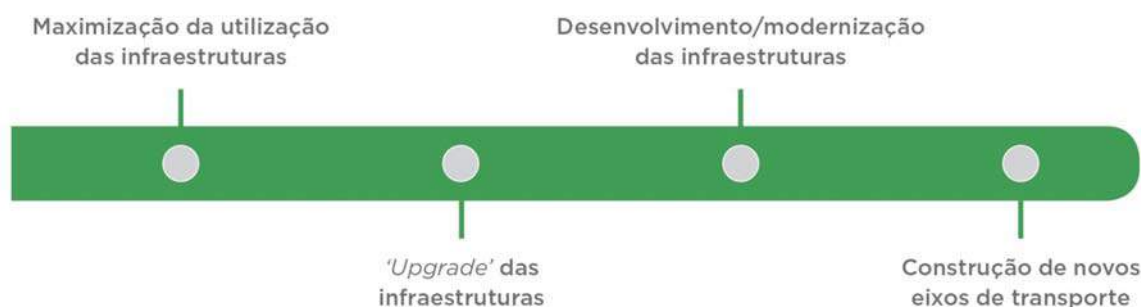
O não cumprimento dos “Padrões de segurança para planeamento da RNT” determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas). Da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais interessante,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

Na resposta às novas necessidades e correspondente identificação de soluções possíveis, está também subjacente, ao longo de toda a análise desenvolvida pelo ORT, o objetivo de assegurar a otimização económica global do SEN, privilegiando as opções de desenvolvimento que, dentro dos critérios de segurança estabelecidos por lei, assegurem a melhor utilização das infraestruturas existentes. A construção de novas infraestruturas surge como alternativa adicional na cadeia de análise, e sempre em observação, para além dos aspetos técnico e económico, também da conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacto ambiental.

Não obstante, esta cadeia é sujeita a uma análise multicritério/custo-benefício no sentido de se apurar a elegibilidade das opções e a escolha de alternativas que, quando aplicável, se apresentem como as mais vantajosas sob o ponto de vista técnico-económico.

QUADRO 3-7

Cadeia de análise para seleção das opções de desenvolvimento da RNT



De assinalar ainda que no exercício de planeamento, tendo em vista a otimização económica do SEN, são igualmente considerados os resultados da interação desenvolvida entre o ORT e as diversas partes interessadas, destacando-se neste âmbito a estreita cooperação e coordenação com os operadores dos sistemas elétricos conexos à RNT (ORD e REE).

CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

- ✓ Segurança de abastecimento: garantir a existência de condições para uma alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- ✓ Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional: manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT, através de um processo seletivo de remodelação, recondição, substituição e reconstrução, baseado numa avaliação de estado dos equipamentos.
- ✓ Promoção da concorrência: assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, criando condições para a competitividade em ambiente de mercado.
- ✓ Sustentabilidade: prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, nomeadamente através da realização duma Avaliação Ambiental do Plano e da procura de soluções minimizando os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.
- ✓ Crítérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas: adoção das melhores práticas e técnicas internacionais, observando, em simultâneo, normas para segurança de pessoas e bens, critérios de adequação técnica de equipamentos, soluções eficazes e eficientes para a boa operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional técnico-económico de suporte às decisões selecionadas.

3.8. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL

A visão do desenvolvimento equilibrado e sustentável no ORT mantém o perfil quanto à sua missão, visão, valores e políticas. Neste contexto, o ORT acolhe ativamente iniciativas de convergência de interesses de diversas partes e procura atingir, através deste PDIRT como instrumento valorativo dessa estratégia, um espaço de convergência em que os diversos *stakeholders* se possam reconhecer, bem como encontrar neste Plano uma unidade, um corpo globalmente articulado, com valor acrescentado.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRT

Conforme já referido, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 29/2006²³ e no Decreto-Lei n.º 172/2006²⁴, nas suas atuais redações, o PDIRT é elaborado pelo operador da RNT. Estes novos diplomas vieram introduzir algumas alterações de procedimento e de prazos relativamente ao definido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, das quais, com relevância para a Avaliação Ambiental (AA) do PDIRT, conforme prevista no Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, se destaca a periodicidade bienal.

Salienta-se ainda que esta periodicidade bienal enquadra-se, em sede de legislação nacional, com a periodicidade prevista em regulamentação europeia, designadamente no âmbito da gestão do plano TYNDP, desenvolvido pela ENTSO-E²⁵.

O conjunto destas alterações legislativas apresenta alguns desafios ao desenho do procedimento de avaliação ambiental do PDIRT, o principal dos quais relativo à adequada compatibilização da natureza estratégica da avaliação ambiental com a referida periodicidade bienal da revisão do plano.

Um modelo de pensamento estratégico caracteriza-se por manter uma *visão* sobre objetivos de longo prazo (os pontos longínquos que se pretende atingir), pela *flexibilidade* para lidar com *sistemas complexos* (compreender os sistemas, as ligações, os bloqueios e aceitar a incerteza), pela capacidade de *adaptação a contextos* e circunstâncias dinâmicos (alterar caminhos quando necessário) e por ser devidamente *focalizado* no que realmente importa num escopo mais amplo (tempo, espaço e perspetivas).

Nesta medida, o objetivo geral da AA do PDIRT é identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as *opções estratégicas* que se colocam à expansão da RNT, e criar condições para que o novo plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas. Subsequentemente, o Plano e o respetivo Relatório Ambiental (RA) passam a constituir um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos

²³ Art.º 30.º.

²⁴ Art.ºs 36.º, 36.º-A e 37.º.

²⁵ Foi dado um mandato à ENTSO-E para o desenvolvimento do TYNDP, pelo 3.º Pacote Legislativo para a Energia (Reg. 714/2009, Art.º 8.3).

projetos no que respeita ao enquadramento do âmbito ambiental a considerar nas fases subsequentes do processo, nomeadamente, a fase de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) prevista no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 47/2014, de 24 de março e pelo Decreto-Lei n.º 197/2015, de 27 de agosto.

A metodologia apresentada no Relatório Ambiental da *Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)*, permitiu criar condições para que o novo plano integrasse, logo desde o seu início, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

Com este quadro em mente, em paralelo com o PDIRT é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a AAE, consignado no citado Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, e no âmbito da qual foram comparadas diferentes estratégias de evolução da RNT para o horizonte 2027, sob o ponto de vista dos seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD):

- ✓ Coesão Territorial e Social;
- ✓ Alterações Climáticas;
- ✓ Capital Natural e Cultural.



4

PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN 

4.1. ENQUADRAMENTO

Neste grupo estão incorporados aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, assim como os que resultam de compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, projetos considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, nomeadamente o PDIRD 2015-2019 aprovado pelo Concedente.

Os projetos associados à segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, têm por base a conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, bem como a avaliação que o ORT realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Assim, os denominados Projetos Base podem ser divididos nos seguintes blocos:

- ✓ Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT (em linhas e subestações) ou de sistemas de comando, proteção e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações em serviço;
- ✓ Reforços com vista à manutenção da segurança de abastecimento e garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos, que, no caso das propostas do presente PDIRT, dizem respeito a pontos de entrega ao ORD;
- ✓ Compromissos já acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com projetos da EDP-Distribuição considerados no PDIRD;
- ✓ Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, nomeadamente na Rede de Telecomunicações de Segurança e na reinstalação do Centro de Despacho Nacional.

De referir ainda que a janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. No primeiro quinquénio, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados (à exceção de projetos de elevada dimensão, nomeadamente envolvendo longos quilómetros de linhas e/ou novas subestações), mas cuja necessidade de realização nesse horizonte está identificada (sem prejuízo de pequenas variações no seu calendário, expetavelmente não mais que da ordem de um ano).

No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter mais indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da real evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos.

Nos subcapítulos que se seguem faz-se uma descrição dos principais Projetos Base que fazem parte da presente proposta de PDIRT 2018-2027. Uma caracterização e justificação individual mais detalhada dos mesmos está contida no Anexo 6.

4.2.

INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE

O presente subcapítulo dedica-se à apresentação dos investimentos relativos aos projetos incluídos neste segmento – Projetos Base. Para melhor compreensão da composição dos Projetos Base vertidos neste Plano, em particular na atividade de TEE, os montantes de investimento são apresentados nesta proposta de PDIRT decompostos por “Remodelação e modernização de ativos” e “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação”, para os períodos 2018-2022 e 2023-2027, estes últimos em valor médio anual. Complementarmente, no Anexo 3 deste documento apresentam-se os montantes de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) por projeto, bem assim como o estado de desenvolvimento dos projetos, atualizado a março de 2017.

Os montantes de investimento apresentados mais à frente encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência e fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014. Em complemento, e para promover uma melhor percepção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas²⁶, apresentam-se também os valores de CAPEX e de Transferências para Exploração a custos totais, incorporando os montantes a CDE, afetados dos encargos de estrutura e gestão e financeiros.

Acresce ainda referir que, sendo os projetos analisados neste capítulo relativos a “Remodelação e modernização de ativos”, “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação” e “GGS e Edifícios”, não tem aqui cabimento, no quadro legislativo atual, a possibilidade de candidaturas a subsídios, pelo que não são consideradas quaisquer participações de terceiros.

4.2.1. Panorâmica geral dos investimentos dos Projetos Base do PDIRT 2018-2027

No que respeita ao investimento programado nesta proposta de Plano, Quadro 4-1 e Quadro 4-2, o universo dos Projetos Base, de acordo com a programação-objetivo apresentada para o período 2018-2027, verifica-se uma redução significativa, de cerca de 65 %, nas Transferências para Exploração previstas face à proposta de PDIRT anterior. Nos primeiros três primeiros anos do período abrangido por este exercício - 2018 a 2020 - esta redução assume uma magnitude de 62 % comparativamente com os três primeiros anos do anterior Plano 2016-2025. Esta tendência resulta de mecanismos de ajuste de calendarização implícitos num exercício de planeamento realizado num contexto macroeconómico de incerteza e no esteio de uma visão de realização de investimentos seletiva e mobilizada pelas obrigações regulamentares que pendem sobre o ORT, não considerando para este efeito os montantes relativos aos Projetos Complementares e cuja data de realização está dependente de terceiros, em particular do Concedente. Estes últimos investimentos são, conforme atrás referido, tratados no capítulo 5.

²⁶ Os valores de investimento que materializam o programa de pagamentos de cada projeto acompanham os valores de transferência, dependendo do plano de pagamentos que se ajusta às condições de mercado, mas que no cômputo global correspondem, a menos das participações de promotores, aos valores das transferências.

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta secção apresenta-se um resumo do investimento relativo aos Projetos Base para a atividade TEE, quer em termos de CAPEX (custos anuais com o projeto até à sua entrada em exploração), quer em termos do valor de Transferências para Exploração (CAPEX acumulado do projeto a transferir para o ativo da RNT a remunerar na data de entrada em serviço), previsto para o período 2018-2027. Indicam-se também os montantes previstos para encargos de estrutura e gestão e financeiros para o período em análise.

No Quadro 4-1, apresenta-se um resumo dos montantes de investimento relativos ao conjunto dos Projetos Base da REN no período 2018-2022. Para o período 2023-2027, e considerando um maior nível de incerteza associada, apresentam-se as respetivas estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração.

QUADRO 4-1

Resumo global do CAPEX, Comparticipações e Transferências para Exploração no período 2018-2027

	CAPEX no período 2018-2027						Média 2023-2027
	Inv. anterior a 2018	2018	2019	2020	2021	2022	
Remodelação e Modern. de Ativos	0	38,6	34,7	29,5	26,8	22,4	30,4
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	1,2	5,3	13,6	13,5	25,3	12,6	1,7
Total a CDEs	1,2	43,9	48,3	43,0	52,1	35,0	32,1
Encargos de estrutura e gestão	0,1	5,5	6,0	5,4	6,5	4,4	4,0
Encargos financeiros	0,04	1,4	1,6	1,4	1,7	1,2	1,1
Total a Custos totais	1,3	50,9	55,9	49,8	60,4	40,5	37,1

	Transferências para Exploração no período 2018-2027					Média 2023- 2027
	2018	2019	2020	2021	2022	
Remodelação e Modern. de Ativos	38,6	34,7	29,5	26,8	22,4	30,4
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	4,2	12,9	12,1	27,8	13,7	1,8
Total a CDEs	42,8	47,6	41,6	54,6	36,1	32,2
Encargos de estrutura e gestão	5,4	6,0	5,2	6,8	4,5	4,0
Encargos financeiros	1,4	1,6	1,4	1,8	1,2	1,1
Total a Custos totais	49,6	55,1	48,2	63,2	41,8	37,3

Os montantes de investimento (CAPEX) respeitantes a estes projetos distribuem-se ao longo dos anos de concretização desses mesmos projetos, sendo que, regra geral, o maior esforço de investimento é efetuado no ano da sua entrada em serviço. Nesta data, o montante global de investimento até então realizado passa a Transferências para Exploração, sendo a base de ativos da RNT atualizada em conformidade, de acordo com as normas em vigor.

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No período 2018-2027, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à Gestão Global do Sistema (GGS), designadamente em infraestruturas críticas para as funções de Despacho Nacional (DN) e Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS), incluindo a remodelação das instalações ligadas ao Despacho Nacional. Estes investimentos encontram-se inseridos no segmento de Projetos Base desta proposta de PDIRT, uma vez que a sua realização é fundamental para assegurar as condições necessárias à gestão técnica do SEN.

Regra geral, os investimentos na Rede de Telecomunicações de Segurança acompanham o desenvolvimento e investimento da rede MAT e AT afetas ao transporte de energia elétrica, incluindo a fibra ótica e sistemas de comunicação que permitem a ligação dos ativos aos Centro de Operação da Rede e ao Despacho Nacional, cuja descrição se encontra em secção específica neste PDIRT. No que respeita ao investimento em GGS, para além de infraestruturas técnicas, este inclui também necessidades de atualização de ferramentas informáticas associadas à gestão do sistema, bem como a remodelação do edifício da antiga subestação de Sacavém para acomodar o Despacho Nacional. Este projeto, que visa garantir de forma sustentada os requisitos de Segurança, Higiene e Saúde no Trabalho, ambientais, e de climatização e segurança para o funcionamento dos equipamentos afetos ao Despacho Nacional, é descrito e justificado com detalhe em secção própria neste PDIRT.

No Quadro 4-2 desta proposta de PDIRT apresentam-se, para os períodos 2018-2022 e 2023-2027, as estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração. Tal como acontece com a componente de TEE, os montantes de investimento são apresentados a CDE e a custos totais, estes incorporando as estimativas para encargos de estrutura e gestão e financeiros.

QUADRO 4-2

Transferências para Exploração em GGS, RTS e Edifícios

Unidade: M€

	CAPEX no período 2018-2027 [M€]		
	Inv. anterior a 2018	Média 2018-2022	Média 2023-2027
GGs e Edifícios (CDE)	0,4	4,2	1,6
Encargos de estrutura e gestão	0,04	0,5	0,2
Encargos financeiros	0,01	0,1	0,1
Total a custos totais	0,4	4,9	1,8

	Transferências para Exploração no período 2018-2027 [M€]	
	Média 2018-2022	Média 2023-2027
GGs e Edifícios (CDE)	4,3	1,6
Encargos de estrutura e gestão	0,5	0,2
Encargos financeiros	0,1	0,1
Total a custos totais	5,0	1,8

4.2.2. Transferências para Exploração no período 2018-2022

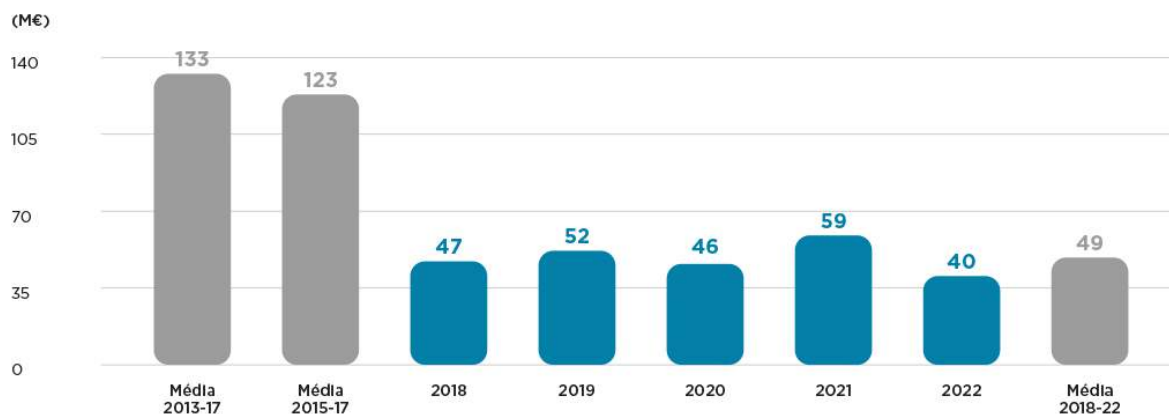
Apresentam-se de seguida e com maior detalhe, os valores relativos às Transferências para Exploração dos Projetos Base previstas no período 2018-2022, a custos diretos externos (CDE) eficientes com base nos preços de referência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Na Figura 4-1, indicam-se os valores previstos para as Transferências para Exploração anuais a CDE, no período 2018-2022 (primeiros cinco anos do PDIRT), consideradas para os Projetos Base, bem como a sua comparação com a média das Transferências para Exploração verificadas nos últimos cinco (2013-2017²⁷) e três anos (2015-2017).

A análise desta figura permite concluir que a média das Transferências para Exploração a CDE prevista neste plano para os próximos cinco anos, com os Projetos Base, situa-se na casa dos 49 M€/ano. Este montante representa uma redução significativa, quando comparada com a média das Transferências para Exploração verificada desde 2013.

²⁷ O valor considerado para 2017 é a melhor estimativa existente à data de preparação deste Plano. Esta comparação considera apenas os Projetos Base, excluindo por isso eventuais necessidades de investimento na RNT que poderão advir de efeitos mobilizadores com origem externa ao ORT.

FIGURA 4-1

Transferências para Exploração de ativos da RNT no período 2018-2022²⁸

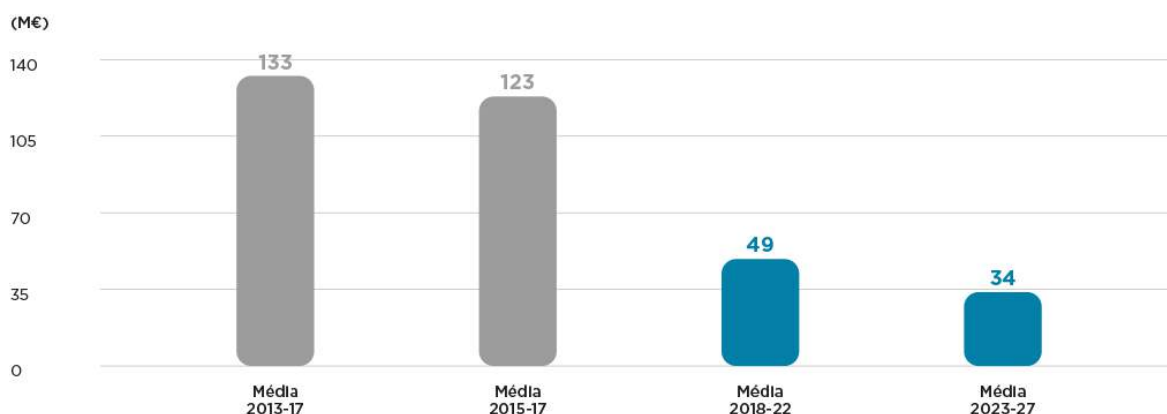
Neste conjunto de projetos, a presente edição do PDIRT prevê que, no período 2018-2022, o ORT invista cerca de 244 M€ a CDE, montante que, na sua maioria, se destina à remodelação/modernização de uma parte seletiva de ativos em serviço, a par de um pequeno lote de infraestruturas novas, decorrentes de compromissos assumidos com o ORD e a segurança de alimentação.

À semelhança do verificado na proposta de PDIRT 2016-2025, os projetos de investimento foram suportados numa metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício desenvolvida com base nas melhores práticas utilizadas por ORT europeus, em particular na tomada de decisão em sede do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP) da ENTSO-E. No subcapítulo 6.3 e no Anexo 6 apresenta-se ainda, para a generalidade destes projetos de investimentos, as correspondentes soluções adotadas e o racional à tomada de decisão.

Em complemento, apresenta-se no gráfico seguinte também o valor médio anual das transferências previsto para os Projetos Base no segundo quinquénio do PDIRT (2023-2027).

²⁸ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

FIGURA 4-2

Transferências para Exploração de ativos da RNT nos períodos 2018-2022 e 2023-2027**DETALHE DOS INVESTIMENTOS NA ATIVIDADE TEE NO PERÍODO 2018-2022**

Nas subsecções seguintes, apresenta-se em maior detalhe os investimentos consignados nesta proposta de PDIRT para os Projetos Base na atividade de TEE, organizado por grandes áreas de atuação, designadamente “Remodelação e Modernização de Ativos” e “Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação”.

Remodelação e Modernização de Ativos

Mobilizados pelo objetivo estratégico de eficiência associada às atividades operacionais do ORT e a adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT, os projetos de remodelação e modernização de ativos, enquadram-se nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil.

Estes projetos visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço e a manutenção de condições adequadas para a segurança de pessoas e bens, numa rede com taxas médias de envelhecimento crescentes. Neste âmbito, destaca-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações (p.e., Palmela e Mourisca), a substituição ou recondicionamento de transformadores de potência (p.e., Valdigem e Palmela), a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo (p.e., Estarreja e Vila Chã) e a remodelação de linhas de muito alta tensão (p.e., Riba d’Ave-Recarei 2 e Pego-R. Maior, ambas a 400 kV).

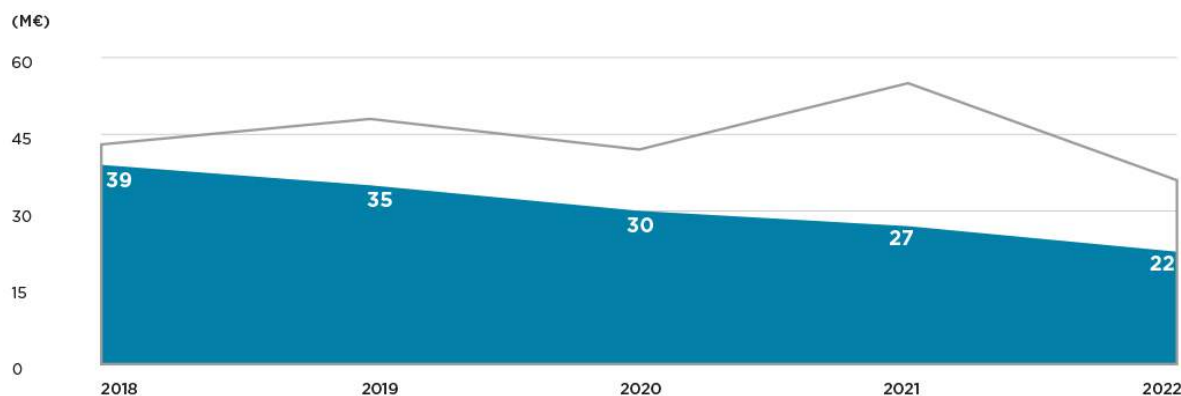
A utilização de uma abordagem com base no indicador de estado dos ativos e respetivos índices de criticidade visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo evitar encargos de cerca de 560 M€, que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade.

Na Figura 4-3, indicam-se os montantes anuais estimados de Transferências para Exploração a CDE referentes à Remodelação e Modernização de Ativos no período 2018-2022. Neste período, o montante global de investimento estimado para esta componente é de quase 153 M€.

FIGURA 4-3

Transferências para Exploração no período 2018-2022²⁹

(Remodelação e Modernização de Ativos da RNT)



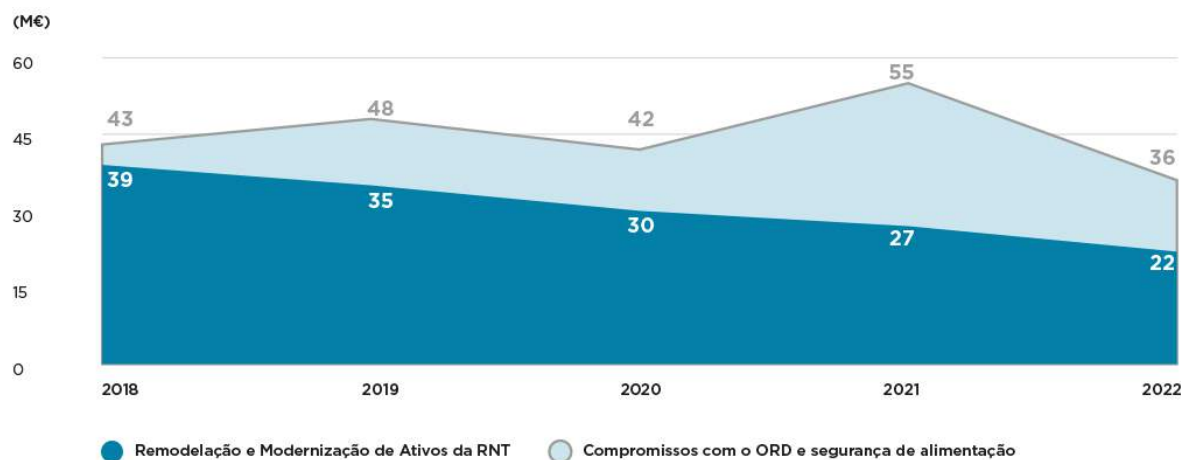
Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação

Na Figura 4-4 indica-se a previsão anual das Transferências para Exploração a CDE em novos projetos que visam satisfazer compromissos já assumidos com o ORD e a manutenção dos níveis de segurança de alimentação, estimando-se, para esta vertente, um investimento total de 71 M€ no período 2018-2022.

FIGURA 4-4

Transferências para Exploração no período 2018-2022³⁰

(Compromissos com o ORD e segurança de alimentação)



²⁹ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

³⁰ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Dos projetos que compõem esta rubrica, destacam-se em particular: o reforço de alimentação à subestação de Fafe; a abertura do novo injetor MAT/AT em Vila Nova de Famalicão, apoiando consumos localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde; a abertura da instalação 400/220 kV do Sobrado, para melhoria da segurança de alimentação a Ermesinde; a instalação da articulação 400/150 kV em Ponte de Lima, apoiando os consumos de Vila Fria e de Oleiros; a melhoria na alimentação às subestações da malha a 220 kV de Trás-os-Montes. Ainda neste conjunto, merece também referência o investimento do ORT em meios de gestão de reativa, nomeadamente na instalação de reatâncias *shunt*, para controlo das tensões na rede.

4.2.3. Decisão final de investimento

A proposta de PDIRT 2018-2027 contém dois quinquénios, de distinta densificação e consolidação dos investimentos: (i) o primeiro, com uma descrição mais completa dos projetos e com uma calendarização mais precisa; (ii) o segundo, apresentado como uma perspetiva de cariz apenas indicativo.

Nessa medida, os projetos mais urgentes e a necessitarem de uma Decisão Final de Investimento ("DFI") na presente edição, são os que maioritariamente se encontram inscritos com transferências para exploração no período 2018-2022 e que não poderão aguardar pela decisão da próxima edição do PDIRT (PDIRT 2020-2029), que se prevê poder vir a ocorrer apenas no segundo trimestre de 2020.

Conforme se pode constatar na Figura 4-5, o montante global de investimento que carece de Decisão Final de Investimento nesta edição do PDIRT é de aproximadamente 193 M€, sendo que deste valor, cerca de 10 M€ encontram-se explicitamente condicionados a factos a serem verificados após a conclusão da elaboração da presente edição do PDIRT. Destaca-se deste esforço de investimento da REN todos os Projetos Base previstos entrar em serviço até 2020 e ao projeto de abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado. No caso particular da subestação do Sobrado, previsto para 2021, dada a sua complexidade e dimensão, a decisão final sobre a realização do projeto afigura-se como necessária até 2018, para que seja possível desenvolver todo o processo de projeto, licenciamento, "*procurement*" e construção em conformidade com a calendarização apresentada nesta proposta de Plano.

FIGURA 4-5

Transferência para exploração | *Decisão Final de Investimento*³¹

Nesta linha, e devido à sua natureza e perspectiva de horizonte temporal para a sua entrada em serviço, de acordo com os estudos levados a cabo pelo ORT, todos os restantes Projetos Base podem ser alvo de tomada de Decisão Final de Investimento, por parte do Concedente, em futuros exercícios de PDIRT.

³¹ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

4.3.1. Enquadramento à gestão de ativos

4.3.1.1. Caracterização da população dos ativos

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade com um número limitado de recursos³². Tendo em consideração as boas práticas internacionais para *asset management* (nomeadamente a PAS55 e a ISO55000), a política de gestão de ativos da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos mesmos.

No final de 2016, a infraestrutura da RNT era composta por 8 767 km de circuito de linha aérea e 18 504 apoios, com três níveis de tensão diferentes (150, 220 e 400 kV).

QUADRO 4-3

Caracterização dos circuitos das linhas aéreas e apoios

Nível Tensão	Comprimento de circuito total (km)	Nº apoios
150 kV*	2 582	4 936
220 kV	3 515	6 984
400 kV	2 670	6 584
Total	8 767	18 504

* Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas

Relativamente ao comprimento geográfico das linhas aéreas, ou seja, o comprimento dos segmentos que constituem a linha, a situação no final de 2016 era a seguinte:

³² McCalley, J.; Van Voorhis, T.; Jiang, Y., Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment, Power Systems Engineering Research Center (Georgia Institute of Technology), 2003

QUADRO 4-4

Caracterização dos segmentos das linhas aéreas

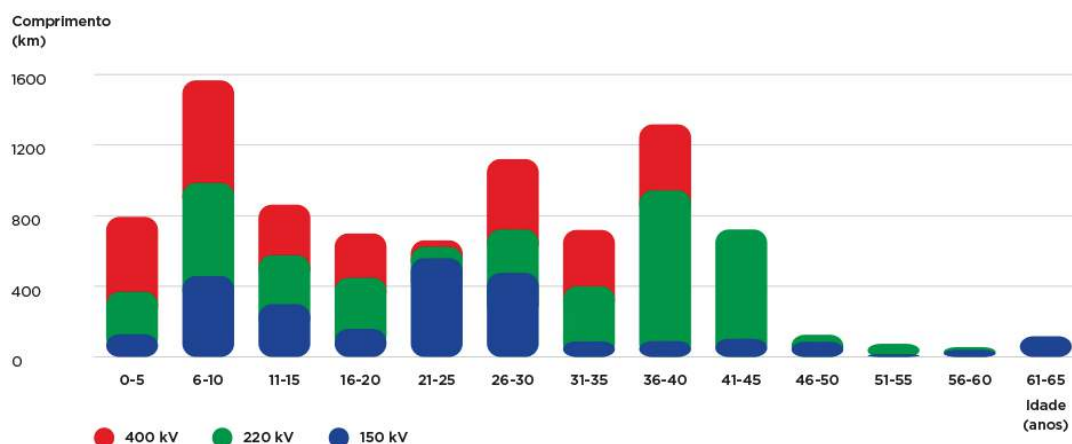
Nível Tensão	Comprimento dos segmentos (km)
150 kV*	1 842
220 kV	2 726
400 kV	2 513
Total	7 081

* Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas

Um critério tradicional e de partida, embora não exclusivamente determinante, para o planeamento de remodelação de ativos, consiste na idade dos mesmos. A 31 de dezembro de 2016, o comprimento de circuito de linhas da RNT integrando troços com idade igual ou superior a 30 anos era de 4 480 km. No entanto, uma parte significativa destas linhas foi, ao longo da sua vida útil, sujeita a uma grande ação de recondicionamento, ao nível dos isoladores e acessórios, dos cabos de guarda e estruturas metálicas. De modo a dar uma perspetiva que reflita o rejuvenescimento das linhas alvo destas ações de recondicionamento, foi construída a Figura 4-6 com a idade corrigida, que é apresentada de seguida.

FIGURA 4-6

Perfil de idades corrigidas das linhas aéreas



No que diz respeito às linhas subterrâneas, no final de 2016 existiam 14 circuitos perfazendo um total de 96 km.

QUADRO 4-5

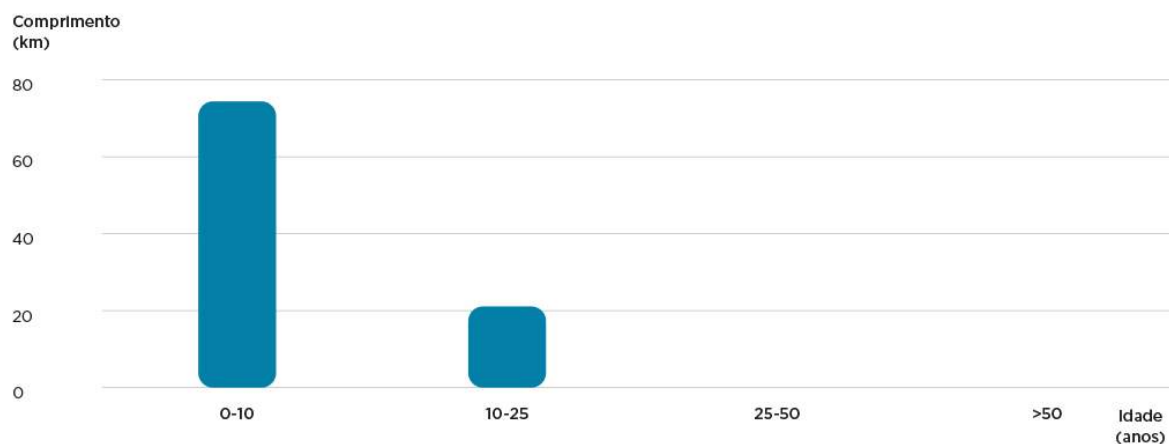
Caracterização das linhas subterrâneas

Nível Tensão	Nº circuitos de Linha Subterrânea	Comprimento de Circuito Total (km)
150 kV	0	0
220 kV	14	96
400 kV	0	0
Total	14	96

Na figura seguinte encontra-se uma caracterização do perfil de idades das linhas subterrâneas.

FIGURA 4-7

Perfil de idades das linhas subterrâneas (220 kV)



Quanto às instalações não-lineares, no final de 2016 existiam 66 subestações na RNT (sendo 58 isoladas a ar e 8 do tipo GIS - *Gas Insulated Switchgear*) e 15 postos de corte, seccionamento e transição (sendo 13 isolados a ar e 2 do tipo GIS).

QUADRO 4-6

Caracterização das subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição

Nível tensão (kV)	Nº Subestações ^(a)		Nº Postos de Corte / Seccionamento / Transição ^(a)	
	AIS	GIS	AIS	GIS
150	10	1	4	1
220	27	6	4	1
400	21 ^(b)	1	5	0
Total	58	8	13	2

^(a) Considerado o nível de tensão mais elevado.

^(b) Contabilizadas as Subestação da Batalha e de Fernão Ferro.

Relativamente aos ativos incluídos nas subestações, pode ser identificada a seguinte desagregação (situação a 31 de dezembro de 2016).

QUADRO 4-7

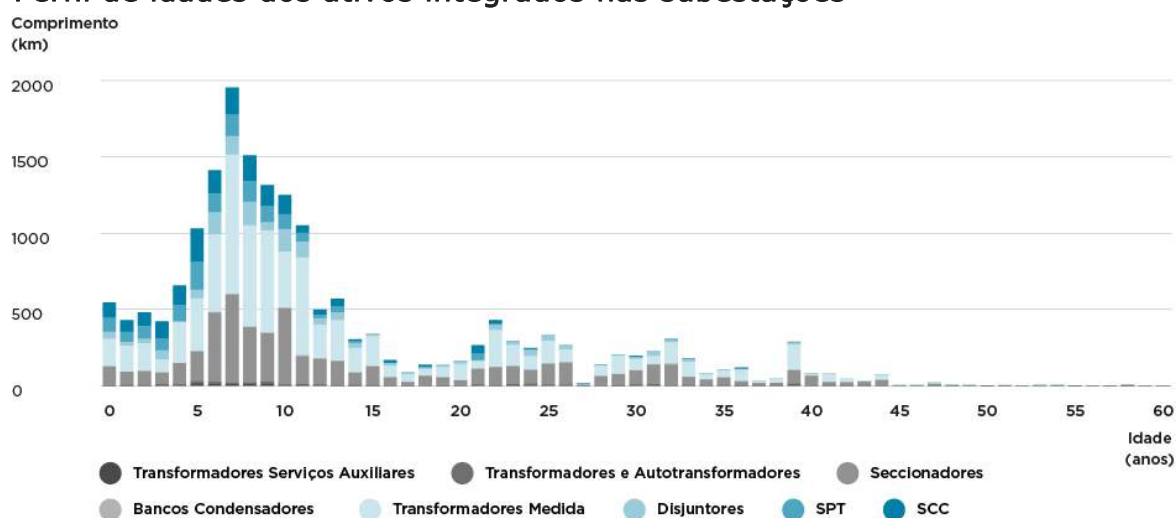
Caracterização dos ativos integrados nas subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição e painéis

Equipamento	Número de activos
Transformadores/Autotransformadores	200
Transformadores de Serviços Auxiliares	147
Reatâncias Shunt	9
Disjuntores	1 399
Bancos Condensadores	56
Seccionadores	5 289
Transformadores Medida	8 156
Reatâncias Fase	54 (conjunto de 3 fases)
Reatâncias Neutro	59
Sistemas de Comando e Controlo:	
UGP	2 763
SCADA Local	150
RTU Server	114
SAS	57
Sistemas de Protecção:	
Electromecânica	264
Estática	438
Númérica	3 791

Na Figura 4-8 encontra-se uma caracterização da idade dos ativos integrados nas subestações.

FIGURA 4-8

Perfil de idades dos ativos integrados nas subestações



Legenda: SPT – Sistemas de Protecção; SCC – Sistemas de Comando e Controlo

4.3.2. Metodologia para planeamento do investimento

4.3.2.1. Introdução

A REN, enquanto Operador da Rede Transporte (ORT) de energia elétrica, planeia a “onda” de substituição de ativos (normalmente designada por “*replacement wave*”), tendo em consideração:

- A necessidade de antever os futuros volumes de investimento;
- A necessidade de tornar a “onda” suave (i.e. evitando picos de investimento que oneram excessivamente o sistema);
- A relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos;
- A utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

A REN tem, por conseguinte, trabalhado no sentido de prever as necessidades de investimento em remodelação de ativos, através de uma análise ao indicador de estado dos equipamentos instalados na RNT, ponderado pelo nível de risco associado. Consequentemente, torna-se crucial implementar uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no indicador de estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNT sem ter em conta apenas a sua idade contabilística.

Isto é, para prolongar a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o “*know-how*”. A materialização da referida estratégia requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo, descrito na próxima secção.

4.3.2.2. Indicador de Estado do Ativo

INTRODUÇÃO

A criação de um Indicador do Estado do Ativo (IE) surge na sequência do exposto anteriormente, sendo que esta abordagem está a ser implementada por outros ORT europeus, como a National Grid, Fingrid, a Tennet e a Terna.

Não obstante existirem diferentes metodologias para determinar o IE, entre os diferentes ORT, o objetivo é partilhado: classificar o estado dos ativos da rede elétrica, e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia. Ou seja, o IE representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha.

Nesse sentido, a REN desenvolveu um IE em linha com as boas práticas preconizadas pela ENTSO-E³³, de forma a operacionalizar o seu processo de gestão de risco na tomada de decisão para o investimento em remodelação e modernização de ativos em fim de vida útil.

DESCRIÇÃO DO MODELO DE APOIO À DECISÃO

O exercício de planeamento de investimentos na remodelação/substituição de ativos da RNT visa responder a duas perguntas fundamentais:

- Quais são os ativos que devem ser sujeitos a ações de remodelação/substituição?
- Qual é o calendário de projetos de remodelação de ativos que permite desonerar o sistema, mantendo um nível de risco aceitável, evitando os picos de investimento, no quadro de um conjunto de restrições (técnicas, operacionais e económicas)?

No sentido de responder às duas perguntas anteriores, a REN categorizou os seus ativos, em classes, para proceder à classificação do IE, tal como se apresenta de seguida:

1. Transformadores de Potência;
2. Linhas;
3. Descarregadores de Sobretensões;
4. Disjuntores;
5. Seccionadores;
6. Transformadores de Medida;
7. Sistemas de Proteção, Automação e Controlo;
8. Sistemas de Alimentação;
9. Instalação Elétrica Geral;
10. Edifícios e Infraestruturas.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

1. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, passo = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), ponderados para cada tipo de ativo (i.e., a importância que cada critério tem no processo de decisão):
 - a) Idade;
 - b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
 - c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
 - d) *Know-how* interno e externo;
 - e) Disponibilidade de peças de reserva;
 - f) Desempenho.
2. Os ativos mais críticos são identificados (i.e., IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.

³³ ENTSO-E, Facing the Replacement Wave - Project for approval by SDC members, 2015

3. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Convirá ainda referir que o IE foi construído para avaliação de um universo específico de ativos e tem como objetivo identificar sistematicamente, numa escala de referência, os ativos em fim de vida útil que o ORT considera, dentro da sua própria gestão de risco, passível de serem mantidos em exploração. Com efeito, o planeamento de ações de remodelação, baseado no IE, não visa consubstanciar *per se* uma representação direta do risco de todos os ativos, mas sim uma perceção multicritério, não só da “saúde” desses equipamentos num universo específico, mas também de outros fatores críticos de decisão que dizem respeito à capacidade de garantir os níveis adequados de desempenho dos ativos e da resposta do ORT em caso de falha dos mesmos ou deterioração das suas condições operacionais.

Uma vez que as metodologias de avaliação de estado e processos de decisão de modernização de ativos requerem uma elevada quantidade de dados, histórico dos mesmos, avaliação da tendência de certos parâmetros, consolidação dos parâmetros de apoio à decisão e formalização sistemática da própria metodologia, a qual de resto não se encontra estabelecida ou fixada em normas ou padrões internacionais, não acolhendo uma formalização analítica *standard* universalmente aceite, na presente proposta de PDIRT optou-se por reduzir o problema da decisão através de duas fases subsequentes: (i) reduzir o universo a observar, de forma sistemática, e, (ii) especificar um conjunto de macro-parâmetros comuns aos diferentes tipos de ativos, de forma a obter-se uma metodologia que pudesse ser aplicada de forma estruturada e comparável. Assim, foi feito um primeiro ‘filtro’ sobre o universo em apreciação, em que seriam apenas analisados os ativos em fim de vida útil – i.e., os que, no primeiro quinquénio do plano, tivessem atingido ou viessem a atingir o fim do seu período normalizado de depreciação (não obstante, os ativos que não fossem selecionados pelo primeiro “filtro”, poderiam ser incluídos, ainda assim, na análise desde que revelassem um conjunto importante de sinais ou condicionantes que os colocariam na ponderação para uma eventual decisão de modernização em conjunto com os demais).

4.3.3. Plano de remodelação de ativos

4.3.3.1. Pressupostos de planeamento

Atendendo à dificuldade de prever o estado dos ativos num horizonte de médio e longo-prazo, na presente proposta de PDIRT apenas são consideradas remodelações de ativos até 2022, assumindo-se que o montante a investir anualmente, entre 2023 e 2027, poderá manter, em média, um valor aproximado ao agora antevisto entre 2018 e 2022.

Após a classificação dos diversos ativos, a análise foi alargada de modo a incluir:

- Plano de desenvolvimento e reforço da rede, incluindo a eventual desativação de circuitos;
- Coordenação da intervenção em diversos ativos, permitindo aumentar a disponibilidade dos elementos para a rede;
- Adequação das características técnicas e funcionais originais dos ativos, às novas solicitações da rede e exigências regulamentares.

A presente proposta de remodelação de ativos apresenta a seguinte desagregação:

- Linhas aéreas e subterrâneas;
- Instalações não-lineares, as quais incluem: remodelações em subestações e seus constituintes; sistemas de proteção, automação e controlo; sistemas de alimentação; transformadores de potência; disjuntores; transformadores de medição; descarregadores de sobretensões; seccionadores; edifícios e infraestruturas; instalação elétrica geral; e reforço do isolamento em zonas de elevada poluição.

4.3.3.2. Linhas

A proposta de plano de remodelação de linhas MAT resulta da adoção do Indicador do Estado do Ativo, com o objetivo de identificar as necessidades de grande remodelação e substituição.

A avaliação exaustiva das linhas da RNT teve como resultado a identificação de um conjunto de ativos cujo IE, num horizonte de médio-prazo, justifica uma intervenção de remodelação, no sentido de prolongar a sua vida útil com padrões de fiabilidade aceitáveis e custos de manutenção controlados.

Posteriormente, a seleção de linhas que constituem o plano de remodelações foi realizada tendo em conta a relevância de cada ativo para o sistema, a expectativa de tempo de vida útil enquanto elemento de rede, e eventuais impactos induzidos por outros projetos do presente PDIRT, na funcionalidade ou topologia daquelas linhas.

Uma parte significativa do volume de investimento projetado para remodelações de linhas é focado no nível de tensão de 400 kV, dando continuidade à modernização de um conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1970 e 1980.

TIPOLOGIA DE INTERVENÇÕES

A extensão das intervenções a realizar varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos. Considera-se também adequado aproveitar a oportunidade, nas linhas com idade mais avançada, para promover uma beneficiação global à luz dos critérios de projeto, atualmente em vigor na REN. Nos casos em que as linhas se inserem em eixos estruturantes da RNT ou de interligação com a rede espanhola, revela-se oportuno executar o aumento da sua capacidade de transporte durante as intervenções de beneficiação baseada no estado.

Ao nível das cadeias de isoladores dá-se continuidade ao programa de substituição sistemática de isoladores de cerâmica, com longo tempo de serviço e fiabilidade reduzida, por isoladores de vidro que apresentam um melhor desempenho do ponto de vista mecânico.

Por outro lado, considerando o bom desempenho dos isoladores compósitos em zonas de poluição elevada, o grau de competitividade do seu preço atual e o estado de desenvolvimento desta tecnologia, justifica-se a continuação da estratégia, iniciada em 2004, de introdução progressiva

nas linhas localizadas em zonas mais críticas, como forma de melhoria do desempenho da rede nessas zonas e de minimização dos custos de manutenção, com operações de lavagem de isoladores de cerâmica ou vidro.

Relativamente aos cabos condutores e de guarda, serão renovadas as fixações às cadeias de isoladores/estruturas metálicas, cuja tipologia foi, há vários anos a esta parte, reformulada devido às desvantagens constatadas de ordem elétrico-mecânica. A problemática de vibrações excessivas de origem eólica induzidas em cabos e estruturas, causa raiz de alguns incidentes em linhas, é endereçada através de um programa de reforço de amortecimento.

No que diz respeito aos cabos condutores, é pertinente, no âmbito das remodelações preconizadas, e com particular enfoque nas linhas a 400 kV, proceder ao alteamento de linhas. A distância entre os condutores de uma linha elétrica aérea e o solo ou obstáculos diversos é estabelecida pelo Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) e pela norma europeia e portuguesa NP EN 50 341. Esta distância é definida direta e indiretamente para ter em conta a segurança elétrica e ainda valores seguros de emissões, seja de ruído ou de Campos Eletromagnéticos (CEM). A REN adotou e atualizou os valores para aquela distância em harmonia com as disposições regulamentares mais recentes e boas práticas de gestão dos ativos, valores esses que são considerados na construção de novas linhas.

Em linhas construídas em data anterior à adoção desses critérios, particularmente nas linhas mais antigas, os valores de distância são inferiores aos adotados atualmente, acrescendo que a alteração das características mecânicas dos cabos decorrente da elevada idade de serviço provocou o seu alongamento (*creep*). Ainda que se mantenha o cumprimento do estipulado no RSLEAT, torna-se necessário proceder à conveniente intervenção no sentido de assegurar a devida distância de forma sustentada para a vida útil dos equipamentos assim constituídos.

O desempenho de linhas MAT face a descargas atmosféricas, uma das principais causas de incidentes, foi alvo de estudo aprofundado por parte da REN. Esta análise resultou num programa que prevê a implementação de soluções de melhoria de desempenho nos ativos lineares sistematicamente mais afetados, visando a redução do número de cavas de tensão com origem na RNT, provocadas por curto-circuitos resultantes de descargas atmosféricas.

4.3.3.3. Instalações não-lineares

Descrevem-se, nesta secção, o tipo de intervenções que são necessárias concretizar no âmbito da reconstrução e remodelação das instalações (subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição, repetidores e outras instalações da concessão onde se desenvolvem atividades relacionadas com o transporte de energia elétrica), entre os anos 2018 a 2022. Para a elaboração deste plano e identificação das necessidades de remodelação dos diversos ativos, foi utilizado o Indicador do Estado do Ativo.

Considerando o grau e a diversidade dos equipamentos em que é necessário intervir numa mesma instalação (transformadores de potência, aparelhagem MAT/AT, sistemas, etc.) e aproveitando as potenciais sinergias decorrentes duma intervenção integrada, também foram definidos níveis de remodelação diferenciados, os quais podem incluir apenas uma ou várias classes de ativos, nalguns casos para melhoria das condições de operação e segurança de alguns equipamentos da instalação

e, noutros, para substituição de equipamentos obsoletos, degradados e com características técnicas ou funcionais já ultrapassadas.

SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO

Para a elaboração do plano de remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo (Sistemas), é considerado um conjunto de fatores como a classificação do seu grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação), *know-how* (interno e externo).

Atualmente, a reparação de muitos componentes dos Sistemas já não é assegurada devido à perda de *know-how* e descontinuidade do seu fabrico ou inexistência de reservas de alguns componentes. Esta situação, quando associada a um potencial acréscimo no número de avarias, cuja probabilidade é difícil de se quantificar, tem como consequência a diminuição da fiabilidade e disponibilidade dos elementos de rede que daqueles dependem.

Por outro lado, nos últimos anos, tem sido seguida a estratégia de equipar este tipo de equipamentos com possibilidade de acesso remoto, permitindo uma maior celeridade na concretização das intervenções com melhorias operacionais. Constitui ainda aspeto relevante, a melhor qualidade de serviço proporcionada pelos sistemas de proteção da atual geração, graças à disponibilização de bibliotecas de funções alargadas e de desempenho adequado aos requisitos atuais, bem como da redução dos tempos de eliminação de defeito com impacto direto na diminuição da duração das cavas de tensão e da duração dos denominados "micro" cortes, face aos sistemas atualmente em serviço.

SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO

Para a elaboração do plano de remodelações de sistemas de alimentação, foram considerados aspetos relacionados com o grau de obsolescência dos diversos componentes (retificadores, baterias, grupos eletrogéneos de socorro e respetivos quadros de comando) e com a ausência de *know-how* por parte dos fabricantes dos equipamentos, uma vez que o fabrico foi descontinuado na esmagadora maioria dos componentes que constituem aqueles Sistemas. Atendendo à taxa de avarias verificada, prevê-se a rotura dos *stocks* de peças de reserva relevantes para assegurar, com a qualidade desejada, o funcionamento dos respetivos equipamentos, o que terá como consequência direta, a qualidade de serviço, uma vez que estes sistemas alimentam a componente "inteligente" e comunicacional da RNT, designadamente os sistemas de proteção, automação e controlo, de telecomunicações de segurança e vigilância das instalações.

As remodelações apresentam diferentes graus de intervenção, podendo consistir na substituição integral do sistema, ou em remodelações parciais (grupo, baterias e retificadores). Para certos sistemas de alimentação, está prevista a remodelação dos quadros de comando de alguns grupos eletrogéneos de socorro, de modo a equipar os mesmos com os novos sistemas de gestão de serviços auxiliares integrados nos sistemas de controlo, e permitir a supervisão e operação remotas.

Com a remodelação destes sistemas, para além de ser possível reduzir em alguns casos a quantidade de equipamentos, configuram-se, em consequência, esquemas uniformizados que permitirão uma maior eficiência na exploração dos mesmos.

TRANSFORMADORES

Considerando a distribuição das idades dos transformadores de potência indicada na Figura 4-8, verifica-se que continua a existir um lote de equipamentos mais antigos, já que parte das máquinas mais recentes visou a ampliação ou o reforço da rede, e não apenas a substituição de unidades mais antigas e com IE baixo.

A REN avalia a evolução do estado dos transformadores instalados através da realização de inspeções e ensaios periódicos, permitindo identificar e classificar o estado destas unidades. Quando uma unidade apresenta um baixo indicador de estado, é realizada uma análise para avaliar a viabilidade da realização de um recondicionamento, garantindo o prolongamento do tempo de vida do transformador. Este prolongamento é assegurado pela desaceleração do seu envelhecimento e pela substituição de diversos componentes que permitem estender a vida do transformador.

Para os casos em que as unidades já se encontram com IE baixo e nível elevado de obsolescência – não sendo por isso viável realizar o recondicionamento – planeia-se a sua substituição. Considerando o estado dos transformadores atualmente instalados, foi selecionado um conjunto de unidades para substituição, com valor baixo do respetivo IE.

A REN, para garantir uma adequada gestão do risco de falha de unidades mais degradadas, seleciona um conjunto de ativos para serem monitorizados de forma contínua (*on-line*), no sentido de monitorizar a evolução do estado destas unidades e assegurar a fiabilidade da rede.

Para os transformadores de serviços auxiliares foi seguida a mesma estratégia dos transformadores de potência, da qual resultou a identificação das unidades mais degradadas para substituição.

O presente PDIRT prevê a intervenção num conjunto de transformadores relativamente aos quais foi identificada a necessidade de substituição ou recondicionamento face ao indicador de estado, apresentando-se a calendarização prevista para essas ações no Anexo 3. No entanto, o momento efetivo para se proceder a essas substituições, ou operações de recondicionamento, dependerá do resultado de avaliações mais detalhadas ao estado das unidades em causa, podendo, nalguns casos, a data da intervenção vir a ser alterada.

DISJUNTORES

Relativamente aos disjuntores, atualmente estão a ser realizados programas de substituição de famílias de equipamentos dos vários níveis de tensão da RNT, desencadeados por diferentes motivos: fiabilidade reduzida; obsolescência; ou dificuldade em executar ações de manutenção, por se tratar de equipamentos cujo fabrico já se encontra descontinuado há vários anos,

obstaculizando o acesso a componentes de reserva (nalgumas situações, o fabricante abandonou a produção deste tipo de equipamentos).

Neste conjunto de programas, estão incluídos os disjuntores de tecnologia baseada em extinção de arco em pequeno volume de óleo, acionados por comandos hidráulicos, e disjuntores com tecnologia de SF₆ mais antigos, cujo grau de obsolescência, estado e degradação de alguns conjuntos de componentes, aumenta os custos de manutenção e diminui a fiabilidade dos mesmos.

Com a execução dos programas de substituição de ativos, são instalados disjuntores mais modernos que, naturalmente, oferecem um desempenho mais fiável e com acesso facilitado a componentes de reserva (para a realização das inspeções e reparação de avarias).

De realçar que está prevista a conclusão da substituição dos disjuntores de tecnologia baseada em extinção de arco em pequeno volume de óleo até 2019.

TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

Para os transformadores de medição foi efetuada uma análise considerando o indicador do estado e características dos diversos equipamentos atualmente em serviço. Foram selecionados para remodelação equipamentos, cujas características já não são as mais adequadas para a função que estão a desempenhar, com idade avançada.

DESCARREGADORES DE SOBRETENSÕES

A tecnologia de descarga por explosores, utilizada em descarregadores de sobretensões, foi substituída há vários anos pela tecnologia de óxido de zinco (ZnO). A REN adotou esta opção, instalando este tipo de descarregadores em painéis que são objeto de construção ou remodelação.

Apesar de estar em curso o programa de substituição desta família de equipamentos, em diversas instalações, existem ainda em serviço algumas unidades de descarga por explosores.

Atendendo ao exposto, verifica-se a necessidade de dar continuidade ao programa de substituição da família de descarregadores de descarga por explosores, faseado no tempo, estando prevista a conclusão do programa durante o ano de 2019.

SECCIONADORES

Para os seccionadores, foi feita uma avaliação com base no indicador do estado e funcionalidades disponíveis, tendo sido identificado um conjunto de equipamentos em que será necessário atualizar funcionalidades, de modo a garantir a compatibilidade com os novos sistemas de proteção, automação e controlo, e um conjunto de equipamentos obsoletos.

REMODELAÇÕES DE EDIFÍCIOS TÉCNICOS E INFRAESTRUTURAS DAS INSTALAÇÕES

Em várias instalações, prevê-se a realização de ações de remodelação e reabilitação de edifícios de comando e casas de painel e outras infraestruturas técnicas e dispositivos de apoio, de forma a assegurar os requisitos exigidos, nomeadamente: de segurança, higiene e saúde no trabalho; de segurança em relação ao exterior; ambientais; de climatização para funcionamento dos equipamentos técnicos em serviço.

INSTALAÇÃO ELÉTRICA GERAL

Da análise realizada ao estado das diversas instalações, verifica-se a necessidade de proceder à substituição de isoladores e redes de baixa tensão em algumas delas, já que apresentam sinais de degradação. No plano está incluído um conjunto de instalações, em que existe a necessidade de substituir isoladores que se encontram degradados e provocam um aumento dos custos de manutenção concomitantemente com o aumento da probabilidade de incidentes.

REFORÇO DO ISOLAMENTO EM ZONAS DE ELEVADA POLUIÇÃO – APLICAÇÃO DE RTV

No âmbito da gestão de risco das instalações caracterizadas por um elevado nível de poluição, a limpeza e a lavagem em tensão tem originado custos de manutenção de valor considerável nos últimos anos, variando consoante os índices de pluviosidade. A gestão do risco de disparo provocado pela perda de isolamento num ponto da instalação, baseia-se numa avaliação qualitativa, cuja incerteza poderá conduzir à ocorrência de curto-circuitos caso, por exemplo, as ações de lavagem sejam realizadas demasiado tarde.

Os curto-circuitos, consoante o local onde ocorrerem, poderão comprometer de forma mais ou menos significativa a continuidade e qualidade de serviço. A REN adotou recentemente uma estratégia de intervenção alternativa, que consiste na aplicação de RTV (aplicação de material compósito sobre isoladores cerâmicos), a qual representa uma redução do risco de exploração de uma instalação em cenário de forte poluição, mantendo sob controlo o aumento dos custos de manutenção associados a limpezas e lavagens. Quando aplicado em larga escala, esta metodologia confere um reforço do nível de isolamento que reduz as correntes de fuga e, consequentemente, as perdas elétricas associadas à função de transporte. Este conjunto de ações tem um considerável impacto na melhoria do nível de desempenho dos equipamentos e das instalações, com repercussões muito nítidas na qualidade de serviço global que a RNT proporciona.

4.3.3.4. Plano de remodelação de ativos

Tendo sido descritas as intervenções para as diferentes categorias de equipamentos, de seguida apresenta-se a orçamentação para a remodelação e modernização de ativos, durante o período 2018-2022.

QUADRO 4-8

Orçamento do plano de remodelação de ativos

Tipo de intervenção	Investimento (M€)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Remodelação de Sistemas PAC	11,1	12,0	11,0	8,5	4,7
Remodelação de Sistemas Alimentação	0,9	0,7	0,4	0,4	0,4
Recondicionamento de Transformadores	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Substituição de Transformadores	1,8	0,0	1,8	3,2	7,1
Reforço de Isolamento Instalações	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Remodelação de Aparelhagem	5,1	9,9	5,7	7,4	5,4
Remodelação Edifícios e Infraestruturas*	1,4	1,2	1,0	1,2	1,2
Monitorização de Ativos	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0
Total Investimento Instalações não-lineares	26,3	26,8	22,9	21,5	19,6
Total Investimento Linhas	12,3	7,9	6,6	5,3	2,8
Total	38,6	34,7	29,5	26,8	22,4

*Esta rubrica contempla os edifícios técnicos das subestações

BENEFÍCIO DA REMODELAÇÃO BASEADA NO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

Podem ser vários os critérios de decisão para remodelar, ou não, um determinado ativo. Nesta secção serão analisadas as opções de remodelação de ativo, tendo por base a vida económica ou o Indicador do Estado do Ativo (IE). No presente Plano, foi considerada a opção de avaliação baseada no IE em detrimento de uma abordagem não-seletiva com base estritamente no período de amortização (indiretamente, da sua idade). Nesta secção, apresenta-se uma comparação das duas abordagens, demonstrando as vantagens de se considerar uma análise individual do indicador do estado de cada ativo, face a uma análise puramente baseada na idade.

No caso do critério de teste com base estritamente na idade, são considerados todos os ativos que já tenham ultrapassado a sua vida contabilística (10 anos para os Sistemas e 30 anos para os restantes ativos). No quadro seguinte, encontram-se os valores anuais de investimento, considerando esta opção, para o período 2018-2022.

QUADRO 4-9

Plano de remodelação de ativos baseado estritamente na idade

Tipo de ativo	Investimento (M€)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Instalações não-lineares	57	47	43	94	160
Linhas	32	47	42	67	122
Total	89	94	85	161	282

Tal como foi apresentado anteriormente, o investimento associado ao plano de remodelação de ativos com base no IE, pode ser consultado no Quadro 4-8.

Comparando as duas opções de remodelação, verifica-se que o critério com base no IE representa um valor de investimento muito inferior ao valor relativo à remodelação considerando exclusivamente a vida contabilística dos ativos (poupança de cerca de 559 milhões de euros em cinco anos para o SEN, com o risco associado à opção de se tomar a avaliação do estado como base para a decisão).

FIGURA 4-9

Investimento associado a estratégias para a remodelação de ativos (Estado VS Idade)



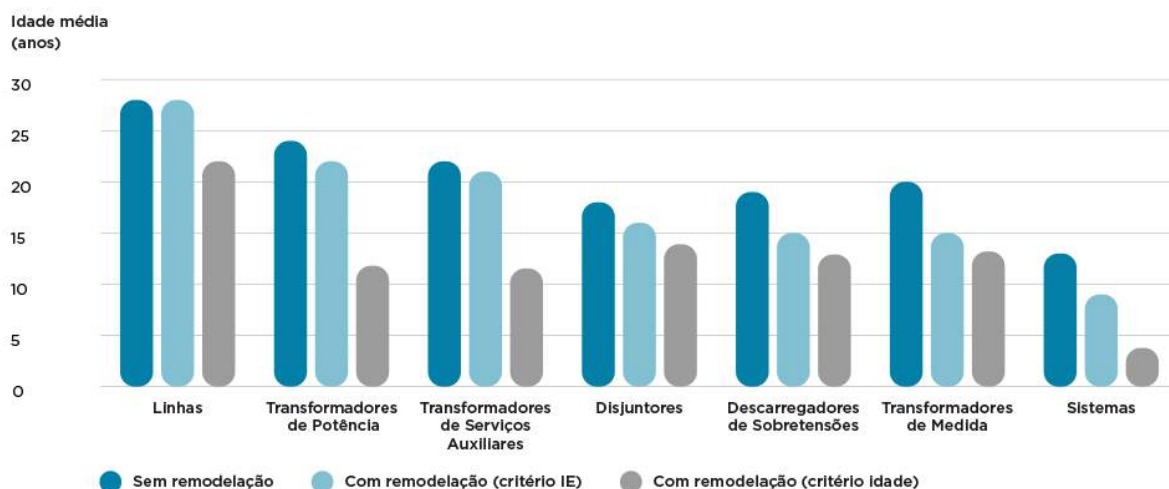
O custo esperado de um plano com base na avaliação do indicador do estado do ativo apresenta um valor significativamente inferior ao de um plano com base estritamente na idade contabilística, desde que os ativos em causa tenham sido sujeitos a determinadas condições de utilização e de manutenção. Contudo, importa reter que o período de amortização contabilística tem por base os valores médios esperados de depreciação dos ativos, quer na ótica da sua resposta às solicitações físicas de exploração (sujeitos a condições médias de utilização e de perturbação, bem como operados e mantidos com a adequada capacidade de intervenção, dentro das boas regras da arte e recomendações dos próprios fabricantes), quer na ótica da capacidade de serem operados e configurados (aspeto relevante, por exemplo, em ativos com elevado grau de evolução tecnológica tais como sistemas informáticos, telecomunicações e todos os que integram eletrónica, microprocessamento e *software*). Esta asserção significa também que é possível, a cada momento, proceder a uma seleção dos ativos mais prioritários para uma decisão sobre a sua substituição/remodelação. Nessa medida, é também naturalmente esperado que os riscos decorrentes de se optar por uma ou outra opção são diferentes e o valor dessa diferença tem perceções diferentes conforme a ótica de cada parte interessada. Não obstante, ao se adotar um plano com base numa metodologia de avaliação do estado dos ativos, permite que os ativos selecionados são os que apresentam maiores riscos de entre os que da mesma natureza constituem a população-alvo de análise e oferecem ao decisor um sistema de apoio à decisão suportado numa abordagem homogénea, sistemática e seletiva.

No que diz respeito à idade dos ativos, na figura seguinte pode ser visualizada a comparação da idade média dos ativos da RNT, prevista para o ano de 2022, em função da estratégia de gestão de ativos: sem remodelação; com remodelação baseada no indicador do estado do ativo; e com remodelação baseada na idade.

Não obstante, importa realçar que apesar da estratégia adotada e mesmo tendo em conta os demais projetos de expansão da rede, assiste-se a uma inflexão da média da idade dos ativos da RNT, no sentido do seu crescimento, pressionando o aumento dos custos operacionais de exploração característicos de uma rede a envelhecer em termos médios, contrariamente ao que sucedeu no passado recente, em que se assistiu a uma redução progressiva da média da idade dos equipamentos da RNT e assim também a dos custos operacionais em termos globais.

FIGURA 4-10

Efeito do plano de remodelações na idade média dos ativos no ano de 2022



4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

4.4.1. Descrição dos projetos

Neste subcapítulo encontra-se descrito o conjunto de novos reforços de rede incluídos nos Projetos Base que visam a satisfação de compromissos com o ORD e a segurança de alimentação na RNT. A Figura 4-11 ilustra os referidos reforços de rede (excluindo os de modernização da RNT), assim como a sua localização.

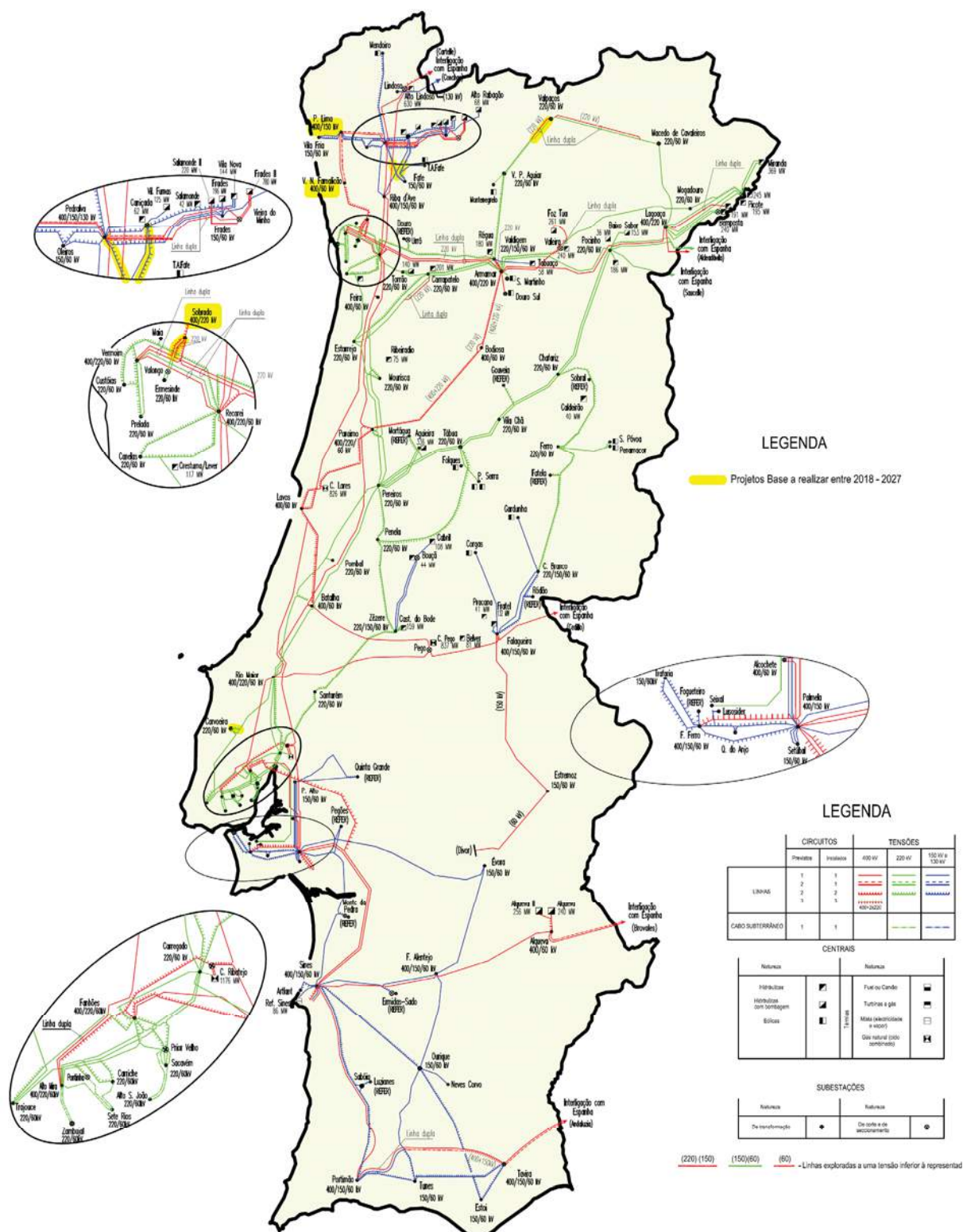
ARTICULAÇÃO 400/150 kV EM PONTE DE LIMA (PR0910 E PR1402)

Já no final do primeiro/início do segundo quinquénio do PDIRT, em 2022, está prevista a instalação de uma unidade de autotransformação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima e a abertura, nesta subestação, das atuais linhas a 150 kV Oleiros - Vila Fria 1 e 2 e Pedralva - Vila Fria. Com este projeto visa-se a melhoria da segurança de alimentação ao conjunto das subestações de Vila Fria e de Oleiros (total de carga prevista de cerca de 470-480 MW no período 2022-27), evitando a necessidade de construção futura de novas linhas de 150 kV a partir da subestação de Pedralva, linhas estas de alguma extensão (superior a 20 km), com elevadas dificuldades de passagem e custos de implementação mais elevados.

FIGURA 4-11

Mapa com os novos reforços de rede – Projetos Base

(Não se encontram, neste mapa, assinaladas as necessidades de modernização da RNT).



REFORÇO DE TRANSFORMAÇÃO 150/130 kV EM PEDRALVA – RESERVA PARADA (PR1605)

Presentemente a rede da RND na região do Alto Minho é alimentada pela RNT a partir da transformação 150/60 kV instalada na subestação de Vila Fria e do nível de 130 kV existente na subestação de Pedralva. Para melhoria de alimentação a esta região, está previsto o estabelecimento de um fecho de malha a 60 kV entre a subestação de Vila Fria da RNT e a do Lindoso da RND, o qual, embora não reforce a capacidade global de alimentação desta zona, possibilita uma redução dos tempos de interrupção de serviço decorrentes de eventuais contingências.

Por outro lado, para efeitos de socorro a esta zona em situação de contingência, tem também vindo a ser considerada a ligação internacional a 130 kV Lindoso - Conchas, a qual, contudo, de há alguns anos para cá tem tido um histórico de operação muito reduzido. Relativamente a esta linha Lindoso - Conchas, uma atualização recente das capacidades de apoio mútuo que a mesma permite disponibilizar, revelou que essa capacidade é muito limitada, podendo mesmo ser nula no sentido de Espanha para Portugal.

Nestas condições, de ausência de garantia do apoio a partir de Espanha, caso ocorra uma avaria grave e prolongada na única unidade de transformação 150/130 kV da RNT instalada em Pedralva, o ORD identificou nesta zona da RND a existência de um conjunto de cargas em risco de abastecimento, num montante de potência que pode atingir os 25 a 30 MW.

Face a esta situação, foi decidido a colocação em Pedralva de uma segunda unidade 150/130 kV (com a possibilidade de também poder funcionar como 150/60 kV, tal como a atual), instalada como reserva parada, ultrapassando a dependência desta zona relativamente à linha de 130 kV Lindoso - Conchas e a um apoio que não está efetivamente garantido. Dada a sua criticidade, esta unidade de reserva está prevista para o início do período abrangido por este Plano.

LIGAÇÕES A 150 kV FAFE – CANIÇADA E FAFE – PEDRALVA (PR0632 E PR1401)

A alimentação à subestação de Fafe é, no presente, realizada maioritariamente a partir do nível de tensão de 150 kV da subestação de Riba d'Ave. Todavia, com a progressiva desativação do eixo a 150 kV Caniçada – Riba d'Ave – Porto (o troço entre Riba d'Ave e a zona do Porto já se encontra fora de serviço), o nível de 150 kV de Riba d'Ave apresentará, de forma gradual, uma robustez e importância cada vez menores. Deste modo, no sentido de uma minimização de custos globais de investimento, a alimentação à subestação de Fafe foi planeada desenvolver-se em duas etapas distintas: uma primeira a partir de Riba d'Ave (já concretizada), e uma segunda suportada em ligações diretas às instalações de Caniçada e de Pedralva. Esta segunda etapa contempla o prolongamento dos dois ramos (ambos em linha dupla) já construídos para desvio para Fafe das antigas linhas Terras Altas de Fafe – Riba d'Ave e Caniçada – Riba d'Ave 2, estendendo um deles até ao posto de corte da Caniçada e o outro até à subestação de Pedralva.

Coordenadamente, face ao avançado estado de desgaste observado na atual linha a 150 kV Caniçada – Riba d'Ave 1 (datada de 1955, com origem na antiga linha Caniçada – Ermesinde 2) e de reduzida capacidade (91/134 MVA, respetivamente verão/inverno), a ligação de Fafe ao posto de corte da Caniçada foi antecipada para 2019. Esta opção permite evitar o elevado custo de

reabilitação integral da mencionada linha Caniçada – Riba d’Ave 1, a qual será definitivamente desativada após a concretização da presente proposta de reforço de ligação de Fafe à Caniçada.

Para mais tarde, no final do primeiro quinquénio do PDIRT (2022), prevê-se a conclusão do projeto de alimentação a Fafe, com o estabelecimento da ligação a 150 kV Fafe – Pedralva, conseguida, conforme já referido, com o prolongamento até Pedralva de um dos atuais troços de linha que chegam a Fafe.

criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão (PR0633, PR0935 e PR1501)

O novo injetor da RNT de Vila Nova de Famalicão será concretizado através da instalação de transformação 400/60 kV na atual instalação da RNT de Vila Nova de Famalicão. Este injetor irá apoiar consumos da RND localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde, com uma maior aproximação na entrega de energia a centros de consumo com elevada expressão, possibilitando melhorar a qualidade técnica de serviço e aumentar a eficiência da rede, nomeadamente redução de perdas em AT (redução de 4 016 MWh/ano)

O novo injetor de Vila Nova de Famalicão tem a sua data de abertura prevista para o ano de 2019, de forma coordenada com o ORD e o seu PDIRD, aprovado pelo Concedente.

segurança de alimentação na malha de 220 kV de Trás-os-Montes (PR1604)

Na atual configuração de rede, os três injetores da RNT de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar (representando uma carga prevista para 2020-22 de cerca de 115 MW) encontram-se ligados, de forma encadeada, no eixo a 220 kV de Trás-os-Montes entre as subestações de Lagoaça e de Valdigem. Assumindo a completa disponibilidade de todos os elementos da rede nesta zona, esta topologia respeita os 'Padrões de segurança e planeamento da RNT'. Contudo, esta configuração em série, pouco habitual na RNT, pode, ainda assim, potenciar condições para a perda simultânea das três subestações referidas, nomeadamente em caso de indisponibilidade programada de uma das linhas Lagoaça - M. Cavaleiros (caso em que estas três subestações ficam simultaneamente dependentes da ligação V. P. Aguiar-Valdigem) ou V. P. Aguiar - Valdigem (caso em que estas três subestações ficam, simultaneamente, dependentes da ligação Lagoaça - M. Cavaleiros).

O projeto de segurança de alimentação à malha de 220 kV de Trás-os-Montes, conseguido em parte através da utilização de infraestruturas da RNT já existentes, permite uma diminuição bastante significativa do risco de perda simultânea destas três instalações, tornando-o mesmo bastante reduzido nos casos de Valpaços e de Vila Pouca de Aguiar, e limitando o seu leque de probabilidade no caso de Macedo de Cavaleiros.

Anteriores edições do PDIRT previam nesta zona a implementação de uma ligação a 220 kV entre as subestações do Carrapatelo e de Vila Pouca de Aguiar, que iria limitar o referido risco de perda simultânea das três subestações da RNT na região norte de Trás-os-Montes, assim como criar capacidade de receção de nova geração nesta zona da rede. Contudo, face ao reduzido acréscimo dos montantes de energia eólica previstos nas novas metas nacionais até 2027, o citado reforço para a subestação do Carrapatelo saiu do horizonte abrangido por este Plano.

O novo projeto agora apresentado, com um custo significativamente inferior, permite uma melhoria substancial na segurança de alimentação a estas três subestações.

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO 400/220 kV DO SOBRADO (PR1021)

Em zona próxima e a norte do Grande Porto está prevista a abertura da nova subestação 400/220 kV de Sobrado, para a qual serão desviadas as duas linhas a 400 kV Vermoim - Vila Nova de Famalicão e Recarei - Vila Nova de Famalicão, e a linha a 220 kV Valdigem - Vermoim 4.

A necessidade de reformulação/reconstrução da subestação de Ermesinde, desencadeada pelo seu avançado estado de obsolescência, contemplou a alteração para 220 kV do seu nível de alimentação em MAT (antes a 150 kV). Presentemente, existem duas ligações a 220 kV para abastecimento via rede MAT a este injetor, as quais se encontram ligadas, de forma provisória, através de duas ligações em 'T' sobre duas ligações a 220 kV aéreas/subterrâneas, estabelecidas no eixo Valdigem/Recarei - Vermoim.

Estas duas ligações em 'T' sobre linhas de extensão apreciável (designadamente a linha Valdigem - Vermoim 4, com 73,9 km de comprimento) conduzem a uma configuração de menor fiabilidade na alimentação à subestação de Ermesinde, instalação esta localizada na periferia da cidade do Porto e com um elevado valor de consumo (na casa dos 210-215 MW em 2020-22). Face a esta situação, encontra-se previsto a abertura da subestação de Sobrado, localizada a norte das referidas ligações em 'T', equipada com autotransformação 400/220 kV e o nível de tensão de 220 kV, a partir do qual se passará a alimentar Ermesinde com melhor e adequada fiabilidade e segurança de continuidade de serviço.

A subestação do Sobrado está prevista ser também ponto de confluência de futura linha a 400 kV Pedralva - Sobrado, classificada pela CE com o estatuto de Projeto de Interesse Comum - *PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado na mais recente lista publicada em janeiro de 2016, contribuindo para a manutenção dos valores objetivo das capacidades de interligação internacional. A futura instalação do Sobrado revela-se assim necessária, também para que existam as condições necessárias à concretização do PIC 2.16.1.

Neste PDIRT a data de abertura da nova subestação de Sobrado encontra-se prevista para 2021, perto do final do primeiro quinquénio, mais tarde que o previsto em anteriores edições do PDIRT.

NOVA LIGAÇÃO A 220 kV ENTRE AS SUBESTAÇÕES DE RIO MAIOR E DE CARVOEIRA (PR1041 E PR1607)

Presentemente a subestação da RNT da Carvoeira é abastecida através de dois circuitos de 220 kV, os quais, no troço final de chegada a esta subestação, são suportados no mesmo conjunto de apoios. Significa isto que, em caso de ocorrência de um incidente grave que afete um ou mais dos apoios deste troço, o serviço prestado por este injetor da RNT poderá ficar interrompido, por um período de tempo cuja duração dependerá da gravidade do evento (recorde-se a ocorrência nesta zona Oeste, em finais de 2009, de um forte temporal, que levou à queda de várias infraestruturas

elétricas, em particular da RND, provocando interrupções de serviço, nalguns casos de duração relativamente prolongada).

Face a esta situação, com o objetivo de aumentar a segurança de abastecimento aos consumos que dependem da subestação de Carvoeira (cerca de 130 MW em 2020-22), está previsto, em 2020, a construção de um pequeno troço de linha, desde o traçado da linha Rio Maior - Carvoeira (num ponto desta linha anterior ao início do atual troço duplo de desvio para a Carvoeira) e a subestação da Carvoeira, criando uma segunda linha de apoios na alimentação à Carvoeira e obviando às restrições atrás descritas.

Para mais tarde, no período indicativo desta proposta de PDIRT, está considerado como hipótese, mas ainda a reavaliar em futuras edições do Plano, que este pequeno troço de linha possa vir a fazer parte de uma segunda alimentação à Carvoeira a partir de Rio Maior, no pressuposto de que a mesma possa tirar partido de uma nova linha de 400 kV a ser constituída entre Rio Maior e a zona de Lisboa (subestação de Fanhões), através da instalação nessa linha de um segundo circuito a 220 kV entre Rio Maior e Carvoeira.

4.4.2. Transformadores MAT/AT e painéis AT para apoio aos consumos

TRANSFORMADORES MAT/AT

O investimento em novas unidades de transformação de interligação entre os níveis de tensão de MAT e de AT decorre das obrigações do operador da RNT quanto à necessidade de assegurar o abastecimento dos consumos, onde se incluem as solicitações de capacidade de entrega formuladas pelo operador da RND.

Neste enquadramento, o reforço da capacidade de transformação MAT/AT nas instalações da RNT pode ser observado segundo quatro classes distintas, que podem ser classificadas nas seguintes categorias:

- ✓ Reforço da potência instalada - reforço da capacidade de transformação em subestações existentes, de forma a continuar a assegurar nessas instalações a segurança n-1 na alimentação aos consumos, em alinhamento com a sua evolução prevista e o desenvolvimento e/ou reconfiguração das redes da RND;
- ✓ Abertura de novo ponto injetor – criação na RNT de novos pontos de entrega à rede de distribuição, em cumprimento dos acordos estabelecidos com o operador da RND;
- ✓ Instalação de segundas unidades - instalação do segundo transformador para garantia de segurança n-1 na satisfação dos consumos em pontos injetores que entraram em serviço com apenas uma unidade instalada;
- ✓ Desclassificação/substituição de unidades obsoletas – quando os transformadores atingem o seu fim de vida útil (geralmente com um elevado número de anos de serviço), os mesmos são desclassificados ou substituídos, caso seja confirmada a necessidade de

reposição da potência instalada na subestação em causa. Esta classe de intervenções é objeto de desenvolvimento mais detalhado no subcapítulo 4.3.

Para aferir da existência de suficiente capacidade ou da necessidade de reforço da capacidade de transformação nas subestações existentes, analisando cada uma individualmente, toma-se como ponto de partida a previsão de evolução dos consumos a nível local efetuada com base nas previsões recebidas do operador da RND, verificando-se as cargas máximas de consumo local a abastecer em cada subestação da RNT, em observância dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT'. Os valores de ponta local aqui referidos, previstos para o valor de consumo a ser satisfeito por cada subestação da RNT no período 2018-2027, encontram-se listados no Anexo 11.

Genericamente, a necessidade de reforço da potência de transformação numa instalação da RNT ocorre quando o valor da sua potência instalada deixa de ser suficiente para, em n-1 e tendo em conta a evolução prevista da estrutura das redes da RND, abastecer a totalidade dos consumos afetos a essa instalação. Ao longo do tempo, o valor da carga em cada subestação da RNT varia, não apenas em função da taxa de evolução associada, mas também de reorganizações e reconfigurações da rede da RND, que podem conduzir à transferência de subestações da RND entre distintos pontos injetores da RNT, reduzindo a carga solicitada nuns injetores e aumentando noutros.

A criação de novos pontos injetores da RNT decorre de estudos conjuntos realizados pelos operadores da RNT e da RND sobre o desenvolvimento das redes na fronteira Transporte-Distribuição, nos quais são identificados os casos em que, face às condições locais da rede da RND existente, à evolução prevista para os consumos e à própria estrutura da RNT próxima, entre outros fatores, se revela ser técnica e economicamente mais favorável, a nível global do SEN, a criação de um novo ponto de apoio à RND a partir da RNT, em alternativa ao reforço continuado das redes de AT da RND e transporte de energia a maiores distâncias.

Os novos pontos injetores da RNT de entrega à RND, à exceção de alguns casos em zonas importantes de maior concentração de consumos, como é o caso de Lisboa e Porto, são, regra geral, criados com apenas um transformador em serviço na sua fase inicial, assumindo-se que a rede da RND existente à data ainda permite, durante um certo período de tempo, dar recurso integral aos consumos em causa no caso de falha desse único transformador, otimizando desta forma os custos para o SEN. Com o passar do tempo, por força da evolução dos consumos e das dinâmicas de alteração da estrutura própria das redes da RND, o referido recurso via RND vai normalmente reduzindo-se, deixando de ser suficiente para a satisfação da totalidade desse consumo. A instalação das segundas unidades nos novos pontos injetores da RNT, analisados caso a caso, mas tipicamente efetuada dois a três anos após a sua abertura, visa assegurar a garantia de segurança n-1 a esses consumos.

Não obstante, casos há em que a alimentação por apenas um transformador se mostra suficiente e adequada por um prazo bastante mais dilatado que o período de dois a três anos atrás referido, seja porque a rede da RND permite disponibilizar recurso integral à falha do ponto injetor por um período bastante mais dilatado (e.g. Ourique), seja porque a operação das redes com utilização de malhas fechadas entre pontos injetores da RNT via rede AT da RND se mostra tecnicamente viável (e.g. Pombal).

O Quadro 4-10 apresenta a comparação entre a capacidade de transformação atual e a ponta máxima em cada uma das subestações da RNT em que se propõem reforços de transformação para apoio à RND sem ser por substituição de unidades em fim de vida útil.

QUADRO 4-10

Adaptação da capacidade de transformação à evolução dos consumos

Subestação	Ano	Capacidade Transformação 'n-1' ⁽¹⁾ [MVA]	Ponta Máxima prevista ⁽²⁾ [MVA]
Pedralva	2018	0	29
Falagueira	2018	66	70
V.N.Famalicão ⁽³⁾	2021	0	181
Alcochete	2020	0	64
Ourique	2024	0	16

⁽¹⁾ Capacidade de transformação garantida em situação de contingência 'n-1' (incorporando a capacidade de sobrecarga temporária admissível conforme o estabelecido nos "Padrões de segurança para planeamento da RNT"), para a época sazonal mais restritiva tendo em consideração o perfil anual de carga na entrega à RND.

⁽²⁾ Valor provisional da ponta máxima na subestação de entrega à distribuição (época sazonal mais restritiva), para o horizonte temporal que compreende o reforço de transformação planeado.

⁽³⁾ Trata-se de um novo ponto injetor para reforço de alimentação da RND previsto para 2019, com o segundo transformador MAT/AT previsto para 2021.

Da observação do quadro anterior, constata-se que, para além do caso da subestação da Falagueira, todos os transformadores aqui indicados têm como destino novos pontos de alimentação à RND (caso de V. N. Famalicão) ou subestações em que existe apenas um único transformador (i.e., sem garantia de continuidade de serviço em caso de falha dessa unidade).

Atualmente encontram-se em serviço na RNT cerca de 20 transformadores com mais de 35 anos de operação. Nalguns casos, e fruto do estado da máquina e do desgaste apresentado pelos respetivos componentes, a manutenção em serviço destas máquinas representa um risco considerável, não só ao nível da segurança da operação da RNT, como também da continuidade do abastecimento dos consumos. A opção de 'recondicionamento' de um transformador com vista a prolongar o seu período de vida útil nem sempre é técnica e/ou economicamente viável, pelo que, caso a caso, é feita uma análise e avaliada a necessidade de desmantelamento da máquina e, existindo risco de falha no abastecimento dos consumos, tomada a decisão de aquisição de uma nova unidade de forma a assegurar a substituição necessária.

O Quadro 4-11 e o Quadro 4-12 em conjunto com a Figura 4-12, ilustram a evolução prevista para as necessidades de transformação MAT/AT para o período 2018-2027, de acordo com os compromissos com o ORD e as previsões de evolução de consumo acima referida. Para efeitos comparativos, apresenta-se a mesma previsão conforme as anteriores projeções do PDIRT 2016-2025 (no caso deste, somente para o período 2018 a 2025, comum a ambos os planos).

QUADRO 4-11

Evolução da capacidade de transformação MAT/AT para apoio a consumos

Subestação	Motivo	PDIRT 2018-2027		PDIRT 2016-2025 (apenas 2018 a 2025)	
		Potência [MVA]	Ano	Potência [MVA]	Ano
Período 2018-2020					
Pedralva	Segundo transformador	+140	2018	-	-
Setúbal	Desclassificação	-120	2018	-120	2017
Fernão Ferro	Desclassificação	-126	2018	-126	2018
Valdigem	Substituição	-126 +170	2018	-126 +170	2018
Falagueira	Reforço	+126	2018	+126	2018
V.N. Famalicão	Nova subestação	+170	2019	+170	2019
Carregado	Substituição	-120 +170	2020	-120 +170	2019
Alcochete	Segundo transformador	+170	2020	+170	2019
Período 2021-2027					
V.N.Famalicão	Segundo transformador	+170	2021	+170	2021
V.P. Aguiar	Substituição	-120 +170	2022	-	-
Rio Maior	Substituição	-126 +126	2022	-	-
Ourique	Segundo transformador	+126*	2024	-	-
Carregado	Substituição	-120 +170	2022	-120 +170	2020
Pereiros	Substituição	-126 +170	2022	-126 +170	2019

* Proveniente de outra subestação.

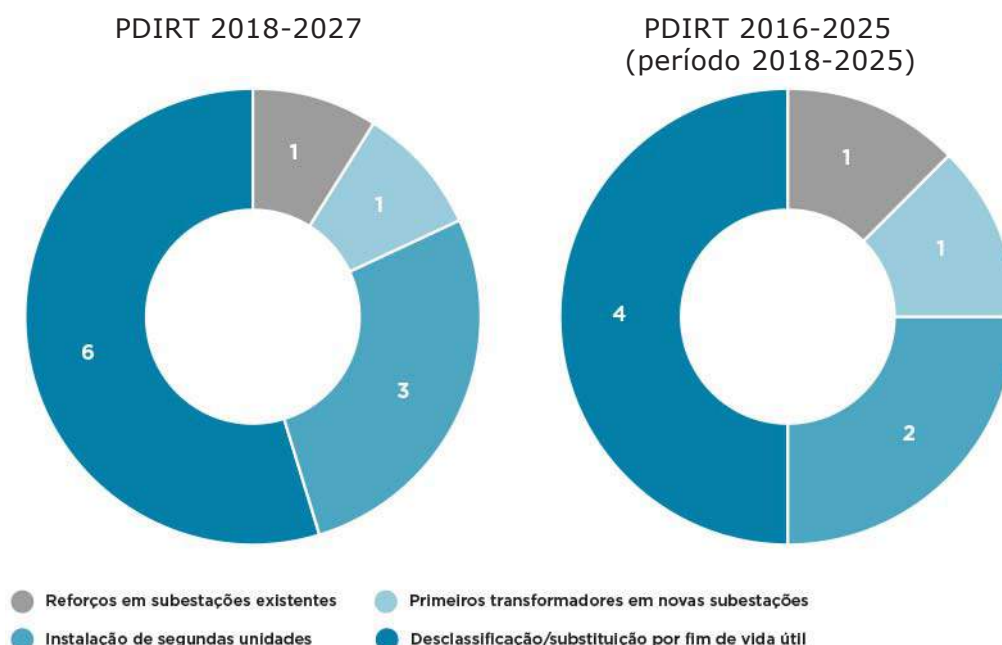
QUADRO 4-12

Síntese da evolução* da potência de transformação MAT/AT para apoio a consumos

Subestação	PDIRT 2018-2027		PDIRT 2016-2025 (apenas 2018-2025)	
	Nº unidades	MVA	Nº unidades	MVA
Reforços em subestações existentes	1	126	1	126
Primeiros transformadores em novas subestações	1	170	1	170
Instalação de segundas unidades	3	480	2	340
Desclassificações/Substituições por fim de vida útil*	-8	-984	-6	-738
	6	976	4	680
Total de novas máquinas	11	1 752	8	1 316
Saldo	3	768	2	578

* Não se encontram contabilizados os transformadores que, apesar de estarem previstos para este horizonte, são provenientes de outras subestações.

FIGURA 4-12

Distribuição das necessidades de novos transformadores por finalidade

Da análise do Quadro 4-12 observa-se, para o horizonte 2018-2027, a necessidade de 11 novos transformadores para subestações já existentes ou a entrar em serviço neste período, equivalendo a um montante global de 1 752 MVA. No mesmo período, são desclassificadas 8 unidades, correspondendo a 984 MVA. Neste contexto, no período de 10 anos de abrangência do presente Plano, prevê-se um acréscimo de 3 unidades, com um total de 768 MVA de potência de transformação MAT/AT.

Em comparação com o Plano anterior constata-se nesta nova proposta de Plano, que, não só não está previsto nenhum novo ponto de alimentação à RND que não estivesse no anterior, como também se retirou um (Almargem do Bispo). Como novos pontos de entrega à RND existe apenas um caso, em Vila Nova de Famalicão, também documentado no PDIRD da EDP Distribuição (págs. 97, 108 e 109 do Relatório do PDIRD 2017-2021 e págs. 16 e 17 do respetivo Anexo 7).

Por outro lado, foi identificada a necessidade de adquirir para a subestação de Pedralva um novo transformador 150/130 kV (a funcionar como reserva parada), para evitar potenciais cortes na alimentação a consumos perante uma falha prolongada do único transformador da RNT de apoio à RND existente nesta instalação.

Ao nível da necessidade de aquisição de transformadores para substituição de unidades existentes em final de vida útil, verifica-se um acréscimo de 2 transformadores na medida em que se identificou a necessidade de desclassificação de 2 unidades existentes. Esta diferença, face ao PDIRT anterior é, em parte, justificável pelo facto de que no PDIRT anterior só estavam identificadas as necessidades de substituição/desclassificação de transformadores até ao horizonte de 2020.

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES À RND

O Quadro 4-13 apresenta, ordenado por ano previsto de entrada em serviço, o conjunto de solicitações do operador da RND relativamente à disponibilização de novos painéis de linha AT nas subestações da RNT para apoio à sua rede.

QUADRO 4-13

Painéis de linha AT para novas ligações à RND

Subestação RNT	Designação do Painei	Ano
Período 2018-2020		
Pocinho	Pocinho	2018
Castelo Branco	Talagueira 2	2019
V.N.Famalicão	Lousado	2019
	Requião	2019
Vila Fria	S.Romão de Neiva 2	2020
Período 2021-2027		
V.N.Famalicão	Beiriz	2021
	Vila do Conde	2021
Sines	Sto. André	2022

4.4.3. Coordenação entre o PDIRT e o PDIRD

O Planeamento da RNT, em conformidade com a legislação em vigor, deve ter em consideração e ser coordenado com o planeamento das redes que se interliga, nomeadamente com a Rede Nacional de Distribuição - alínea d) do n.º 5 do art.º 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação. A coordenação entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição é um processo contínuo, que faz parte dos pressupostos e metodologias inerentes ao exercício de planeamento da RNT. Esta cooperação encontra substância, em particular, nas reuniões formais de coordenação que ocorrem, com regularidade, entre as concessionárias das respetivas redes, envolvendo as direções de planeamento e outras áreas operacionais.

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

Neste contexto, os projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, assim como a sua calendarização, encontram ligação com a mais recente informação referente às necessidades e solicitações do ORD, alinhados com a evolução previsional dos consumos e/ou desenvolvimentos previstos nas redes da RND que impactam diretamente na operação da RNT.

Nos quadros seguintes encontram-se documentados os Projetos Base de investimento para alimentação à RND, nomeadamente a abertura de novos PdE e novas ligações da RND aos atuais PdE da RNT, mencionando-se, quando aplicável, a respetiva referência no PDIRD 2016 e no PDIRD 2014, este último aprovado pelo Concedente.

QUADRO 4-14

Abertura de novos Pontos de Entrega da RNT

PdE da RNT	Designação do projeto	PDIRT (2018-27)	Data	PDIRD 2017-21		PDIRD 2015-19 ⁽¹⁾	
				Referência	Data	Referência	Data
V. N. de Famalicão	PRO633 – Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	2019	2019	Relatório: pág. 97, 108 e 109; Anexo 7: pág. 16 e 17;	2018	Relatório: pág. 74 e 83; Anexo 6: pág. 19;	

⁽¹⁾ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o horizonte 2015-2019, aprovado pelo Concedente.

QUADRO 4-15

Painéis de linha AT para ligação à RND

PdE da RNT	Designação do projeto	PDIRT (2018-27)	PDIRD 2017-21		PDIRD 2015-19 ⁽¹⁾	
			Data	Referência	Data	Referência
Pocinho	Pocinho	2018 ⁽²⁾	2017	Relatório: pág. 112; Anexo 7: pág. 28 e 29;	-	-
Castelo Branco	Talagueira 2	2019 ⁽³⁾	-	-	-	-
V. N. Famalicão	Lousado e Requião	2019	2019	Relatório: pág. 97, 108 e 109; Anexo 7: pág. 16 e 17;	2018	Relatório: pág. 74 e 83; Anexo 6: pág. 19;
	Beiriz e Vila do Conde	2021	2021	Relatório: pág. 97, 108 e 109; Anexo 7: pág. 44 e 45;	2019	Relatório: pág. 74 e 83; Anexo 6: pág. 19;
Vila Fria	S. Romão de Neiva 2	2020	2020	Relatório: pág. 98 e 109; Anexo 7: pág. 30 e 31;	Após 2019	Relatório: pág. 83; Anexo 6: pág. 19;
Sines	Sto. André	2022 ⁽⁴⁾	-	-	2019	Relatório: pág. 107; Anexo 6: pág. 107;
Penela	Pontão	- ⁽⁵⁾	2020	Relatório: pág. 98 e 120; Anexo 7: pág. 60 e 61	2018	Relatório: pág. 92; Anexo 6: pág. 52

⁽¹⁾ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o horizonte 2015-2019, aprovado pelo Concedente.

⁽²⁾ Em reunião de coordenação de planeamentos RNT/RND, realizada em momento posterior ao da apresentação pelo ORD da proposta de PDIRD 2017-2021, ficou decidido prever neste PdE um painel de 60 kV para ligação à futura subestação AT/MT neste local, totalmente integrada na RND e localizada em terreno destacado da instalação do Pocinho da RNT.

⁽³⁾ Em reunião de coordenação de planeamento RNT/RND, realizada em momento posterior ao da apresentação pelo ORD da proposta de PDIRD 2017-2021, ficou decidido prever neste PdE um painel de 60 kV para uma segunda ligação à subestação de Talagueira da RND.

⁽⁴⁾ O novo painel St. André, anteriormente previsto para 2019, encontra-se agora adiado para 2022 (fora do horizonte do PDIRD 2017-2021), em resultado das evoluções mais recentes nas necessidades da RND e já articuladas com o ORD.

⁽⁵⁾ Em reunião de coordenação de planeamentos RNT/RND, realizada em momento posterior ao da apresentação pelo ORD da proposta de PDIRD 2017-2021, foi decidido retirar dos Planos do ORD e ORD este painel de 60 kV, que se destinava a uma ligação à subestação da RND de Pontão.

4.4.4. Gestão da Reativa

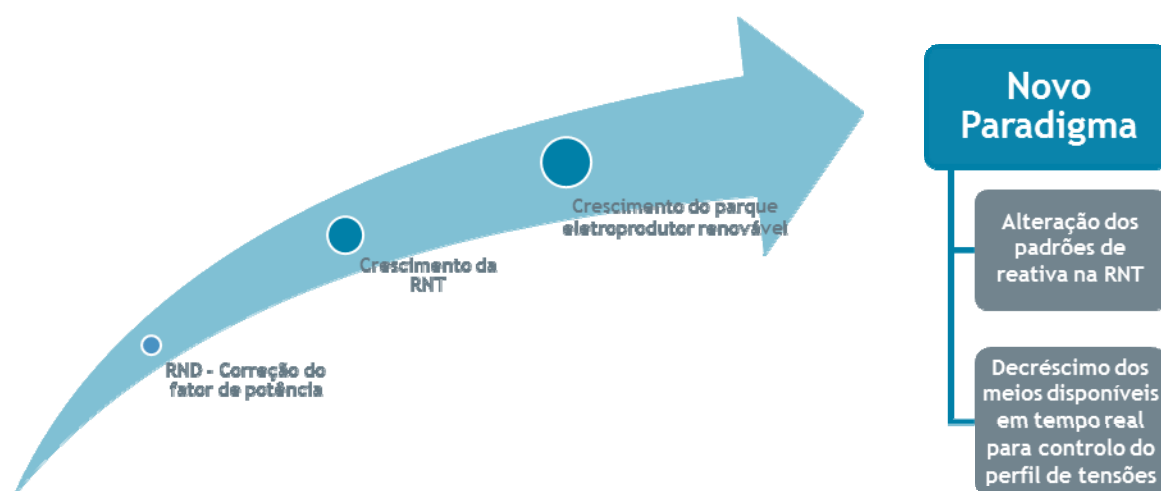
CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema Elétrico Nacional tem-se deparado com uma mudança de paradigma no que respeita à reativa nas redes, com impacto ao nível dos perfis de tensão na RNT, tornando mais exigente o seu controlo em largos períodos de tempo. Esta mudança resultou, nomeadamente, de um conjunto de alterações ao nível dos requisitos regulamentares relacionados com a reativa, seja no que se refere

à regulamentação da sua produção, nomeadamente no que se refere à renovável eólica, seja no que tem que ver com o consumo e respetivo tarifário. Também o crescimento da Rede Nacional de Transporte, em particular no nível de tensão de 400 kV, de forma a ir ao encontro dos objetivos nacionais de política energética, aliado a um aumento significativo da componente de produção renovável eólica no *mix* de produção (conduzindo a uma redução do número de geradores síncronos clássicos em operação na rede, os quais possuem maior capacidade e flexibilidade de controlo da reativa), constituem outros fatores contribuindo para este paradigma (Figura 4-13).

FIGURA 4-13

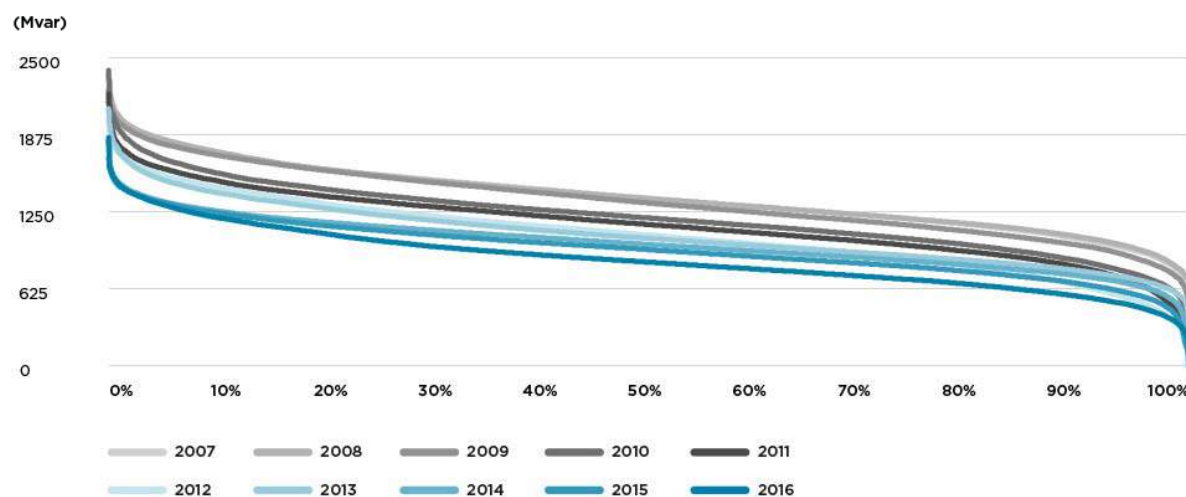
Gestão de reativa (Paradigma)



Na Figura 4-14 pode observar-se uma redução sustentada no tempo do trânsito de reativa verificado no sentido da RNT para a RND e clientes MAT, passando de um valor médio de 1 359 Mvar em 2007 para 846 Mvar em 2016.

FIGURA 4-14

Trânsito de reativa verificado no sentido da RNT para a RND e clientes MAT



Esta realidade, ao abranger toda a cadeia de valor, desde a produção, passando pela RNT, RND e chegando ao próprio consumidor final, tem conduzido a condições de operação com excesso de reativa na RNT³⁴, com as subseqüentes dificuldades no controlo de tensão, fundamentalmente ao nível dos 400 kV.

Na gestão da RNT, face aos níveis de tensão verificados, em particular nos regimes de vazio, o ORT continua a ser confrontado com condições extremas de operação nalgumas zonas da RNT para as quais se vê forçado a realizar alterações topológicas de rede. De facto, não obstante a melhoria registada nos anos mais recentes com a entrada em serviço de 1 115 Mvar em reatâncias *shunt*, o ORT continua, ainda assim, a ver-se obrigado a colocar fora de serviço um conjunto de linhas, com o objetivo de conseguir controlar os perfis de tensão na RNT, não obstante os inconvenientes operacionais e aumento de risco sistémico que tal opção apresenta.

Refere-se a este propósito que o duplo efeito negativo que resulta do corte de correntes maioritariamente capacitivas e de uma frequência elevada de manobras, sujeita os equipamentos da rede a condições de operação para as quais não foram concebidos, reduzindo os índices de confiabilidade e de segurança dos mesmos. Por outro lado, o recurso sistemático a alterações topológicas de rede impõe necessariamente uma perda de fiabilidade do sistema, sendo neste caso o risco tanto maior quanto maior a necessidade de compensação de reativa e mais elevado o número de linhas fora de serviço. Adicionalmente, este recurso contém limitações no controlo (eficiente) dos perfis de tensão, dado que, para minimizar os potenciais efeitos negativos decorrentes da perda de fiabilidade do sistema inerente a esta estratégia, os elementos da RNT que se permite colocar fora de serviço podem não constituir (e não constituirão) o ótimo do ponto de vista de controlo de tensões. Fator também não despreciable tem que ver com a maior probabilidade de ocorrência de falha humana, num conjunto muito mais alargado de manobras de rede em situações de recurso, não previstas no que são os regimes normais de operação.

Face ao exposto, considera-se que o recurso à alteração topológica de rede não é uma solução efetiva na gestão diária do sistema, quer por razões de segurança da rede, quer pela exposição da aparelhagem MAT a condições operacionais para as quais não foi concebida (projetada para uma aplicação e utilização típica de um painel de linha), conduzindo, por um lado a um desgaste prematuro do equipamento, cujos custos reais excedem a mera oneração por redução de vida útil devido ao desgaste, e por outro, a uma redução dos índices de confiabilidade e segurança dos próprios equipamentos. Avaliando os riscos em causa, o ORT entende que o recurso à alteração topológica de rede deve cingir-se apenas a situações específicas de operação da RNT e de carácter pontual, e que, ao invés, o recurso a reatâncias *shunt* revela-se sim uma solução sustentada, eficaz, eficiente e adequada para o controlo dos perfis de tensão.

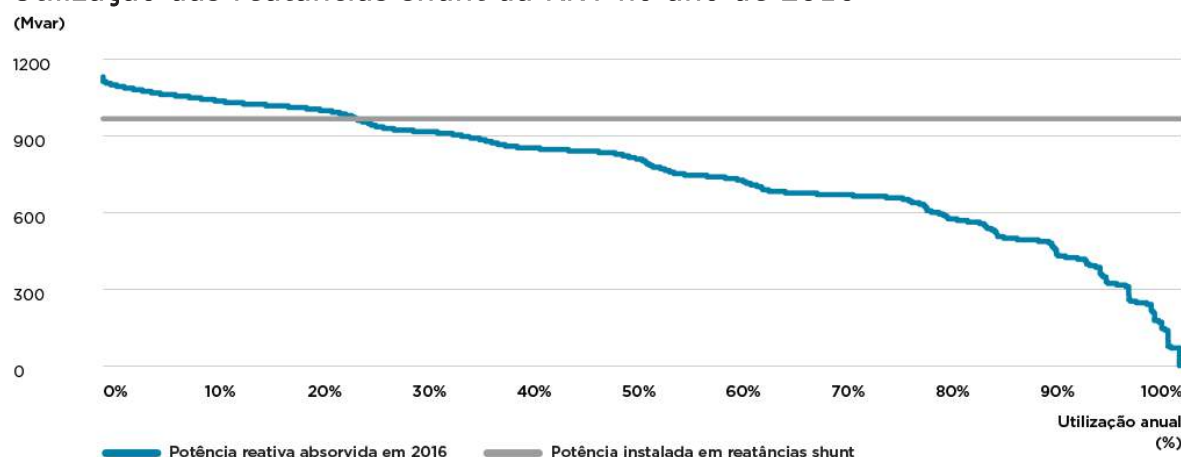
De registar que o fenómeno de tensões elevadas nas redes afeta igualmente outras congéneres europeias, como por exemplo a Red Eléctrica de España (REE, de Espanha), a Réseau de Transport Electricité (RTE, de França), a National Grid (NGC, do Reino Unido) e a Terna (de Itália), nas quais a abordagem seguida tem passado, igualmente e em larga medida, pela instalação de meios de absorção de reativa.

³⁴ A energia reativa gerada pelos elementos da RNT (nomeadamente linha aéreas de 400 kV e cabos subterrâneos), torna-se superior ao somatório das perdas de reativa na própria rede com o consumo da RND (clientes em AT e tensões inferiores) e clientes MAT.

Na Figura 4-15, ilustra-se a utilização das reatâncias *shunt* da RNT no ano de 2016³⁵. Com base na análise da figura pode observar-se que, em quase 90 % do tempo ocorreu a absorção de reativa na RNT através de reatâncias *shunt*, num montante de Mvar igual ou superior a metade da sua capacidade instalada. Por outro lado, é também visível que, em cerca de 20 % do tempo foi absorvido um montante global de reativa superior ao valor total da potência instalada em reatâncias *shunt* (tensões na rede mais elevadas e/ou utilização de tomadas extremas).

FIGURA 4-15

Utilização das reatâncias *shunt* da RNT no ano de 2016



SOLUÇÕES ALTERNATIVAS PARA IMPLEMENTAÇÃO EM MAT

Atualmente, as soluções alternativas à utilização de reatâncias *shunt*, disponíveis para implementação em MAT, para além dos clássicos Compensadores Síncronos (para o mesmo valor de potência com um custo mais elevado), pertencem à família das tecnologias 'Flexible AC Transmission System' (FACTS), destacando-se os 'Static Var Compensator' (SVC) e os 'Static Synchronous Compensator' (STATCOM).

Os FACTS são no presente reconhecidos como uma tecnologia madura. No entanto, quando comparados com as reatâncias *shunt*, o seu custo de aquisição e instalação é ainda bastante elevado. Acresce a este facto, que a área de terreno necessário para implementação dos FACTS é apreciavelmente superior à das reatâncias *shunt*, o que poderia vir a constituir, em caso de opção por essa solução, um fator restritivo numa boa parte das instalações da RNT.

Neste contexto e face às condições de funcionamento do SEN, que se caracteriza por variações de consumo suaves (embora não apenas sazonais, mas também diárias ou horárias), a opção pela utilização de reatâncias *shunt*, que apresenta um custo por Mvar mais reduzido e de valor bastante inferior ao das outras opções, continua a representar a melhor solução técnico-económica para o fim em vista. Assim, a opção pela família das tecnologias FACT deve cingir-se a projetos cuja principal finalidade seja reforçar os meios para controlo dinâmico da tensão no SEN.

³⁵ Na figura em análise apresenta-se a utilização anual do conjunto de reatâncias *shunt* de Armamar, C. Branco, Fanhões, Paraimo, Portimão, R. Maior, Tábua e Tavira, ascendendo a um montante total de potência instalada de 965 Mvar. Não se encontra aqui representada a contribuição da reatância *shunt* de 150 Mvar de Pedralva, uma vez que esta foi colocado em serviço já no final do ano de 2016.

4.5. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

4.5.1. RTS

ENQUADRAMENTO

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS). Nesse sentido, e com objetivo de assegurar as condições adequadas à operação da RNT e gestão técnica global do SEN, o plano de investimentos no desenvolvimento da RTS observará os seguintes princípios orientadores:

- Garantir a disponibilização dos serviços de comunicações indispensáveis à operação da RNT, com níveis adequados de fiabilidade e desempenho;
- Promover a evolução tecnológica com vista à obtenção de condições técnicas alinhadas com as necessidades dos processos de operação da RNT;
- Evoluir no sentido da convergência, padronização e simplificação tecnológica, numa lógica de maximização da eficiência dos investimentos e recursos.

COBERTURA ATUAL

A RTS da REN é constituída por sistemas de transmissão de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica associadas às linhas MAT, e complementada com ligações via rádio por feixes hertzianos para redundância de serviços críticos e para pontos de presença onde a cobertura da rede ótica é insuficiente. A estrutura principal da RTS é baseada em tecnologia ótica SDH/DWDM, sobre a qual assentam as redes de serviços (Voz, IP/MPLS, Teleproteções e PDH). A Figura 4-16 e a Figura 4-17 ilustram, respetivamente, a atual cobertura das redes ótica SDH/DWDM e de rádio por feixes hertzianos.

EVOLUÇÃO DA REDE

Diretamente relacionados com o plano de evolução da RNT estão previstos investimentos para a expansão da RTS às novas instalações da RNT, para adequação das infraestruturas já existentes face às alterações topológicas da RNT, assim como para interligação a instalações de utilizadores da RNT.

FIGURA 4-16

Cobertura atual da rede ótica

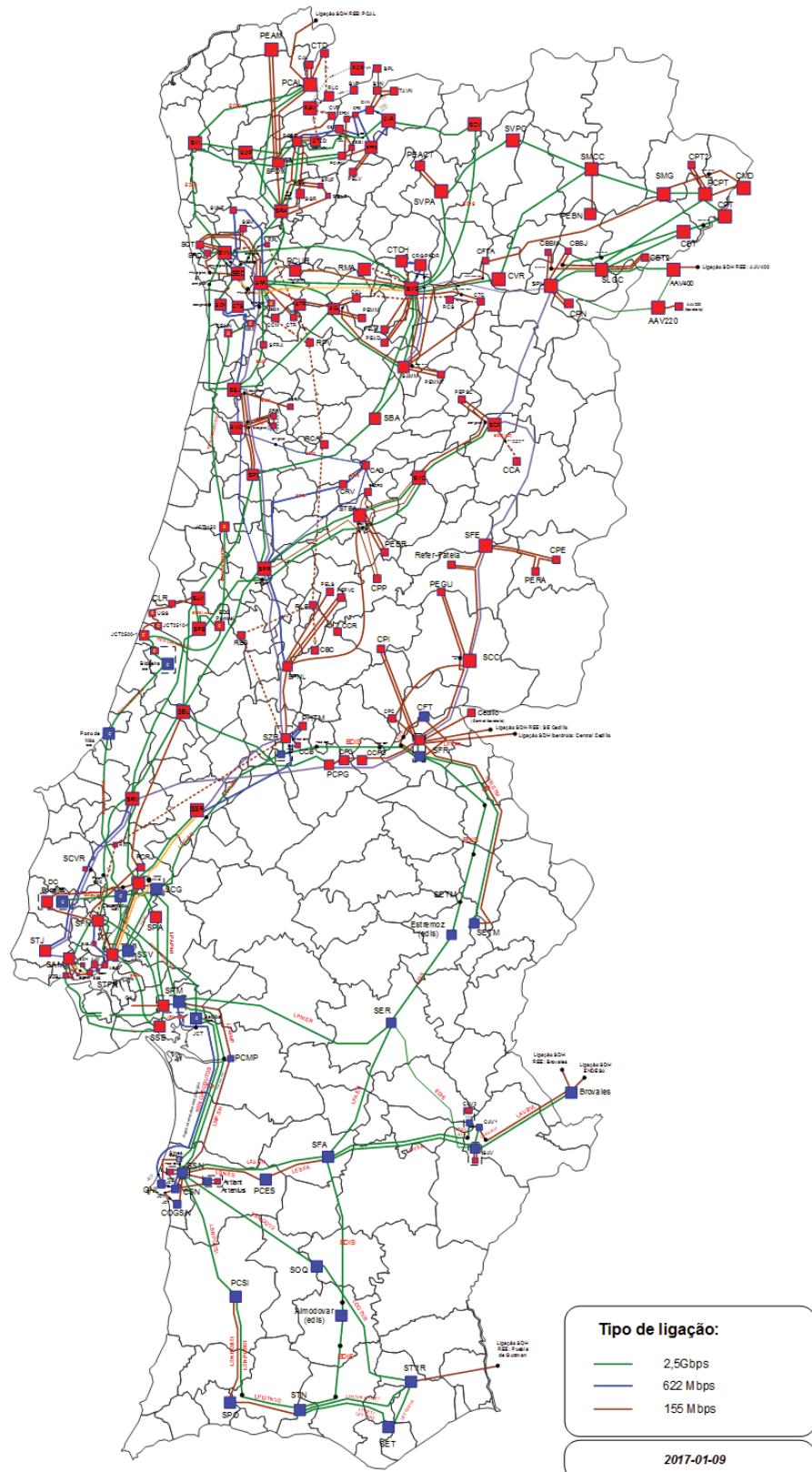
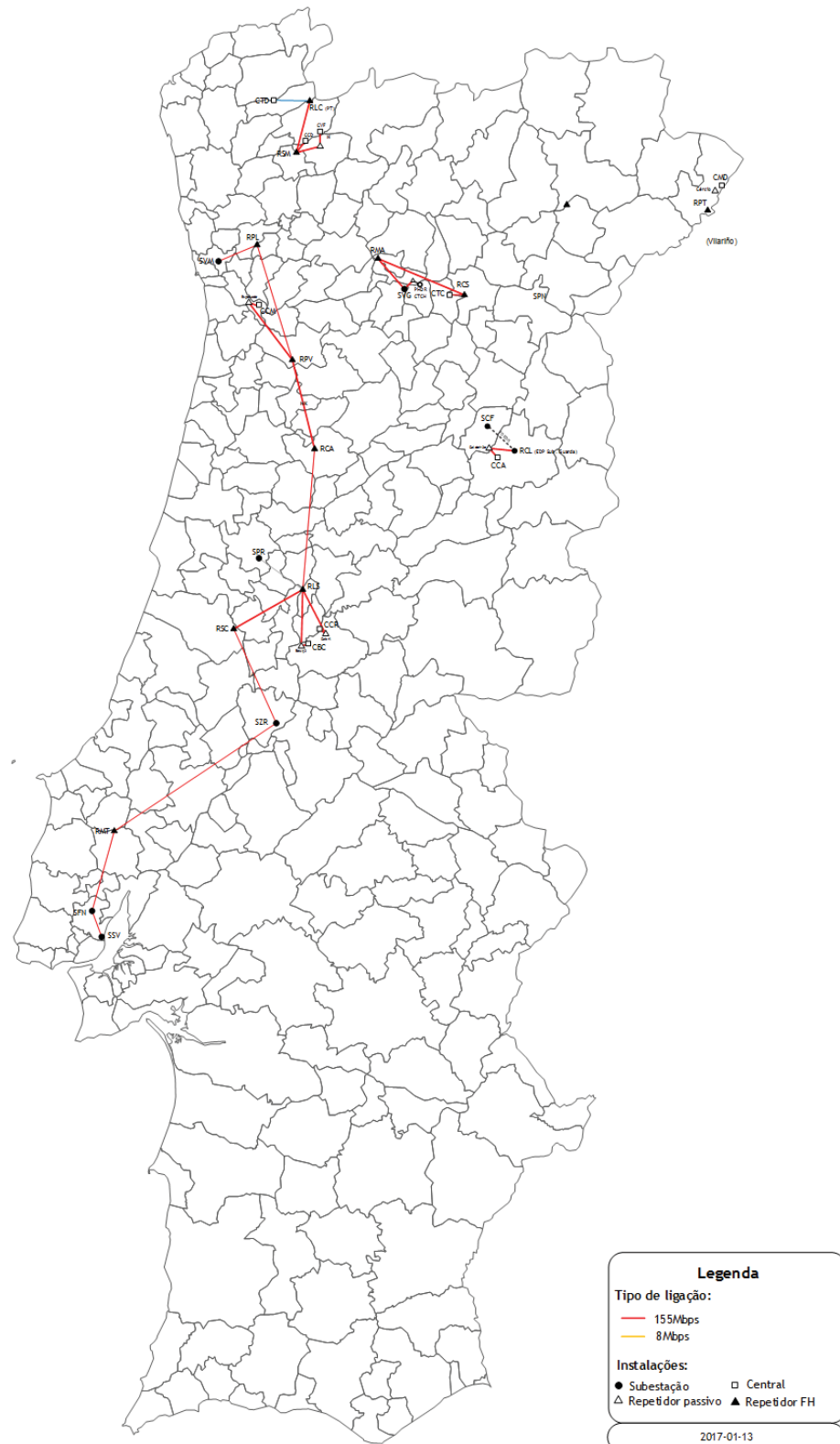


FIGURA 4-17

Cobertura atual da rede de rádio



No sentido de potenciar a eficácia dos processos previstos para expansão e evolução tecnológica dos sistemas associados ao funcionamento e operação da RNT (e.g., sistemas de alimentação, de comando e controlo, de proteção, de segurança contra intrusão, de telecontagem, de monitorização da qualidade da onda de tensão), estão previstos investimentos ao nível da melhoria de eficiência dos processos de operação e manutenção, destacando-se a implementação de tecnologia de comunicações de alto débito para permitir a monitorização e operação remota e em tempo real desses sistemas, contribuindo assim para uma melhoria na monitorização dos ativos, na qualidade do serviço prestado e na análise de incidentes.

No domínio da evolução tecnológica dos sistemas utilizadores da RTS, estão previstos investimentos com vista à generalização do uso de tecnologia de transmissão de maior largura de banda para a função de proteção diferencial de linha, na cobertura integral de interligações do tipo IP para a interligação das unidades remotas (RTU) aos sistemas SCADA, assim como na implementação massificada de sistemas de comunicações Ethernet/IP que promovam o acesso e recolha mais eficiente da informação gerada pelos sistemas acima indicados, permitindo uma análise mais célere e compreensiva do estado e condições desses ativos, para além dos incidentes que ocorram na RNT e nas redes a esta ligadas.

Fruto de forte evolução tecnológica verificada na última década, tanto no domínio dos sistemas de telecomunicações, como dos sistemas inteligentes associados à RNT, assiste-se a uma fase de transição entre uma forte utilização de serviços de comunicações do tipo *legacy* suportados em tecnologia TDM (*Time Division Multiplexing*), para um paradigma de utilização de serviços de comunicações padronizados baseados em tecnologia Ethernet/IP de redes partilhadas. A velocidade a que se verifica esta transição é, contudo, condicionada pelos ciclos de vida dos sistemas inteligentes associados à RNT, com duração mais prolongada que os sistemas de telecomunicações. Face a este cenário, torna-se necessário prosseguir os investimentos em tecnologias de rede do tipo Ethernet/IP, numa lógica de adoção de redes convergentes, e simultaneamente garantir a renovação das plataformas TDM que se encontrem obsoletas ou em fim de vida, quando necessário para assegurar as comunicações entre sistemas críticos à exploração da RNT com requisitos de comunicações TDM, nomeadamente os sistemas de proteção de linhas da RNT.

Paralelamente, e ainda na vertente de apoio aos sistemas de proteção das linhas da RNT, prevê-se a continuação da substituição e atualização tecnológica dos sistemas de teleproteções por outros mais eficientes, melhorando a sua operação e manutenção. Ainda neste domínio prevê-se que sejam levados a cabo estudos e provas de conceito com vista à futura adoção de novas tecnologias de comunicações não determinísticas assentes em IP/MPLS onde atualmente se requerem exclusivamente comunicações TDM síncronas ponto a ponto.

Fruto das tendências de evolução anteriormente referidas, prevê-se que no período 2018-2027, tanto nas novas instalações como nas instalações já existentes que sejam alvo de remodelação, se assista a uma redução gradual da utilização de serviços suportados em tecnologias de *core* TDM, e um aumento de serviços de comunicações Ethernet/IP suportados em tecnologia IP/MPLS.

4.5.2. Gestão do sistema e operação da rede

O operador da RNT desenvolve parte substancial da sua atividade, de operação da rede de transporte, gestão técnica global do SEN e das interligações, através de dois centros essenciais: o Centro de Despacho e o Centro de Operação da Rede. Estes dois centros do Gestor do Sistema (GS) encontram-se constituídos em duas instalações diferentes e geograficamente afastadas,

constituindo cada um deles “*backup*” do outro. O funcionamento contínuo destes centros exige uma rede de telecomunicações de segurança e um ‘*Data Center*’ com elevado desempenho.

O centro de despacho do Sistema Elétrico Português está interligado em tempo real com os seguintes centros de despacho:

- ✓ O Despacho da sua congénere espanhola REE, que é uma condição essencial para a coordenação inter TSOs da operação dos sistemas interligados;
- ✓ Os despachos da EDP Distribuição, com vista a trocar informações das respetivas redes na zona da fronteira transporte-distribuição;
- ✓ Os despachos de produção eólica, com vista a receber em tempo real o maior número possível de informações sobre esse tipo de produção renovável.

Na vertente de Operação do Sistema e Operação de Mercados são necessárias várias alterações de processos e novas aplicações informáticas para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus, nomeadamente as “System Operation Guidelines”, o “Capacity Allocation and Congestion Management” e o “Electricity Balancing Guidelines”.

A plataforma informática de gestão do sistema de interruptibilidade dos consumidores tem que ser adaptada aos novos requisitos de ensaios periódicos com interrupção parcial do consumo e às novas modalidades de prestação deste serviço que vierem a ser definidas por lei.

Para o desempenho das funções relacionadas com a Área de Mercados encontra-se previsto a remodelação e ampliação do sistema de telecontagem (*upgrade* de versão do sistema central e ampliação para mais pontos de medição e aproximação da contagem ao tempo real) e a atualização evolutiva do sistema de liquidação (adaptação da plataforma do sistema de liquidação a novos requisitos regulamentares que afetem a faturação das tarifas de acesso à RNT).

Dado o estado de obsolescência da atual plataforma de software do SCADA/EMS (adquirida em 1998) e pela descontinuidade de atualizações e melhorias por parte do respetivo fabricante, será necessário proceder a um profundo *upgrade*, não só ao nível do *software* como também ao nível do *hardware* da referida aplicação.

REINSTALAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO NACIONAL

O edifício onde está implementado atualmente o Centro de Despacho, foi concebido e encontra-se em exploração há aproximadamente 30 anos, não possuindo as funcionalidades técnicas e de organização de espaços que assegurem a compatibilização, exploração e gestão eficiente das instalações técnicas de suporte de acordo com os atuais requisitos de fiabilidade. O edifício não possui sistemas independentes de alimentação elétrica para aqueles espaços vitais, apresenta pouca eficiência energética, existindo ainda a necessidade de remodelação integral do sistema de AVAC³⁶, por reduzida eficácia e devido à proibição legal, após 2014, de utilização do fluido que equipa o sistema atual. O tempo de vida útil dos materiais de revestimento das paredes, tetos e pavimentos foi já atingido, promovendo risco acrescido de incêndio e de infiltrações, as quais são

³⁶ Aquecimento, Ventilação e Ar condicionado.

já evidentes em dias de precipitação continuada e persistente, afetando salas técnicas e os seus equipamentos.

Assim, numa visão de desenvolvimento estratégico da RNT, prevê-se a implementação do Centro de Despacho Nacional no edifício de comando da antiga subestação de Sacavém 150/30 kV, através da remodelação total da envolvente exterior e interior do edifício com a implementação de sistemas de energia ininterrupta e socorrida, comunicações, segurança e sistemas de AVAC de modo a aumentar a fiabilidade, melhorar a eficiência e as condições técnicas e laborais de uma instalação estratégica da RNT, permitindo assim que uma das primeiras instalações da RNT volte a fazer parte do futuro da Rede, acolhendo um dos seus centros fundamentais para o desempenho adequado da rede de transporte e do SEN.



5

PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO

REN 

5.1. ENQUADRAMENTO

O grupo dos Projetos Complementares incorpora aqueles projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que também não representam compromissos já assumidos com o ORD traduzidos no PDIRD.

Os Projetos Complementares são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da realização efetiva dos Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais o ORT não controla e que no atual contexto se revelam difíceis de estimar, conduziu à sua diferenciação introduzida nesta proposta de Plano. O ORT tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

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

- ✓ Integração de mercados e concorrência (reforço das capacidades de interligação com Espanha, ao encontro dos objetivos do MIBEL; Integração de centrais do PNBEPH);
- ✓ Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT; alimentação à RND no Alto Alentejo);
- ✓ Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas ao parque produtor térmico);
- ✓ Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar;
- ✓ Sustentabilidade (alterações à RNT no ADV e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

Atendendo à estrutura malhada própria das redes de transporte de energia elétrica (diferente das redes de distribuição, com componente radial muito elevada), os investimentos na RNT favorecem a adoção de soluções que conjuguem uma resposta simultânea e integrada a mais do que uma necessidade de rede. Nesta linha, conforme se verá mais adiante, alguns dos Projetos Complementares descritos neste capítulo concorrem para dar resposta a mais do que um Indutor.

Relativamente a estes projetos, o ORT considera viável a sua realização. No entanto, tendo presente a dependência externa e incerteza associada, e sem prejuízo de uma análise caso a caso, para a generalidade dos Projetos Complementares não iniciados deve ser acautelado um período

mínimo tipicamente de três anos, entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

Para estes projetos, cuja efetiva realização e calendário associado não depende da iniciativa própria do ORT, a proposta de PDIRT não lhes atribui um ano específico para entrada em exploração, pois, como referido, essa data não depende exclusivamente do ORT. Não obstante, considerando a informação que é de domínio público e a que decorre de contatos havidos com potenciais interessados, na elaboração desta proposta de Plano o ORT admitiu para estes projetos, como base de trabalho para efeitos da realização de estudos de cenarização, intervalos de anos dentro dos quais a sua realização pode vir a ter lugar, mas estando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

No Quadro 5-1 apresentam-se os Indutores acima referidos em conjugação com os Projetos Complementares da RNT que lhes estão associados, bem assim como intervalos de datas indicativos nos quais, para efeitos de cenarização, se considerou que esses projetos podem vir a ter lugar.

QUADRO 5-1

Caracterização dos Projetos Complementares

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X				
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X				
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	X				
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	X				
Alimentação a Cliente em MAT		X			
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X		
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)		X	X	X	
Nova subestação de Divor (2 fases)		X	X	X	
Criação do ponto injetor em Pegões		X			
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira				X	
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	X				
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X

5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

5.2.1. Montantes individuais dos projetos

No presente capítulo apresentam-se as estimativas de investimento, quer em termos de CAPEX quer em termos do valor de Transferências para Exploração, para o conjunto dos Projetos Complementares.

O Quadro 5-2 apresentam os valores correspondentes às Transferências para Exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização. Também se apresentam os respetivos valores de investimento em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência fixados pela ERSE em 2014. Para promover uma melhor perceção do seu potencial reflexo nas tarifas³⁷, apresentam-se ainda os valores a custos totais (incorporam os custos a CDE, adicionados dos encargos de estrutura e gestão e financeiros do ORT).

³⁷ Os valores de investimento que materializam o programa de pagamentos de cada projeto acompanham os valores de transferência, dependendo do plano de pagamentos que se ajusta às condições de mercado, mas que no cômputo global correspondem, a menos das participações de promotores, aos valores das transferências.

QUADRO 5-2

Projetos Complementares – Valores de Transferências para Exploração

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€]		Indutor de desenvolvimento				
		CDE	Custos Totais	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Sustentabilidade	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	2019-2020	35,3	40,9	X				
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	36,2	41,9	X				
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	2022-2024	97,3	112,7	X				
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	2022-2023			X				
Alimentação a Cliente em MAT	2020-2022	8,3	9,6		X			
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa	2024-2025	33,3	38,6			X		
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)	2019-2021	32,4	37,5		X	X	X	
Nova subestação de Divor (2 fases)	2019-2021 2023-2024	16,3	18,9		X	X	X	
Criação do ponto injetor em Pegões	2026-2027	5,5	6,4		X			
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira	2024-2026	58,0	67,2				X	
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	Em estudo	Em análise*	Em análise*	X				
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2025-2026	9,8	11,3					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)	2025-2027	50,5	58,5					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)	2025-2027	43,3	50,1					X

* O projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo será totalmente financiado com subsídios.

5.2.2. Cenarizações para diferentes perspectivas de datas de entrada em serviço dos projetos complementares

Considerando a incerteza quanto a uma data efetiva para entrada em serviço de cada um dos Projetos Complementares, para além da sua própria realização, apresentam-se nesta secção três diferentes cenários como hipóteses para a entrada em operação deste conjunto de projetos. Este exercício de cenarização visa promover uma melhor perceção do eventual impacto que estes Projetos Complementares podem implicar, quer no CAPEX, quer nas Transferências para Exploração do ORT, tendo por base os pressupostos desta proposta de plano apresentados no capítulo 3. Estes cenários foram contruídos com base nos pressupostos desta proposta de Plano, apresentados no referido capítulo 3. e contemplam as seguintes alternativas:

- ✓ Cenário 1: '*Cenário de antecipação*'
(Transferências para exploração a ocorrer na data mais próxima no intervalo apresentado nos pressupostos deste Plano, significando um cenário mais gravoso para o impacto nas tarifas decorrente da realização destes projetos no período 2018-2027);
- ✓ Cenário 2: '*Cenário intermédio*'
(Transferências para exploração a ocorrer em datas intermédias no intervalo apresentado nos pressupostos deste Plano, diluindo o impacto nas tarifas decorrente da realização destes projetos no período 2018-2027);
- ✓ Cenário 3: '*Cenário de adiamento*'
(Transferências para exploração a ocorrer no extremo superior do intervalo apresentado nos pressupostos deste Plano, minimizando o impacto tarifário decorrente da realização destes projetos no período 2018-2027).

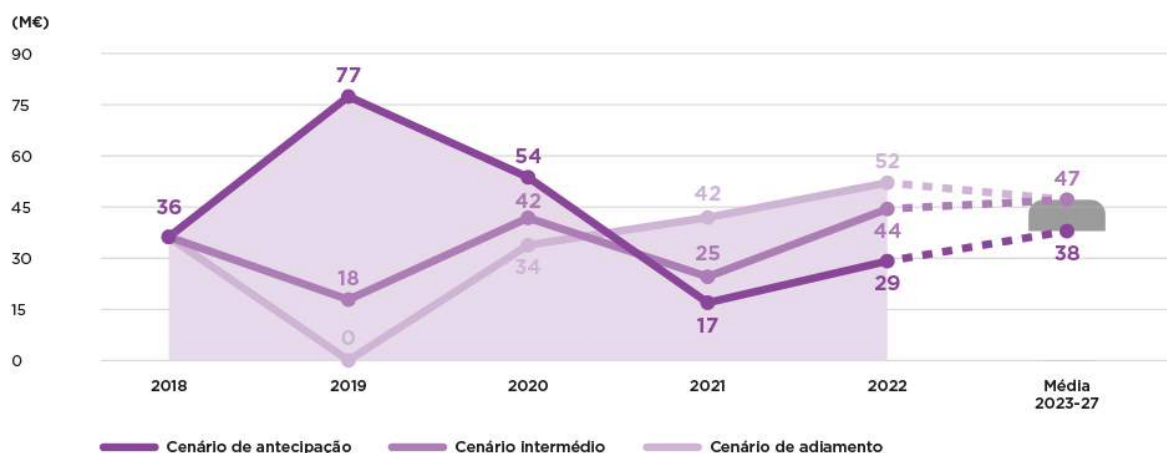
Este exercício de cenarização, visa sobretudo conferir um conjunto adicional de informação, de suporte à tomada de decisão.

Na Figura 5-1 apresentam-se, a título indicativo como resultado deste exercício de cenarização, estimativas de Transferências para Exploração para os cenários 1, 2 e 3, atrás referidos. Para os três cenários analisados, no período 2018-2022 o volume de Transferências para Exploração médias anuais varia entre 33 M€, no *Cenário de adiamento* e 43 M€, no *Cenário de antecipação*. Já no período 2023-2027, os valores médios anuais de Transferências para Exploração, oscilam numa gama que varia entre 38 a 47 M€, conforme o cenário.

Por outro lado, para os cenários analisados e no período 2018-2022, o volume de Transferências para Exploração anuais varia entre 0 e 77 M€, dependendo do cenário. Já no período 2023-2027, em relação aos valores médios de Transferências para Exploração de cada um dos três cenários apresentados, a diferença máxima estimada entre eles é da ordem dos 9 M€.

FIGURA 5-1

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2018-2022 e média 2023-2027³⁸



Registe-se, porém, que o volume de Transferências para Exploração no período em análise pode, naturalmente, diferir bastante do ilustrado na Figura 5-1, caso as datas de entrada em serviço destes projetos sejam substancialmente diferentes das consideradas nestes cenários.

No sentido de aprofundar e providenciar maior suporte informativo sobre estes projetos, apresenta-se no capítulo 6 a combinação destes três cenários de investimento para os Projetos Complementares, com a calendarização dos Projetos Base apresentados no capítulo 4.

5.2.3. Comparticipações

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

Por regra, os painéis de ligação de novas centrais a implementar nas instalações da RNT, ainda que projetados e construídos pelo operador da RNT, representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, traduzindo-se, deste modo, numa transferência para exploração líquida nula, não onerando os encargos para o consumidor. Estes valores, que anulam o custo do projeto para o consumidor, designam-se por “comparticipações”, conforme o Regulamento Tarifário em vigor.

Também no sentido de potenciar o aproveitamento do potencial da energia das ondas, bem como do recurso eólico em áreas *offshore*, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016

³⁸ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

determina que devem “prosseguir as ações e medidas já iniciadas em princípios de 2015, pelo XIX Governo Constitucional, no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, em tempo, pela REN — Rede Elétrica Nacional, S. A., do cabo submarino de ligação da central eólica offshore, de 25 MW, denominada Windfloat, a situar ao largo de Viana de Castelo, de acordo com a solução técnica e económica mais eficiente.” No ponto 3 desta resolução é ainda estipulado que “os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação”, não representando por isso mesmo um encargo para os consumidores. Por este facto, e também porque os estudos relativos a este projeto ainda se encontram a decorrer, não é aqui referido o valor do investimento nas necessidades de rede.

Com este enquadramento, são identificados em seguida os montantes de investimento relativos a comparticipações, os quais neste exercício de PDIRT têm a ver com a construção de novos painéis em instalações da RNT para ligação de centros eletroprodutores, cujos encargos são da responsabilidade dos respetivos promotores. Estes montantes não estão incluídos nas Transferências para Exploração apresentadas no quadro anterior, uma vez que as mesmas se encontram líquidas de comparticipações, o que facilita a aderência entre os valores estimados de investimento e o seu reflexo nas tarifas.

Quanto a outras eventuais comparticipações financeiras, nomeadamente que possam vir a ser obtidas e que decorrem de apoios de fundos europeus à concretização de infraestruturas, nomeadamente as classificadas como Projetos de Interesse Comum (PIC), foi concedido apoio de financiamentos a estudos de componentes de dois dos atuais PIC (linhas a 400 kV Pedralva – Sobrado e Vieira do Minho – Ribeira de Pena).

Neste enquadramento, os montantes estimados relativos a comparticipações de terceiros constantes neste PDIRT ascendem a cerca de 5,5 M€, distribuídos conforme o Quadro seguinte:

QUADRO 5-3

Comparticipações de Terceiros

Comparticipações [M€]	
Comparticipação de promotores	5,0
Estudos no âmbito dos projetos PIC	0,5

5.2.4. Decisão Final de Investimento

Conforme já referido, a realização dos Projetos Complementares contém uma elevada dependência externa em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que no atual contexto se revelam difíceis de estimar. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

Com este enquadramento, tendo presente a dependência e incerteza associadas, e sem prejuízo de uma análise caso a caso, para a generalidade dos Projetos Complementares não iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos, entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Faz-se de seguida uma descrição dos Projetos Complementares que fazem parte da presente proposta de PDIRT 2018-2027, bem assim como a menção ao(s) respetivo(s) 'Indutor(es)'. Uma caracterização e justificação individual mais detalhada destes projetos pode ser vista no Anexo 7.

NOVA INTERLIGAÇÃO A 400 kV MINHO – GALIZA (PR0709)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

No âmbito do MIBEL está acordado entre os Governos Português e Espanhol o objetivo de capacidade de troca para fins comerciais de 3 000 MW, em ambos os sentidos. De forma a dar cumprimento a esta meta é necessário o reforço das interligações internacionais na zona Minho/Galiza, onde o fluxo de energia que se regista na atual e única linha de 400 kV transfronteiriça nesta área, a linha dupla Alto Lindoso - Cartelle (Galiza), principalmente no sentido de trocas de Espanha para Portugal, constitui uma limitação aos valores de importação de energia elétrica. De facto, o disparo simultâneo dos dois circuitos desta linha pode conduzir à ocorrência, não só de sobrecargas noutras linhas da RNT, como também de desvios angulares acima do limite de segurança entre as instalações de Cartelle (Espanha) e do Alto Lindoso (Portugal), os quais condicionam a religação da linha dupla Alto Lindoso - Cartelle e, por conseguinte, os limites de troca. Por outro lado, o aumento do valor de energia que aflui a esta zona da rede proveniente, não só de Espanha, mas também dos recentes reforços de potência no Cávado (cerca de 1 000 MW, das centrais de Salamonde II e de Frades II), e mais tarde das centrais do Tâmega, contribui também para uma elevada concentração de fluxos na subestação de Pedralva e envolvente.

Deste modo, de forma a proporcionar o aumento para 3 000 MW do valor mínimo das capacidades de trocas internacionais para fins comerciais, em particular no sentido de importação, foi previsto o estabelecimento de uma nova interligação a 400 kV entre Portugal e Espanha, ligando as regiões do Minho e da Galiza. Para a concretização desta ligação, prevê-se a abertura de uma nova instalação da RNT na zona de Ponte de Lima (subestação de Ponte de Lima), inserida na ligação 'zona do Porto' - Vila Nova de Famalicão – Pedralva, subestação a partir da qual se desenvolve a nova linha de 400 kV até à fronteira com Espanha, a linha Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES).

Este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT classificados com o estatuto de Projetos de Interesse Comum (PIC) criados ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 – *PCI 2.17: Portugal - Spain interconnection between Beariz – Fontefría - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão* – estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado na mais recente lista de PIC publicada em janeiro de 2016.

LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO – FALAGUEIRA (PR0917)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

O estabelecimento do eixo a 400 kV Fundão-Falagueira, mediante o prolongamento da atual linha Falagueira-Castelo Branco 3 até à zona do Fundão onde será construída uma subestação 400/220 kV ligando com a rede de 220 kV local, possibilitará desbloquear capacidade de receção nas regiões da Beira interior e norte da Serra da Estrela, onde já existem centros produtores eólicos ligados à rede, mas que, por acordo entre os respetivos promotores, a DGEG e o ORT, se encontram sujeitos a restrições de operação/construção relativamente aos valores máximos de potência que podem injetar/installar na rede. Estas limitações, que incidem sobre um montante de potência de aproximadamente 170 MVA, vigorarão até ao aparecimento de capacidade nesta zona, conforme as condições constantes das fichas de caracterização do ponto de receção.

A articulação entre as redes de 400 kV e 220 kV nesta zona irá criar condições para transferir para o novo eixo a 400 kV uma parte importante da potência que flui pelas redes locais de 220 e 150 kV (em grande parte proveniente de centros eletroprodutores renováveis), criando nesta região interior, de significativo potencial eólico, um montante de capacidade adicional da ordem dos 500 MVA, dos quais uma parte permitirá desbloquear as restrições sobre os 170 MVA acima referidos.

LIGAÇÃO A 400 kV VIEIRA DO MINHO - RIBEIRA DE PENHA – FEIRA (PR0914)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Para a integração na RNT das centrais do PNBEPH localizadas na zona do Alto Tâmega, cujo valor de potência instalada ascende a cerca de 1 154 MW, distribuídos por Gouvães (880 MW reversíveis), Daivões (114 MW) e Alto Tâmega (160 MW), foi previsto o estabelecimento de um novo eixo a 400 kV ligando Vieira do Minho – Ribeira de Pena – Feira. O posto de corte de Vieira do Minho e a subestação da Feira são duas instalações da RNT atualmente em serviço. Ribeira de Pena será uma subestação nova, à qual foi previsto ligarem as linhas provenientes das centrais de Gouvães e de Daivões, linhas estas promovidas pelo promotor das centrais.

A ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, ao criar uma segunda via para escoamento da produção deste conjunto de centrais, evita um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à perda súbita dos citados 1 154 MW, caso este conjunto de centrais ficasse ligado à RNT através de um único eixo (Ribeira de Pena – Feira).

Também para esta zona encontra-se em ponderação a possibilidade de construção da central do Fridão (238 MW), a qual o Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por três anos. Caso venha a haver uma decisão positiva quanto à sua construção, a respetiva integração na RNT não necessitará de reforços adicionais estruturantes na RNT, para além da criação do posto de corte do Fridão (para receber a linha proveniente da central), inserido na linha que une as subestações de Ribeira de Pena e da Feira.

A ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira de Pena – Feira faz parte do conjunto de projetos da RNT classificados com o estatuto de Projetos de Interesse Comum (PIC) criados ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013– *PCI 2.16.3: Internal line between Vieira do Minho, Ribeira de Pena and Feira* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado na mais recente lista de PIC publicada em janeiro de 2016.

EIXO A 400 kV PEDRALVA – ZONA DO PORTO (SOBRADO) (PR0911)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Faz parte deste projeto o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

O aumento na capacidade de transporte entre a atual subestação de Pedralva e a zona do Porto, na subestação de Sobrado, permitirá manter a capacidade de interligação para fins comerciais no valor objetivo de 3 000 MW, designadamente e no caso no sentido de importação, face a aumentos esperados dos fluxos no eixo Galiza - Minho – Porto, resultantes, nomeadamente, do crescimento da geração instalada no norte de Portugal e na região da Galiza. Complementarmente, este reforço de rede traz também consigo um incremento ao valor da capacidade de receção na região (na casa dos 300 a 400 MVA).

Este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de “Projetos de Interesse Comum” (PIC), criados ao abrigo da Regulação (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho - *PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado na mais recente lista publicada em janeiro de 2016.

A data de concretização da nova linha a 400 kV Pedralva - Sobrado terá de ser articulada com a da entrada em serviço das centrais hidroelétricas do Alto Tâmega, de forma a evitar uma redução das capacidades de interligação com Espanha. Neste contexto, a realização deste reforço de rede está dependente da concretização do projeto “Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena – Feira”.

ALIMENTAÇÃO A CLIENTE EM MAT (PR1606)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Este projeto prevê a criação de um posto de corte a 220 kV na zona de Águeda, alimentado neste nível de tensão a partir da subestação de Mourisca. Esta nova instalação visa o abastecimento a consumos industriais localizados na região, cuja potência e consumo se prevê que no futuro próximo venham a aumentar significativamente. Relativamente a este projeto, encontram-se em curso estudos por parte do promotor.

LIGAÇÃO A 400 kV RIO MAIOR - ZONA NORTE DA GRANDE LISBOA (PR0903)

Indutor(es): Gestão do sistema em ambiente de mercado

Este projeto prevê a construção de uma nova linha a 400 kV entre as subestações de Rio Maior e de Fanhões (passando no seu trajeto pelas zonas da Carvoeira e de Almargem do Bispo). Tem por objetivo reforçar a RNT no eixo litoral entre Rio Maior e a Grande Lisboa, com impacto significativo ao nível da segurança de abastecimento na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal, aumentando a capacidade de transporte norte-sul na zona litoral, a qual tem vindo a ser sucessivamente mais solicitada com o progressivo aumento do valor da potência de produção instalada na metade norte do território.

Uma tomada de decisão relativamente à concretização desta linha deverá incorporar, para além de outros fatores, uma ponderação quanto ao grau de risco e dependência que o SEN em geral e a segurança de operação da RNT em particular, devem assumir relativamente a centros produtores operando em regime de mercado e à incerteza pendente sobre datas de desclassificação de grandes centrais térmicas de base.

De facto, desde o final do ano de 2015 (altura em que entraram em serviço três reatâncias shunt na RNT) tem sido solicitado pelo Gestor do Sistema, com alguma frequência, a permanência de dois grupos da central de termoeletrica de Sines para controlo dos elevados valores de trânsito que se têm vindo a sentir nos elementos da rede que, por norte, asseguram o abastecimento das cargas da zona da Grande Lisboa e península de Setúbal. Com base nos trânsitos ocorridos mencionam-se, a título de exemplo, os dias 7, 12 e 15 de janeiro e 4 de março de 2016, nos quais caso não tivessem sido tomadas as medidas acima referidas, alguns elementos da rede ficariam em situação de sobrecarga perante a ocorrência de contingências nesta zona, colocando assim em risco o abastecimento elétrico de uma vasta região. A concretização deste eixo irá reduzir, e em alguns casos mesmo eliminar, o risco associado a estas sobrecargas, permitindo uma menor dependência da operação da RNT relativamente ao parque produtor, contribuindo assim para uma diminuição dos encargos para o sistema relacionados com as restrições técnicas de operação (informação complementar no subcapítulo 6.10.).

De assinalar que, no que diz respeito à dependência das condições de operação da RNT relativamente ao parque produtor em grandes centrais térmicas de base, o projeto da linha a 400 kV Rio Maior – Fanhões, complementa o da passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões, adiante referido.

PASSAGEM A 400 kV DO EIXO FALAGUEIRA – ESTREMOZ – DIVOR - PEGÕES (PR1411)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo, Gestão do sistema em ambiente de mercado, Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar

O fecho do eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – Divor - Pegões contempla a passagem à exploração a 400 kV das atuais linhas Falagueira - Estremoz e Estremoz - Divor, o mesmo acontecendo com a atual subestação de Estremoz, concebida desde o seu início para poder operar

como 400/60 kV. Faz também parte deste projeto a construção da linha Divor - Pegões e a abertura da subestação de Divor e do posto de corte de Pegões.

O eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – Divor - Pegões é um projeto estruturante, que permite, de forma integrada, dar resposta a potenciais interesses distintos:

- ✓ possibilita aumentar, num montante entre 300 a 400 MW, a capacidade de receção de nova geração no Alto Alentejo (subestações de Estremoz e de Divor), onde a atual capacidade de receção pela RNT fica muito aquém do potencial solar da região. De facto, o potencial de renovável solar das zonas interiores do Alentejo e do Algarve tem justificado as muitas manifestações de interesse junto dos operadores da RNT e RND por parte de promotores, num montante de potência que já ultrapassa os 3 300 MW (ver Quadro 6-24);
- ✓ permite criar as condições de rede necessárias à alimentação elétrica do troço ferroviário Évora – Elvas/Caia (linha ferroviária Sines - Elvas/Caia), com base no nível de 400 kV da subestação de Estremoz, a partir do qual se alimentará a futura subestação de tração do Alandroal. Os estudos relativos à alimentação da ferrovia no Alto Alentejo encontram-se a decorrer entre a REN e a IP (infraestruturas de Portugal), que manifestou este seu potencial interesse também em sede de consulta pública do PDIRT;
- ✓ assegura bi-alimentação em MAT à atual subestação de Estremoz, cuja influência se estende também a consumos localizados junto à fronteira com Espanha na zona de Elvas (indo ao encontro dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT). No presente a subestação de Estremoz encontra-se alimentada a 150 kV, por um único circuito proveniente da subestação da Falagueira e com um comprimento significativo (89 km), o que, do ponto de vista da fiabilidade e da segurança de abastecimento, obriga à definição de uma solução estratégica com vista à segurança de abastecimento dos consumos dependentes da subestação de Estremoz. A dotação de segurança de alimentação ao PdE de Estremoz por implementação de fecho de malha pela rede AT da RND, mostrou-se não ser tecnicamente viável, conforme os estudos conjuntos realizados entre o ORT e o ORD;
- ✓ facilita as transferências de energia entre as metades norte e sul de Portugal, criando condições para uma resposta segura e eficaz da RNT perante situações de ausência ou de muita reduzida produção na zona sul do País, ou ainda de eventual disparo súbito de um volume significativo de geração nesta zona, ocorrência esta de menor probabilidade (embora não inédita), mas cujas consequências podem colocar em risco a segurança da RNT, devido às sobrecargas que poderiam ocorrer nas linhas da zona da Grande Lisboa perante contingências na RNT (nomeadamente nas duas únicas linhas a 400 kV que, por norte, alimentam esta zona: linhas Rio Maior – Alto de Mira e Batalha – Ribatejo). Esta flexibilidade de operação da RNT contribui também para a redução do grau de risco e dependência que o SEN em geral, e a segurança de operação da RNT em particular, deve assumir relativamente a centros produtores operando em regime de mercado e à incerteza pendente sobre datas de desclassificação de grandes centrais térmicas de base.

De facto, desde o final do ano de 2015 (altura em que entraram em serviço três reatâncias *shunt* na RNT) tem sido solicitado pelo Gestor do Sistema, com alguma

frequência, a permanência de dois grupos da central de termoelétrica de Sines para controlo dos elevados valores de trânsito que se têm vindo a sentir nos elementos da rede que, por norte, asseguram o abastecimento das cargas da zona da Grande Lisboa e península de Setúbal. Com base nos trânsitos ocorridos mencionam-se, a título de exemplo, os dias 7, 12 e 15 de janeiro e 4 de março de 2016, nos quais caso não tivessem sido tomadas as medidas acima referidas, alguns elementos da rede ficariam em situação de sobrecarga perante a ocorrência de contingências nesta zona, colocando assim em risco o abastecimento elétrico de uma vasta região. A concretização deste eixo irá reduzir, e em alguns casos mesmo eliminar, o risco associado a estas sobrecargas, permitindo uma menor dependência da operação da RNT, contribuindo assim para uma diminuição dos encargos para o sistema relacionados com as restrições técnicas de operação (informação complementar no subcapítulo 6.10.).

- ✓ potencia a criação de uma solução de alimentação mais robusta e duradoura às cargas atualmente servidas pela subestação de Évora, com a abertura da subestação de Divor (projeto referido adiante).

A concretização deste projeto está dependente das necessidades de uma ou mais das entidades nele interessadas, tendo em consideração o conjunto de benefícios atrás listados, que o projeto comporta.

NOVA SUBESTAÇÃO DE DIVOR (PR 0639, PR0953 E PR1222)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo, Gestão do sistema em ambiente de mercado, Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar

A atual linha da RNT a 400 kV Estremoz – Divor encontra-se a operar a 60 kV integrada na RND para alimentação a consumos do ORD localizados próximos de Évora (Arraiolos). Para possibilitar a passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões (projeto atrás referido), torna-se necessário retirar a linha Estremoz – Divor da operação a 60 kV, para passar a operá-la a 400 kV.

Com a passagem a 400 kV da linha Estremoz – Divor e de modo a ser possível continuar a alimentar os referidos consumos de Arraiolos, é necessário proceder à abertura da subestação de Divor, a norte da cidade de Évora. De modo simultâneo, a abertura de Divor permite criar na região de Évora condições para receção de nova produção, nomeadamente solar, numa zona com limitações estruturais para o efeito, mas com significativo potencial endógeno identificado.

De referir neste contexto que a atual subestação de Évora é uma instalação limitada, equipada com três unidades de transformação, das quais duas de idade já bastante considerável (atualmente com 49, 41 e 32 anos). Por outro lado, estudos realizados com vista ao reforço da capacidade de alimentação MAT a este injetor identificaram ser inviável fazer chegar a este ponto da RNT uma terceira linha de alimentação em MAT, o que, a prazo, condiciona fortemente o crescimento desta instalação, obrigando à criação de uma alternativa. A nova subestação 400/60 kV de Divor, integrada no eixo Falagueira – Estremoz – Divor - Pegões, possibilitaria obviar às dificuldades identificadas relativamente à manutenção e crescimento da subestação de Évora, com uma

transferência de consumos progressiva e articulada com o ORD, da subestação de Évora para a de Divor.

Relativamente à data de abertura da subestação de Divor, face à sua interdependência com o projeto do fecho do eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões, aplicam-se-lhe os mesmos considerandos que a este, isto é, a sua concretização dependerá das necessidades de uma ou mais das entidades interessadas neste eixo, tendo em consideração os benefícios identificados.

criação do ponto injetor em pegões (PR0968)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Tirando partido do posto de corte a 400 kV de Pegões da RNT, e de forma a melhor abastecer consumos da RND localizados no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi considerada a possibilidade de instalação de transformação 400/60 kV em Pegões, numa fase posterior da sua evolução.

Contudo, a efetiva realização deste reforço depende de resultados dos estudos de coordenação entre os operadores da RNT e RND. Considerando os dados mais recentes relativamente à evolução dos consumos e das redes, as análises já efetuadas não identificam a sua necessidade para o curto/médio prazo. Assim, caso (e quando) este projeto se venha a revelar vantajoso, o ORD confirmará esse interesse junto do ORT e considerará o projeto no seu PDIRD, sujeito à aprovação do Concedente

LIGAÇÃO A 400 kV FERREIRA DO ALENTEJO - OURIQUE - TAVIRA (PR1208 E PR1209)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar

A zona do Baixo Alentejo e Algarve tem vindo a constituir um pólo de atração para projetos de centros eletroprodutores fotovoltaicos. De facto, o potencial de renovável solar nas zonas interiores do Alentejo e Algarve tem justificado as muitas manifestações de interesse junto dos operadores da RNT e RND por parte de promotores, num montante de potência que já supera os 3 300 MW (ver Quadro 6-24).

Nesse sentido, a solução técnica para a receção de montantes mais elevados de energia nas zonas mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve encontra-se identificada, passando pela criação de um novo eixo a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e de Tavira.

Com um maior equilíbrio dos fluxos de potência na RNT na região do Baixo Alentejo e Algarve promovido por este reforço, ficam criadas condições para que cerca de 800 MW de capacidade de receção possam ser transferidos, de forma distribuída, da zona de Sines para as regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve.

Uma tomada de decisão quanto à efetiva realização desta intervenção, dependerá dos objetivos e metas pretendidos relativamente ao aproveitamento do potencial solar identificado nesta região.

RECEÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE AO LARGO DE VIANA DO CASTELO

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

A localização do primeiro parque pré-comercial utilizando tecnologia eólica flutuante, o projeto WindFloat Atlantic com 25 MW, inicialmente planeada na zona piloto ao largo de São Pedro de Moel e alterada após concordância da Comissão Europeia, situa-se presentemente numa área do *offshore* ao largo de Viana do Castelo, a cerca de 17 km da costa.

A Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 81 - A/2016, de 9 de dezembro, refere que “a infraestrutura de ligação do projeto WindFloat Atlantic à rede foi planeada na proposta de Plano de Investimento e Desenvolvimento da RNT (PDIRT 2014-2030) tendo, por despacho do Secretário de Estado da Energia, de 7 de janeiro de 2015, sido aprovado o início dos trabalhos associados aos estudos do projeto de ligação à RNT, a realizar pela REN - Rede Elétrica Nacional, S. A. (REN), seguindo-se de imediato o Despacho n.º 22/SEEnergia/2015, de 7 de maio de 2015, determinando «que a concessionária da RNT continue os trabalhos e conclua a construção das infraestruturas elétricas de ligação do projeto WindFloat à RNT, no calendário previsto»”.

A mesma RCM refere ainda que “a solução de ligação estudada pelos operadores de rede (...) aponta para a atribuição de um ponto de receção no mar, na extremidade de um cabo submarino de 17 km, de 150 kV, mas a funcionar a 60 kV, sendo o cabo submarino da responsabilidade do ORT, e as linhas de ligação da extremidade deste, em terra, até à subestação da responsabilidade do operador de rede a que pertencer a subestação recetora escolhida final. O promotor responsabiliza-se pelo ramal de ligação da instalação de produção do Windfloat até ao ponto de receção, bem como pelos reforços de rede locais, incluindo o painel, na subestação recetora.

Neste contexto, a implementação de uma solução de ligação do cabo submarino deve permitir viabilizar, numa fase inicial e durante um período transitório, uma ligação à Rede Nacional de Distribuição (“RND”), cuja estimativa dos custos específicos adicionais é da competência do operador da RND. Para esta última solução, apenas se considera, para a RNT, a componente submarina.

A solução de ligação proposta é a que estabelece a infraestrutura submarina com menor custo unitário em termos de potência, conjugada com a alternativa do troço em terra que apresenta o menor custo máximo, porquanto apresenta a otimização dos custos e os menores riscos de execução.

Nesse sentido, a REN realiza a infraestrutura submarina que contempla o cabo submarino propriamente dito e um posto de transição no porto de Viana do Castelo, no caso um posto de corte, a partir do qual se estabelecerá a infraestrutura em terra que ligará a infraestrutura submarina à subestação recetora que vier a ser decidida a final, conforme prevê a RCM.

Para uma ligação direta da infraestrutura submarina à subestação de Vila Fria da RNT, são necessários os seguintes equipamentos de rede adicionais: (i) uma linha mista isolada a 150 kV, mas explorada a 60 kV, com um troço em cabo subterrâneo (cerca de 4 km de comprimento) e o restante em linha aérea (cerca de 28 km) e (ii) um painel de linha a 60 kV na própria subestação de Vila Fria.

Com a implementação do projeto “PR1401 – Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada”, previsto na presente proposta de PDIRT 2018-2027 para 2019, a capacidade de receção de nova produção adicional em Vila Fria, permitirá a exploração da infraestrutura, mesmo que se mantenha a ser operada a 60 kV, para os valores de potência máxima prevista para um cabo de referência de 1000 mm², i.e., 80 MVA, sem necessidade de reforços adicionais ou específicos na RNT ou alteração do nível de tensão das infraestruturas, quer a submarina, quer a que se desenvolve em terra.

Ainda de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 81 - A/2016, de 9 de dezembro, os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto são suportados, preferencialmente, por verbas provenientes de fundos europeus estruturais e para o investimento.

OTIMIZAÇÃO DE CORREDORES NA REGIÃO DEMARCADA DO ALTO DOURO VINHATEIRO (ADV) (PR1431)

Indutor(es): Sustentabilidade

Tendo presente o compromisso resultante da Declaração de Impacto Ambiental (DIA) da linha Armamar – Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foi efetuada uma identificação de possíveis intervenções neste âmbito.

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

Todavia, uma tomada de decisão relativamente à efetiva realização desta intervenção depende da sua aprovação pelo Concedente, precedida dos estudos previstos no âmbito da DIA bem como de pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes, evidenciando a obrigatoriedade da realização das alterações propostas no PDIRT.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DO PORTO (PR1210)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos enterrados, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e cidadão em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona interior da área urbana do Porto prevê-se a possibilidade de reformulação da rede, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Contudo, uma tomada de decisão relativamente à efetiva realização desta intervenção, depende da sua aprovação pelo Concedente, precedida de respetiva ponderação entre custos e benefícios, tendo em consideração a sua justificação social, nos termos da recomendação da ERSE referindo o Regulador para consideração os diversos contributos à consulta pública sobre esta temática.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DE LISBOA (PR1211)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos enterrados, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

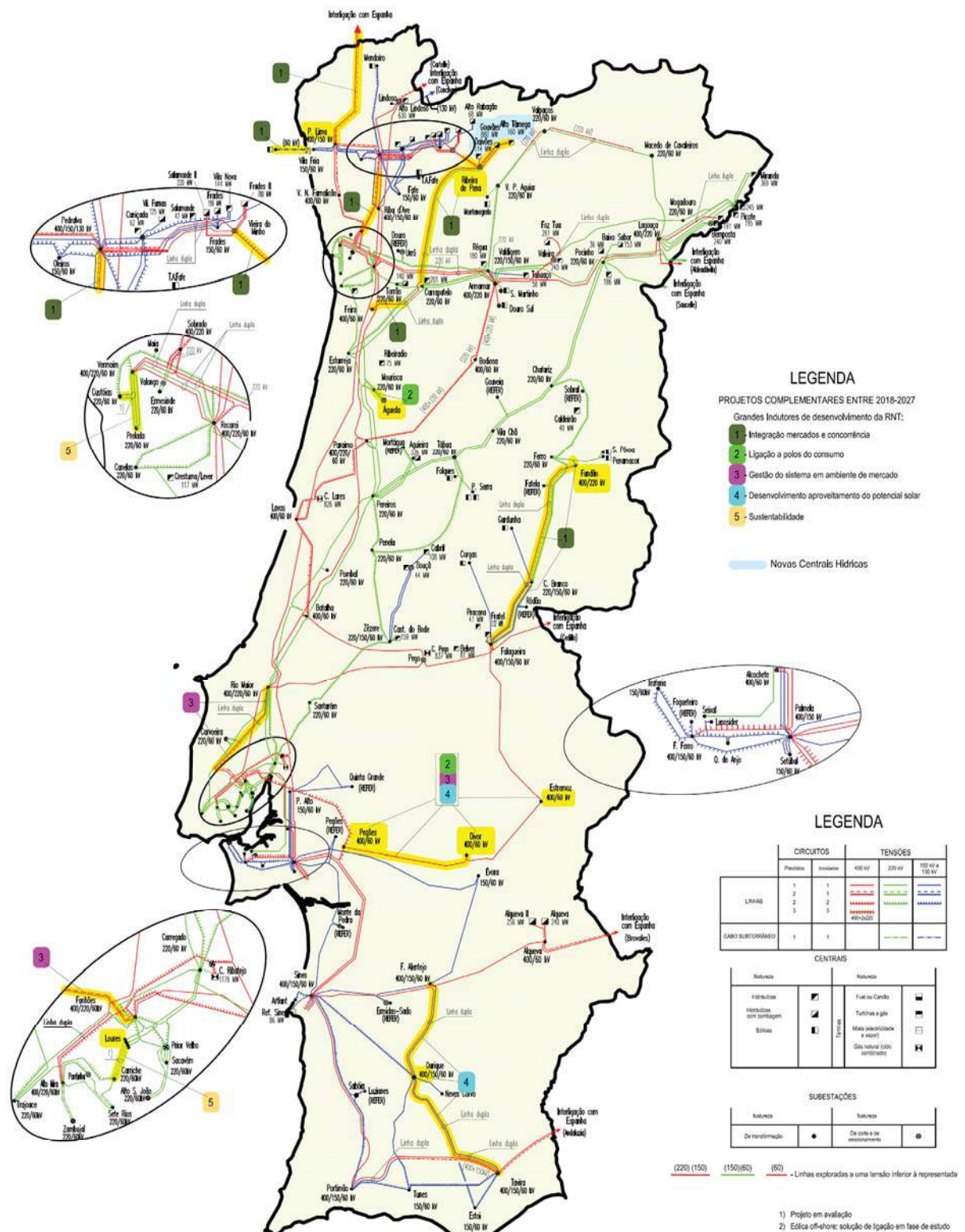
O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e dos cidadãos em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona mais interior da área urbana da Grande Lisboa, prevê-se a possibilidade de reforçar a rede através do estabelecimento de novas ligações a 220 kV, em circuito subterrâneo, entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Contudo, uma tomada de decisão relativamente à efetiva realização desta intervenção depende da sua aprovação pelo Concedente, precedida de respetiva ponderação entre custos e benefícios, tendo em consideração a sua justificação social, nos termos da recomendação da ERSE referindo o Regulador para consideração os diversos contributos à consulta pública sobre esta temática.

FIGURA 5-2

Mapa com os novos reforços de rede – Projetos Base + Projetos Complementares



5.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA

O estudo e aproveitamento das fontes de energia renovável de origem ou localização oceânica para a produção de eletricidade têm sido uma constante da política energética desde há vários anos e têm motivado uma procura significativa no intuito de testar tecnologias que permita o seu desenvolvimento por parte de investidores privados.

São elucidativos deste interesse os vários projetos que foram sendo lançados ao longo dos anos, designadamente no âmbito do aproveitamento da energia das ondas. Esta procura mantém-se nos dias de hoje, embora nos últimos anos tenha ocorrido uma significativa evolução, através de recentes tecnologias que abrem novas oportunidades à produção de energia em localização oceânica com projetos sobretudo centrados na energia eólica, através de plataformas flutuantes.

ZONA PILOTO

No intuito de enquadrar e de dinamizar estas iniciativas, maioritariamente privadas, foi instituída, em 2008, a zona piloto para a energia das ondas situada ao largo de São Pedro de Moel, gerida por uma entidade administradora ao abrigo de um regime específico de concessão.

Esta medida envolveu a delimitação de um espaço marítimo destinado a acomodar projetos de produção baseados na energia das ondas, em diferentes fases de desenvolvimento, onde os interessados pudessem estabelecer-se mediante procedimentos administrativos simplificados que envolvem, com dispensa de título de utilização do espaço marítimo, a emissão de licenças para a instalação e a exploração de instalações de produção e disponibilização de infraestruturas comuns de ligação às redes recetoras, incluindo o estabelecimento de corredor ou corredores de ligação da zona piloto à rede recetora.

Com efeito, compete à entidade gestora a criação, manutenção e atualização de infraestruturas comuns na zona piloto, nelas se incluindo as de ligação à rede elétrica, as infraestruturas náuticas de apoio à instalação e manutenção dos parques de energia das ondas e as de vigilância e segurança.

A evolução entretanto verificada orientou-se, porém, para a tecnologia eólica offshore que vem revelando maior potencial e elevado dinamismo, passando mesmo a constituir uma das prioridades estratégicas da política energética da União Europeia (UE) no âmbito das energias renováveis *offshore*.

Contudo, de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) nº 81-A/2016, de 9 de dezembro, o estudo do potencial de recursos em vento revelou não ser a zona piloto ao largo de São Pedro de Moel o local adequado.

Segundo parecer do LNEG, I. P., a zona ao largo de Viana do Castelo apresenta boa disponibilidade não só de recursos em vento mas de outros recursos energéticos e a mudança de localização da

zona piloto não envolverá a perda de infraestruturas físicas, não realizadas como previsto, sendo aproveitável toda a regulamentação já produzida para o acesso a operações na zona piloto.

EÓLICA OFFSHORE

Recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 15/2016, de 16 de março, veio criar um Grupo de Trabalho interministerial com a missão de proceder à «apresentação e discussão pública de um modelo de desenvolvimento que assegure a racionalização dos meios afetos ao desenvolvimento da energia elétrica *'offshore'*, com o objetivo de potenciar o investimento em Investigação e Desenvolvimento (I&D), incluindo projetos de demonstração tecnológica e projetos pré-comerciais nesta área, o que deve ser assegurado com um forte envolvimento da indústria e num enquadramento internacional, nomeadamente para a atração de projetos que contribuam para viabilizar as infraestruturas existentes e a desenvolver e criar a massa crítica de atividade necessária à rentabilização de meios e serviços de intervenção e operação no mar».

Na descrição preambular desta RCM n.º 15/2016 é feita menção ao projeto Windfloat e à infraestrutura de ligação a construir, podendo ler-se que «em Viana do Castelo foi cometida à REN a criação de um ponto de ligação em mar para energia eólica *«offshore»* flutuante, na qual será instalado o projeto WindFloat Atlantic, que com 25 MW constituirá, à escala global, o primeiro parque pré-comercial utilizando tecnologia eólica flutuante, sendo que o referido ponto de ligação em mar deverá ser construído com capacidade livre, podendo assegurar a ligação à Rede Elétrica Nacional de sistemas experimentais e sistema comerciais de outros promotores».

Conforme resulta da Resolução de Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, caberá a S. Ex.^a o Ministro da Economia prosseguir as ações e medidas no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, pela REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., do cabo submarino de ligação da central eólica WindFloat, bem como assegurar a conclusão do procedimento de atribuição do ponto de receção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), de acordo com a solução de ligação adotada.

5.5. TRANSFORMADORES MAT/AT COM APOIO A CONSUMOS

TRANSFORMADORES MAT/AT

O Quadro seguinte identifica, para os Projetos Complementares, aqueles que, não obstante outros benefícios, também contêm unidades de transformação MAT/AT com apoio a consumos da RND.

QUADRO 5-4

Evolução da capacidade de transformação MAT/AT derivada de Projetos Complementares, com apoio a consumos

Projeto Complementar	Subestação	Potência [MVA]
Nova subestação de Divor	Divor	+170
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	+170
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	Estremoz	-63 -63 +170 +170

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES À RND

O Quadro 5-5 apresenta, para o conjunto dos Projetos Complementares, os eventuais novos painéis de linha AT associados a cada uma das potenciais novas subestações da RNT com apoio à RND (Divor e Pegões).

QUADRO 5-5

Painéis de linha AT para novas ligações à RND resultantes de Projetos Complementares

Projeto Complementar	Subestação RNT	Designação do Painei
Nova subestação de Divor	Divor	Cerâmica
		Évora/Montemor 1
		Évora/Montemor 2
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	Vendas Novas
		Pegões



6

**IMPACTO DOS
INVESTIMENTOS
APRESENTADOS
NO PDIRT**

REN

6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

Nos Quadros 6-1 a 6-3 indica-se a evolução estimada do CAPEX e das Transferências para Exploração para o período 2018-2027, considerando a conjugação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares e tendo como referência para as datas de entrada em serviço dos Projetos Complementares os três cenários definidos no capítulo 5 (cuja execução está dependente de terceiros):

HIPÓTESE 1: PROJETOS BASE + PROJETOS COMPLEMENTARES CF. 'CENÁRIO DE ANTECIPAÇÃO'

QUADRO 6-1

Evolução do CAPEX no período 2018-2027 – Projetos Base e Projetos Complementares[M€]

	CAPEX no período 2018-2027						
	Anterior a 2018	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Projetos Base	1,5	48,2	52,5	47,3	56,4	39,3	33,6
Projetos Complementares	37,5	12,4	75,2	43,7	18,6	29,3	37,3
Total a CDEs	39,0	60,5	127,7	90,9	75,0	68,6	70,9
Encargos de estrutura e gestão	4,9	7,6	16,0	11,4	9,4	8,6	8,9
Encargos financeiros	1,3	2,0	4,2	3,0	2,5	2,3	2,3
Total a Custos totais	45,2	70,1	147,9	105,3	86,9	79,4	82,1

	Transferências para Exploração no período 2018-2027					
	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Projetos Base	47,1	51,9	46,0	58,9	40,4	33,8
Projetos Complementares	36,2	77,4	53,7	16,9	29,1	37,9
Total a CDEs	83,3	129,4	99,6	75,9	69,5	71,7
Encargos de estrutura e gestão	10,4	16,2	12,5	9,5	8,7	9,0
Encargos financeiros	2,8	4,3	3,3	2,5	2,3	2,4
Total a Custos totais	96,5	149,8	115,4	87,9	80,5	83,0

HIPÓTESE 2: PROJETOS BASE + PROJETOS COMPLEMENTARES CF. 'CENÁRIO DATA INTERMÉDIA'

QUADRO 6-2

Evolução do CAPEX no período 2018-2027 – Projetos Base e Projetos Complementares [M€]

	CAPEX no período 2018-2027						
	Anterior a 2018	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Projetos Base	1,5	48,2	52,5	47,3	56,4	39,3	33,6
Projetos Complementares	37,1	5,4	18,6	39,2	31,0	37,6	46,2
Total a CDEs	38,6	53,6	71,1	86,5	87,4	76,8	79,9
Encargos de estrutura e gestão	4,8	6,7	8,9	10,8	10,9	9,6	10,0
Encargos financeiros	1,3	1,8	2,3	2,9	2,9	2,5	2,6
Total a Custos totais	44,7	62,0	82,3	100,1	101,2	89,0	92,5

	Transferências para Exploração no período 2018-2027					
	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Projetos Base	47,1	51,9	46,0	58,9	40,4	33,8
Projetos Complementares	36,2	17,8	41,8	24,5	44,4	47,1
Total a CDEs	83,3	69,7	87,7	83,5	84,8	80,9
Encargos de estrutura e gestão	10,4	8,7	11,0	10,4	10,6	10,1
Encargos financeiros	2,8	2,3	2,9	2,8	2,8	2,7
Total a Custos totais	96,5	80,7	101,6	96,6	98,2	93,6

HIPÓTESE 3: PROJETOS BASE + PROJETOS COMPLEMENTARES CF. 'CENÁRIO DE ADIAMENTO'

QUADRO 6-3

Evolução do CAPEX no período 2018-2027 – Projetos Base e Projetos Complementares [M€]

	CAPEX no período 2018-2027						Média 2023-2027
	Anterior a 2018	2018	2019	2020	2021	2022	
Projetos Base	1,5	48,2	52,5	47,3	56,4	39,3	33,6
Projetos Complementares	37,0	2,1	3,4	37,1	43,9	43,2	46,5
Total a CDEs	38,6	50,3	55,9	84,4	100,3	82,4	80,1
Encargos de estrutura e gestão	4,8	6,3	7,0	10,5	12,5	10,3	10,0
Encargos financeiros	1,3	1,7	1,8	2,8	3,3	2,7	2,6
Total a Custos totais	44,7	58,2	64,8	97,7	116,1	95,4	92,8

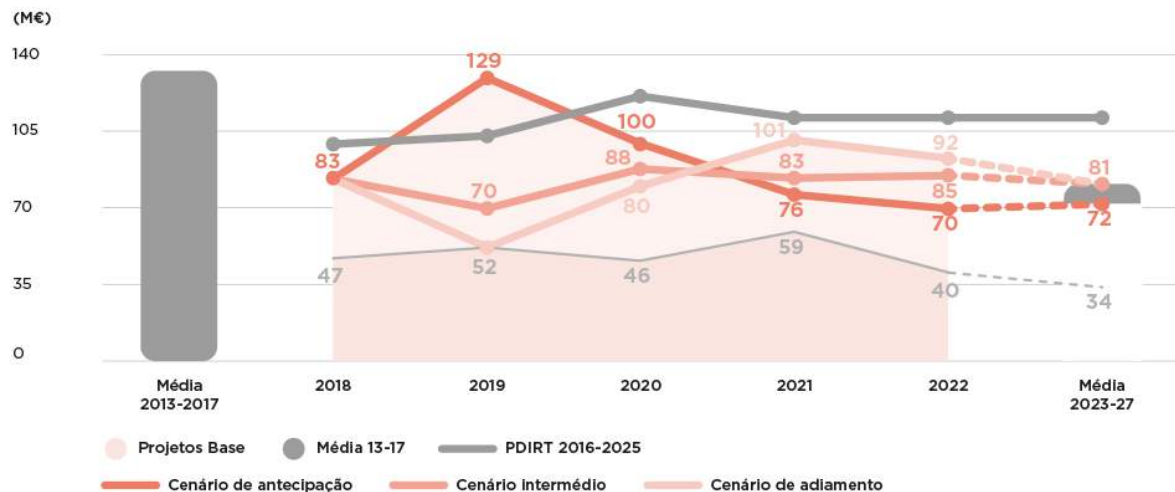
	Transferências para Exploração no período 2018-2027						Média 2023-2027
	2018	2019	2020	2021	2022		
Projetos Base	47,1	51,9	46,0	58,9	40,4		33,8
Projetos Complementares	36,2	0	33,8	41,9	52,1		47,1
Total a CDEs	83,3	51,9	79,7	100,8	92,5		80,9
Encargos de estrutura e gestão	10,4	6,5	10,0	12,6	11,6		10,1
Encargos financeiros	2,8	1,7	2,6	3,3	3,1		2,7
Total a Custos totais	96,5	60,1	92,3	116,7	107,1		93,6

RESUMO

A Figura 6-1 agrega a informação dos quadros anteriores, integrando os montantes estimados de Transferências para Exploração a CDEs dos Projetos Base e Projetos Complementares, considerando para estes os três cenários apresentados para datas de entradas em serviço. Para além disso, compara os volumes de investimento resultantes deste exercício, com a média de Transferências para Exploração verificadas no período 2013-2017 e com as Transferências para Exploração previstas no PDIRT 2016-2025.

FIGURA 6-1

Projetos Base + Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2018-2022 e média 2023-2027³⁹



Considerando para os Projetos Complementares o *Cenário de antecipação*, estima-se uma média anual de transferências para exploração de aproximadamente 91 M€ no período 2018-2022. No *Cenário intermédio* e *Cenário de adiamento*, este valor passa para 82 M€. No período 2023-2027, os valores médios anuais das transferências para exploração são de 72 M€ no *Cenário de antecipação* e de 81 M€ nos *Cenário intermédio* e *Cenário de adiamento*.

A análise da Figura 6-1 mostra ainda que, comparativamente com as Transferências para Exploração verificadas no período 2013-2017, ou com o previsto na proposta de PDIRT 2016-2025, as Transferências para Exploração aqui estimadas integrando Projetos Base e Projetos Complementares, apresentam sempre valores inferiores aqueles, à exceção do caso extremo do *Cenário de antecipação*, mas apenas no ano de 2019.

³⁹ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

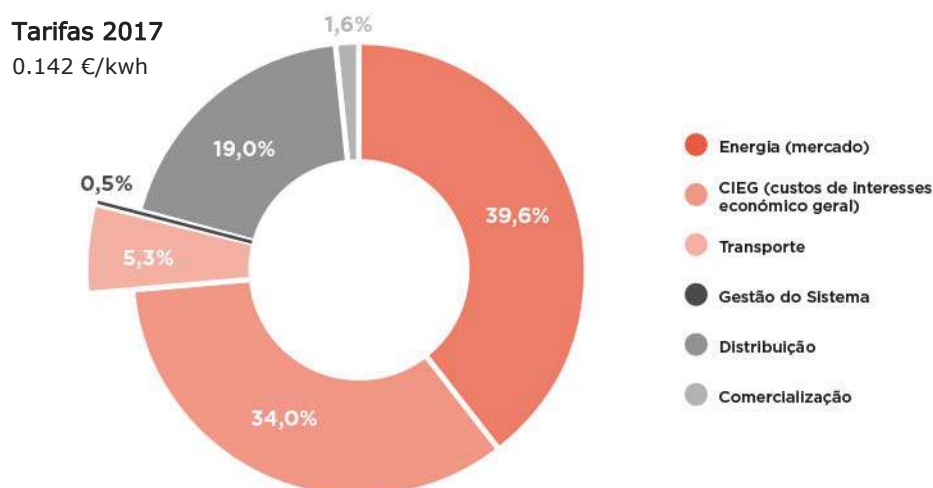
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO

6.2.1. Enquadramento

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema representam cerca de 5,8 % do total dos proveitos permitidos no setor elétrico a recuperar com as tarifas em vigor em 2017.

FIGURA 6-2

Estrutura do preço médio do Setor Elétrico, em 2017



Com base nas previsões dos investimentos incluídos no PDIRT, estimou-se o impacto tarifário considerando-se as consequências das alterações na base de ativos regulada e mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise. Importa referir que a base de ativos regulada varia positivamente com as transferências anuais para exploração e reduz-se com as amortizações do exercício e as comparticipações ao investimento.

Os pressupostos base considerados no cálculo dos impactos tarifários relativamente aos projetos apresentados na presente proposta de PDIRT, foram os seguintes:

- ✓ Consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2017;
- ✓ Tomaram-se como base de partida e para efeitos comparativos, as tarifas estabelecidas pela ERSE para 2017;
- ✓ 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 impactos do PDIRT nos custos com capital (remuneração da base de ativos regulada e amortizações), OPEX sujeitos a eficiências e incentivo ao fim de vida útil (transformadores e sistemas de comando e proteções), calculados com o consumo referido à emissão;
- ✓ Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 6,13 %, valor considerado nas tarifas fixadas para 2017;
- ✓ Aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada na atividade de transporte de energia elétrica.

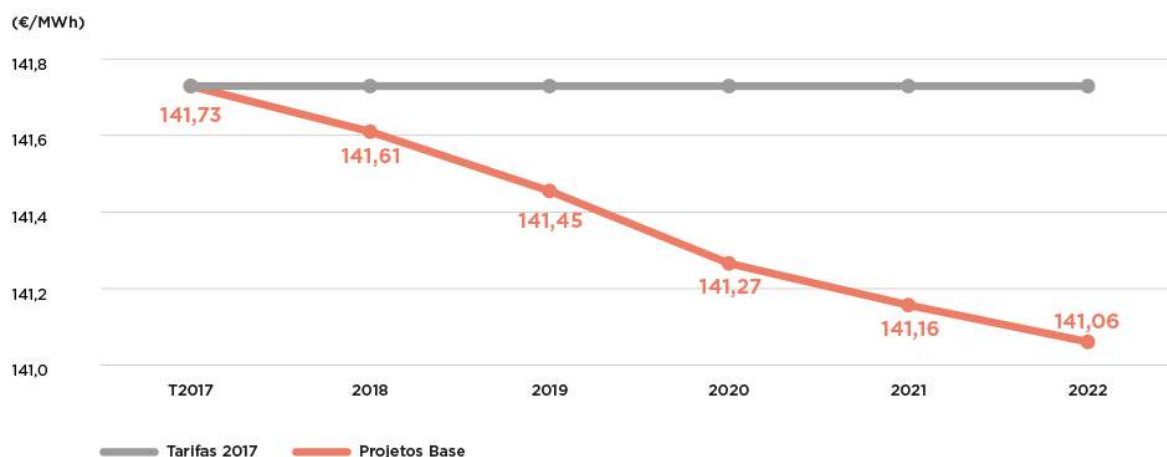
Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo do período, afigura-se como conservadora, tendo em conta a perspetiva, mesmo que muito ligeira, de acréscimo dos consumos. Neste contexto, perspetiva-se que os impactos reais venham a ser de maior amplitude, quer no que diz respeito a uma redução do preço médio do Setor Elétrico, quer a uma redução nos proveitos unitários médios da atividade de transporte.

6.2.2. Impacto tarifário dos Projetos Base

A Figura 6-3 apresenta a perspetiva de evolução do preço médio do setor elétrico⁴⁰ considerando o impacto dos Projetos Base⁴¹ do PDIRT.

FIGURA 6-3

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio do Setor Elétrico



Da análise da figura pode-se concluir que, entre 2017 e 2022, a taxa de variação média anual é de (-) 0,09 %, contribuindo para um desagravamento do preço médio do setor elétrico, em 2022, em cerca de 0,67 €/MWh.

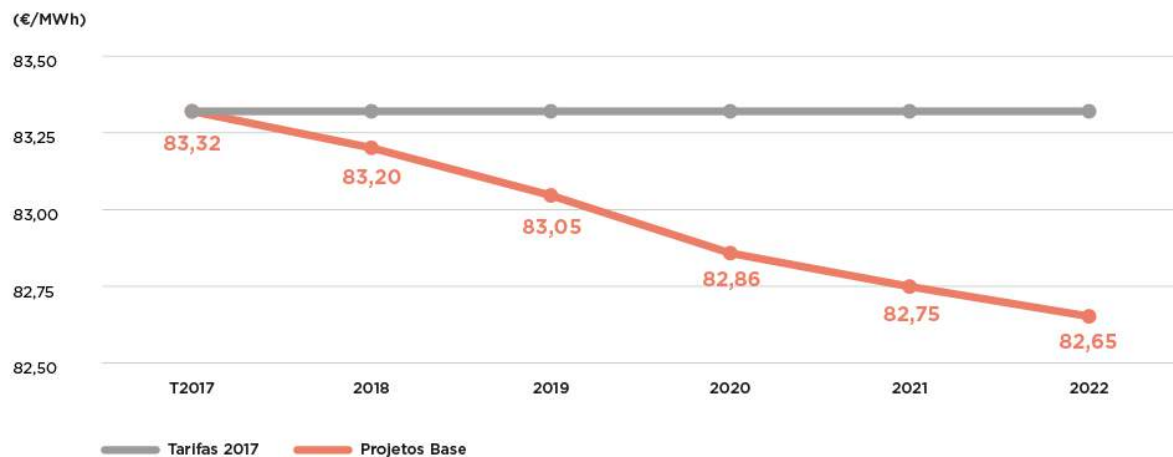
⁴⁰ Preço médio do Setor Elétrico – proveitos totais estimado para o setor elétrico por unidade consumida.

⁴¹ Conjunto de projetos apresentados no capítulo 4.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-4, o impacto dos projetos base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes⁴² pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-4

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes



Da análise da figura pode-se concluir que, entre 2017 e 2022, a taxa de variação média anual é de (-) 0,17 %, contribuindo para um desagravamento do preço médio da tarifa de acesso às redes em cerca de 0,67 €/MWh em 2022.

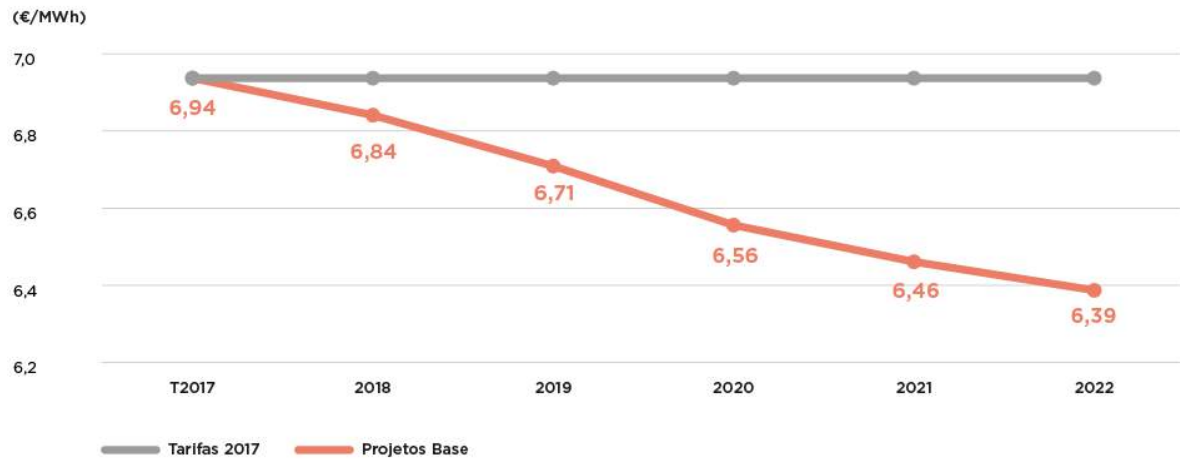
Ao nível dos proveitos unitários médios da atividade de transporte⁴³, pode-se concluir que a taxa de variação média anual entre 2017 e 2022 é de (-) 1,64 %, contribuindo para um desagravamento de cerca de 0,55 €/MWh em 2022. A sua evolução pode ser observada na figura seguinte.

42 Preço médio da tarifa de acesso às redes – proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse geral por unidade consumida.

43 Preço unitário da atividade de transporte – proveitos estimados da atividade de transporte por unidade de consumo referido à emissão.

FIGURA 6-5

Impacto dos Projetos Base do PDIRT nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



A redução nos preços e proveitos apresentada nas Figuras 6-3 a 6-5, reflete uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração ao longo do período em análise.

6.2.3. Impacto tarifário dos Projetos Complementares

Nos quadros que se seguem é apresentado a estimativa do impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço.

QUADRO 6-4

Impacto tarifário dos Projetos Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento					Impacto no preço médio da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X					0,041	0,098	0,095	0,093	0,091
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X					0,040	0,096	0,094	0,092	0,089
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	X					0,055	0,152	0,185	0,192	0,187
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	X					0,028	0,067	0,065	0,064	0,062
Alimentação a Cliente em MAT		X				0,009	0,022	0,022	0,021	0,021
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X			0,038	0,090	0,088	0,086	0,084
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)		X	X	X		0,038	0,090	0,088	0,086	0,083
Nova subestação de Divor (fase 1) (fase 2)		X	X	X		0,014 0,005	0,035 0,012	0,034 0,011	0,033 0,011	0,032 0,011
Criação do ponto injetor em Pegões		X				0,007	0,016	0,015	0,015	0,015
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira				X		0,067	0,158	0,154	0,151	0,147
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	X					*	*	*	*	*
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,011	0,026	0,026	0,025	0,025
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X	0,059	0,139	0,135	0,132	0,129
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X	0,050	0,119	0,116	0,114	0,111

* O projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo será totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

QUADRO 6-5

Impacto tarifário dos Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento					Impacto nos proveitos unitários médios da atividade de transporte [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X					0,037	0,089	0,086	0,084	0,082
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X					0,037	0,087	0,085	0,083	0,081
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	X					0,050	0,138	0,168	0,174	0,170
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	X					0,026	0,061	0,059	0,058	0,057
Alimentação a Cliente em MAT		X				0,009	0,020	0,020	0,019	0,019
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X			0,035	0,082	0,080	0,078	0,076
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)		X	X	X		0,034	0,082	0,080	0,078	0,076
Nova subestação de Divor (fase 1) (fase 2)		X	X	X		0,013 0,004	0,032 0,011	0,031 0,010	0,030 0,010	0,029 0,010
Criação do ponto injetor em Pegões		X				0,006	0,014	0,014	0,014	0,013
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira				X		0,060	0,143	0,140	0,137	0,133
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	X					*	*	*	*	*
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,010	0,024	0,023	0,023	0,022
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X	0,053	0,126	0,123	0,120	0,117
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X	0,046	0,108	0,106	0,103	0,101

* O projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo será totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

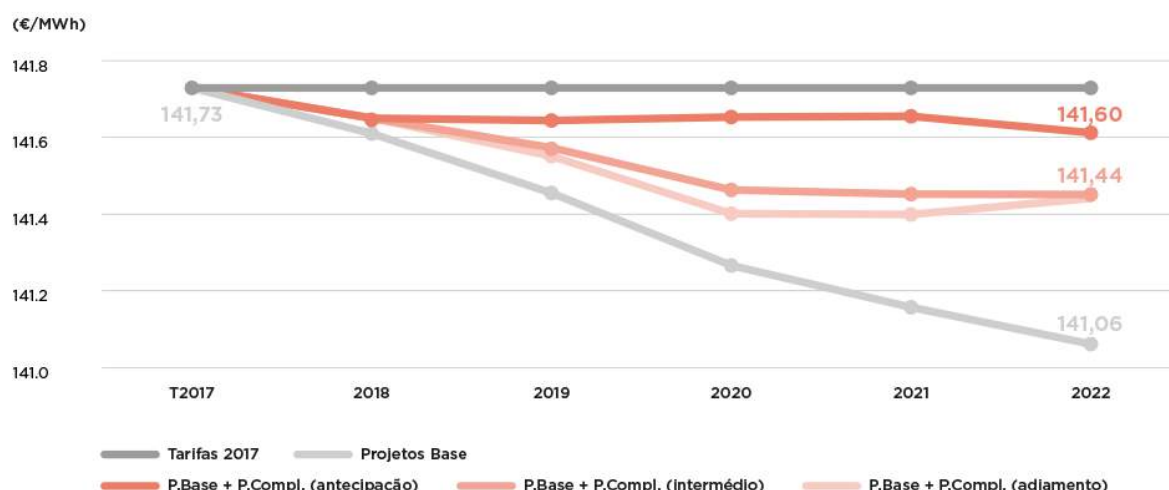
6.2.4. Impacto Tarifário considerando os Projetos Base mais os Projetos Complementares

Para efeitos de análise do impacto tarifário da totalidade dos projetos apresentados na presente edição do PDIRT e tendo em conta a incerteza que assiste sobre a realização e calendário dos Projetos Complementares, foram aqui estudados os três cenários alternativos considerados de realização dos Projetos Complementares (mencionados no subcapítulo 5.2.).

Neste contexto, a Figura 6-6 apresenta a evolução do preço médio do setor elétrico.

FIGURA 6-6

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do Setor Elétrico

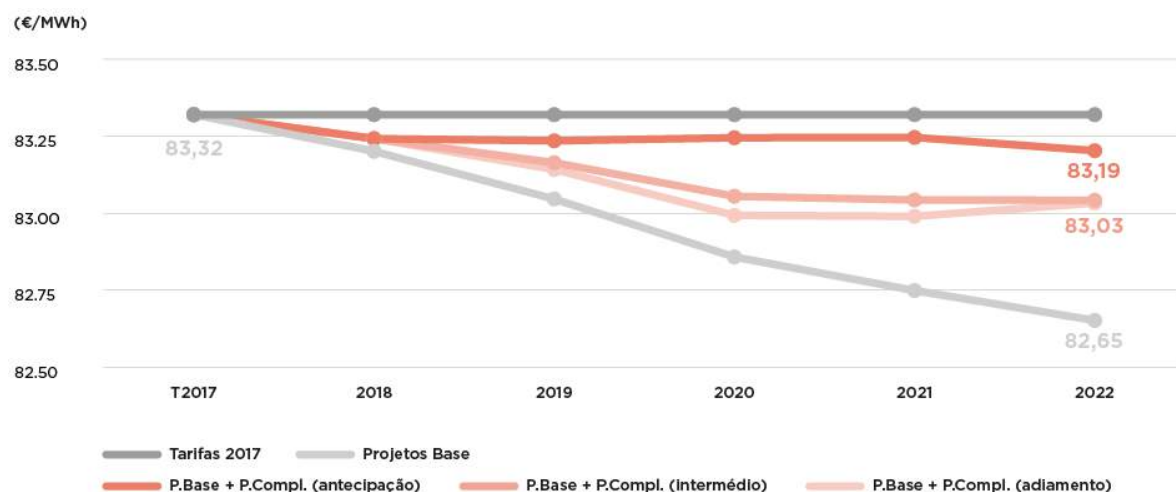


Da análise da figura pode-se concluir que entre 2017 e 2022, com a inclusão dos Projetos Complementares, a taxa de variação média anual situa-se entre (-) 0,02 %, contribuindo neste caso para um decréscimo do preço médio em cerca de 0,13 €/MWh, e (-) 0,04 %, concorrendo para uma redução do preço médio em cerca de 0,29 €/MWh, dependendo da data de entrada em exploração destes projetos.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-7, o impacto no preço médio das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-7

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do das tarifas de acesso

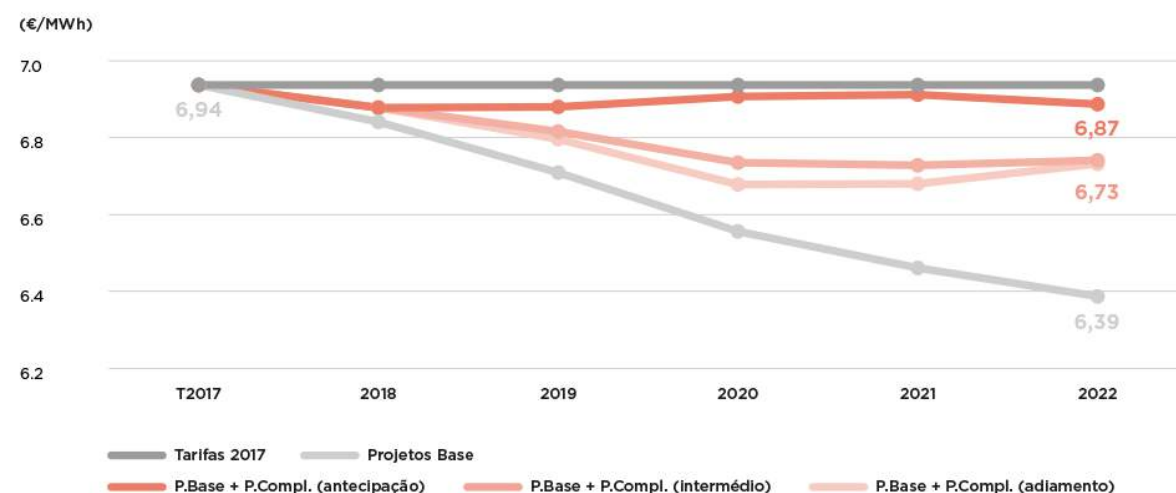


Pode-se concluir que, em relação ao preço médio das tarifas de acesso, a realização da totalidade dos projetos apresentados neste PDIRT apresenta, entre 2017 e 2022, uma taxa de variação média anual entre (-) 0,04 %, contribuindo neste caso para um decréscimo do preço médio em cerca de 0,13 €/MWh, e (-) 0,07 %, concorrendo para uma redução do preço médio em cerca de 0,29 €/MWh, dependendo da data de entrada em exploração destes projetos.

Quanto aos proveitos unitários médios da atividade de transporte, da análise da Figura 6-8 pode-se observar que, entre 2017 e 2022, a taxa de variação média anual varia entre (-) 0,18 %, contribuindo neste caso para um decréscimo do preço médio em cerca de 0,07 €/MWh, e (-) 0,61 %, concorrendo para uma redução do preço médio em cerca de 0,21 €/MWh, dependendo da data de entrada em exploração destes projetos.

FIGURA 6-8

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



CONCLUSÃO

Da análise apresentada, conclui-se que o impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio do setor elétrico e no preço médio das tarifas de acesso, mantendo todas as restantes componentes de proveitos constantes, permite um desagravamento nos próximos cinco anos, na ordem dos 0.67 €/MWh.

Se se considerarem também os Projetos Complementares o desagravamento, em 2022, varia entre 0,07 €/MWh e 0,21 €/MWh, dependendo da sua data de entrada em exploração.

Estas reduções refletem uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração ao longo do período em análise.

Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo de todo o período, afigura-se como conservadora, tendo em conta a perspetiva, mesmo que muito ligeira, de acréscimo dos consumos. Neste contexto, perspetiva-se que os impactos reais venham a ser de maior amplitude, quer no que diz respeito a uma redução do preço médio do Setor Elétrico, quer a uma redução nos proveitos unitários médios da atividade de transporte

6.3.

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Inclui-se neste plano a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais: 2022 e 2027. Os resultados da aplicação desta metodologia são apresentados separadamente para os Projetos Base e Projetos Complementares nas secções seguintes.

6.3.1. Aplicação aos Projetos Base

6.3.1.1. Remodelação e modernização de ativos

Tal como referido anteriormente, nesta proposta de PDIRT são mencionados somente os projetos de remodelação de ativos até 2022, atendendo à dificuldade de prever o indicador de estado dos ativos num horizonte de mais longo-prazo. Neste contexto, não será efetuada uma análise multicritério/custo-benefício para o horizonte temporal 2023-2027 (segundo quinquénio do PDIRT), para este tipo de investimento.

LINHAS

As ações de modernização em linhas podem dividir-se em dois grupos: projetos (i) de remodelação integral com *uprating* e (ii) de melhoria operacional e de segurança.

Projetos de Remodelação Integral com Uprating

No presente PDIRT estão previstas iniciativas de remodelação integral com aumento da capacidade de transporte das linhas Riba d'Ave – Recarei 2, a 400 kV, Carregado-Rio Maior 1, a 220 kV, e Oleiros-Vila Fria 1 e 2, a 150 kV. Foi ainda identificada a necessidade de realizar intervenções de remodelação profunda nas linhas a 400 kV Pego-Rio Maior e Rio Maior-Alto Mira, que pela sua dimensão e âmbito se considera útil considerar nesta análise. Seguindo a metodologia MCB, apresentada neste documento, foi realizado o exercício de comparar diferentes alternativas de planeamento, através de variáveis de decisão. A primeira alternativa, corresponde à opção preconizada neste plano, consistindo no *uprating* destas linhas, o qual inclui a intervenção nos componentes principais da linha, nomeadamente isoladores, sistemas de fixação, cabos condutores e de guarda, visando assegurar sustentadamente os adequados níveis de fiabilidade e de segurança para pessoas e bens. Adicionalmente, são feitas alterações pontuais nos apoios e fundações. A alternativa à proposta do PDIRT é materializada pela substituição da linha em causa por uma nova, com a capacidade de transporte desejada.

A metodologia MCB aplicada a este grupo de projetos resultou o Quadro 6-6, no qual se compara, para cada linha, as duas opções de investimento mencionadas no parágrafo anterior.

QUADRO 6-6

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de Ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos					
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Linha Riba d'Ave – Recarei 2 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	5 (3)	9	67	3,1
Linha Riba d'Ave – Recarei 2 (substituição) - alternativa	1 639	++	7 (3)	9	226	10,3
Linha Carregado – Rio Maior 1 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	297	++	4 (4)	6	39	1,8
Linha Carregado – Rio Maior 1 (substituição) - alternativa	297	++	6 (4)	6	201	9,2
Linha dupla Oleiros – Vila Fria 1 e 2 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	306	+++	4 (4)	6	55	2,5
Linha dupla Oleiros – Vila Fria 1 e 2 (substituição) - alternativa	306	+++	6 (4)	6	149	6,8
Linha Pego – Rio Maior (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	5 (3)	8	160	7,3
Linha Pego – Rio Maior (substituição) - alternativa	1 639	++	7 (3)	8	538	24,6
Linha Rio Maior – Alto de Mira (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	5 (3)	9	90	4,1
Linha Rio Maior – Alto de Mira (substituição) - alternativa	1 639	++	7 (3)	9	342	15,6

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Verifica-se, em todos os casos apresentados no Quadro 6-6, que a opção pela remodelação com *uprating* constitui a alternativa mais eficiente, pelo facto de permitir alcançar os mesmos objetivos finais de benefício, com um nível de investimento cerca de 3 a 4 vezes inferior. Os únicos atributos em que o *uprating* apresenta um benefício inferior são a “Melhoria do Indicador do Estado do Ativo”

e a “Manutenção ou Criação de Emprego Externo (n)” uma vez que se compara um ativo remodelado com outro integralmente novo.

Relativamente aos restantes atributos, a título de exemplo, a intervenção na Linha Riba d’Ave – Recarei 2 promove a redução do risco de indisponibilidade de 1 639 MVA de capacidade na rede (correspondentes à sua capacidade de transporte) e uma melhoria significativa na segurança de pessoas e bens e no estado global do ativo (pela substituição de isoladores e acessórios de fixação com elevado tempo de serviço). A principal diferença entre as opções *uprating* e substituição, consiste no nível do investimento e na manutenção ou criação de emprego associada. Por fim, a proposta de remodelação da referida linha Riba d’Ave – Recarei 2 possibilita evitar 7,2 M€ de investimento.

Projetos de Melhoria Operacional e de Segurança

O plano de remodelação de linhas proposto engloba ainda o conjunto de linhas da RNT que justificam uma intervenção com vista a prolongar o seu tempo de vida útil, assegurar sustentadamente os adequados níveis de segurança e desempenho operacional. Estes projetos consubstanciam intervenções ao nível de componentes com vários anos de serviço e desgaste acentuado, cuja substituição representa uma melhoria do desempenho e redução da probabilidade de falha, com reflexos positivos ao nível da “Segurança de Pessoas e Bens” e da “Melhoria do Indicador do Estado do Ativo”.

Um grupo particular, incluído nesta categoria de projetos, prende-se com a substituição de isoladores de vidro por compósitos, em linhas localizadas em zonas de forte poluição. De acordo com a experiência da REN, os isoladores compósitos permitem a melhoria do desempenho da rede, nessas zonas, e controlo do aumento dos custos de manutenção com operações de lavagem de isoladores. Incluem-se, neste grupo, a linha dupla a 400 kV Alto de Mira – Ribatejo / Fanhões - Ribatejo, e a linha a 220 kV Carregado – Fanhões 2. Deste modo, os atributos “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens” e “Melhoria do Indicador do Estado do Ativo” não são a principal motivação para a realização destes projetos.

QUADRO 6-7

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos					
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Linha Agueira - Prereiros 2	297	++	2 (5)	7	13	0,6
Linha Alto de Mira - Ribatejo e linha Fanhões - Ribatejo	3 574		1 (7)	7	18	0,8
Linha Ourique - Tavira	411	+++	5 (2)	4	17	0,8
Linha Carregado - Fanhões 2	402		1 (6)	5	11	0,5
Linha Lindoso - Conchas	131	+++	4 (3)	2	3	0,2
Linha Ourique - Neves Corvo	153	++	2 (5)	10	11	0,5
Linha Riba d'Ave - Oleiros	153	+++	4 (3)	4	7	0,3
Linha Porto Alto - Palmela 1	206		1 (5)	8	7	0,3

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

INSTALAÇÕES NÃO LINEARES

No âmbito da avaliação realizada para os equipamentos primários, foi selecionado um conjunto de ativos para substituição ou recondicionamento. Assim, os projetos incluídos no presente plano podem incluir a substituição de diversos tipos de ativos, nomeadamente disjuntores, seccionadores, transformadores de medida, descarregadores de sobretensão e recondicionamento de transformadores de potência. Os valores apresentados no Quadro 6-8 estão agregados por instalação, podendo incluir substituição ou recondicionamento, consoante o caso, de diferentes categorias de ativos acima indicados.

Substituição de transformadores

Em algumas subestações está prevista a substituição de transformadores de potência devido à sua idade avançada e reduzido valor de IE, como por exemplo na subestação do Carregado, de Rio Maior, de Pereiros, de Vila Pouca de Aguiar, de Palmela e da Valdigem.

Com a concretização destes projetos, pretende-se promover a melhoria do Indicador do Estado do Ativo, a “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens” e diminuição da probabilidade de falha do equipamento. Esta diminuição da probabilidade de falha assume maior importância em instalações ligadas a centros eletroprodutores, tal como acontece no caso da subestação da Valdigem.

Recondicionamento de transformadores

Para além dos transformadores selecionados para substituição, existem outras unidades classificadas com baixo valor de IE em que se pretende realizar uma intervenção profunda de recondicionamento, garantindo o prolongamento do seu tempo de vida através da desaceleração do seu envelhecimento e pela substituição de diversos componentes obsoletos e degradados.

Estão incluídos, neste lote de investimento, unidades localizadas nas subestações de Canelas, Rio Maior, Vila Fria e Sines. Como exemplo, refere-se o recondicionamento de uma unidade na subestação de Sines, onde é esperada uma melhoria do Indicador do Estado do Ativo e uma “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens”.

QUADRO 6-8

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos												
	Redução da carga natural em risco de interrupção (Mw/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (Mw/M€)		Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (Mw)	Redução de probabilidade de falha (n° falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/-)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Redução de custos para o SEN (M€)
Alto de Mira	-	-	-	-	6 669	44	-	+++	5 (4)	9	9	0,541	-
Canelas	345	2,04	20	0,12	2 343	10	0,00	+++	4 (4)	10	38	2,250	-
Carregado	152	0,90	52	0,31	3 665	409	0,04	+++	6 (4)	8	60	3,571	0,236
Carriche	-	-	-	-	1 888	7	-	++	5 (4)	8	13	0,800	-
Ermidas - Sado	-	-	-	-	520	0	-	++	-	7	3	0,200	-
Estarreja	258	1,52	8	0,05	2 185	94	0,00	+++	4 (5)	10	29	1,753	-
Estoi	-	-	-	-	1 002	14	-	+++	5 (4)	9	12	0,750	-
Falagueira	70	0,41	9	0,05	4 391	478	0,02	+++	5 (4)	8	24	1,475	-
Fanhões	-	-	-	-	8 909	199	-	+++	4 (4)	8	20	1,201	-
Mogadouro	14	0,08	14	0,08	762	4	0,07	+++	3 (4)	9	6	0,375	-
Mourisca	-	-	-	-	1 566	199	-	+++	5 (4)	9	49	2,918	-
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	0,04	+++	6 (4)	8	195	11,554	0,205
Pereiros	226	1,34	0	0,00	3 750	532	0,06	+++	6 (3)	9	35	2,099	0,118
Riba d'Ave	-	-	-	-	7 796	205	-	+++	5 (4)	9	47	2,800	-
Rio Maior	161	0,95	26	0,15	6 360	215	0,07	+++	6 (3)	9	44	2,623	0,118
Sines	114	0,67	78	0,46	9 036	1 485	0,02	+++	5 (3)	10	60	3,606	-
Torrão	-	-	-	-	1 144	251	-	+++	5 (4)	8	9	0,574	-
Tunes	-	-	-	-	1 408	27	-	+++	5 (5)	8	3	0,196	-
Valdigem	132	0,78	56	0,33	4 050	893	0,12	+++	7 (3)	8	30	1,786	0,118
Vila Chã	-	-	-	-	1 632	127	-	+++	5 (4)	8	73	4,356	-
Vila Fria	206	1,21	107	0,63	528	254	0,02	+++	4 (4)	9	10	0,624	-
Vila Pouca Aguiar	27	0,16	1	0,01	1 632	334	0,09	+++	6 (4)	8	30	1,786	0,118

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Estima-se que com a execução do presente plano de modernização de ativos se evite uma degradação anual do SAIDI, em 0,13 min, e do SARI, em 5,0 min.

SISTEMAS

No seguimento da elaboração do Plano de Remodelação de Ativos, foram identificadas algumas instalações cujo Indicador do Estado dos Ativos indicava a necessidade de remodelar a nível dos sistemas de proteção, automação e controlo. Para esta avaliação, foi considerado o nível de obsolescência da tecnologia dos ativos, existência de peças de reserva, e o *know-how* interno e externo. Desta forma foi determinado o grau de criticidade dos ativos e o consequente IE. As instalações em causa encontram-se listadas no quadro seguinte.

QUADRO 6-9

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos													
	Redução da carga natural em risco de interrupção (Mw/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (Mw/M€)		Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (Mw)	Redução de ENF em risco (Mwh/ano)	Cavos de tensão: redução da duração (%)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Redução de custos para o SEN (M€/ano)
Alto de Mira	296	1,75	128	0,75	6 669	44	2 232	20	+++	5 (4)	9	67	4,000	0,507
Canelas	345	2,04	20	0,12	2 343	10	4 292	52	+++	6 (3)	10	28	1,671	0,156
Carriche	224	1,32	34	0,20	1 888	7	2 266	48	+++	5 (4)	8	38	2,303	0,292
Ermidas Sado	-	-	-	-	520	0	-	48	+++	6 (3)	7	15	0,937	0,119
Estarreja	258	1,52	8	0,05	2 185	94	1 136	39	+++	5 (4)	10	57	3,419	0,433
Estói	174	1,03	10	0,06	1 002	14	524	64	+++	3 (5)	9	47	2,802	0,355
Falagueira	70	0,41	9	0,05	4 391	478	301	26	+++	3 (5)	8	36	2,186	0,279
Ferreira do Alentejo	83	0,49	0	0,00	3 498	47	478	-	++	5 (3)	8	27	1,611	0,204
Monte da Pedra	-	-	-	-	444	0	-	51	+++	6 (3)	7	15	0,937	0,119
Mourisca	268	1,58	15	0,09	1 566	199	987	33	+++	4 (4)	9	47	2,802	0,355
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	-	15	+++	4 (4)	8	63	3,780	0,479
Pereiros	226	1,34	0	0,00	3 750	532	1 328	-	++	5 (3)	9	38	2,253	0,286
Pocinho	37	0,22	21	0,13	3 305	394	359	-	++	5 (3)	8	27	1,612	0,204
Riba d' Ave	404	2,38	18	0,11	7 796	205	2 935	-	+++	5 (3)	9	30	1,827	0,153
Ribatejo	-	-	-	-	6 673	784	-	-	+++	3 (4)	8	26	1,548	0,196
Sabóia	-	-	-	-	444	0	-	-	+++	3 (4)	7	19	1,151	0,146
Sacavém	236	1,40	166	0,98	1 429	28	3 604	46	+++	6 (3)	9	42	2,502	0,317
Santarém	102	0,60	0	0,00	1 524	4	232	13	+++	4 (5)	8	10	0,632	0,080
Tunes	196	1,16	54	0,32	1 408	27	1 495	-	++	5 (3)	8	36	2,136	0,271
Valdigem	132	0,78	56	0,33	4 050	893	1 171	-	++	5 (3)	8	33	1,962	0,249
Vila Chã	106	0,62	0	0,00	1 632	127	357	72	+++	4 (4)	8	47	2,802	0,355
Zêzere	247	1,46	11	0,07	2 435	436	1 446	-	+++	5 (4)	9	27	1,646	0,209

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Estas intervenções enquadram-se no âmbito da Remodelação e Modernização de ativos e são classificadas segundo os critérios definidos para cada um dos seus atributos.

Estima-se que com a execução do presente plano de modernização de ativos se evite uma degradação anual do SAIDI, em 0,13 min, e do SARI, em 5,0 min.

Para o atributo “Redução de carga natural em risco de interrupção”, é quantificada a carga natural da subestação em causa. No caso particular da subestação de Sacavém são considerados cerca de 236 MW de carga natural. Os atributos “Redução de carga sem recurso em risco de corte” e “Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade” estão diretamente relacionados, tal como o nome indica, com a carga sem recurso da subestação e a capacidade de transporte da rede, respetivamente, associadas à remodelação das instalações.

No caso do atributo “Redução de potência de produção em risco de corte”, foram considerados todos os centros eletroprodutores dependentes da instalação em causa e a potência resultante da perda dessa ligação.

O atributo de “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens” possui uma avaliação do tipo qualitativo e representa a redução do risco para pessoas e bens, decorrente da remodelação dos ativos dos Sistemas. Todas as instalações, alvo de remodelação, foram consideradas como beneficiárias no que concerne a este atributo, sendo classificadas na sua maioria com nível máximo de melhoria.

No caso do atributo “Melhoria do Indicador do Estado do Ativo” quantifica a melhoria face à previsão do valor do IE, caso não existisse intervenção. Por exemplo, para o caso dos Sistemas da subestação de Canelas, prevê-se uma melhoria do IE em 6 pontos, resultante da substituição dos equipamentos existentes por outros, cujo grau de *know-how*, interno e externo, é superior e com menor nível de obsolescência.

A “Redução de Custos para o SEN” representa, neste caso, o nível de poupança associado à substituição dos ativos em serviço por novas unidades. Por exemplo, para a remodelação dos Sistemas da subestação de Palmela, para um CAPEX de 3,78 M€ será esperado um benefício para o SEN de cerca de 0,48 M€/ano.

6.3.1.2. Compromissos com o ORD e segurança de alimentação

Na presente secção, é apresentada a análise e resultados da aplicação das metodologia multicritério/custo-benefício aos Projetos Base relacionados com “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação”. Para o efeito, e à semelhança da proposta de Plano anterior, os projetos foram agrupados por blocos de projetos, os quais se apresentam no Quadro 6-10.

Para o processo de definição de blocos de projetos, a REN, em linha com o trabalho realizado na proposta de PDIRT 2016-2025, adotou as boas práticas advogadas pela ENTSO-E⁴⁴. Com efeito, um bloco de projetos integra vários investimentos que concorrem para o mesmo objetivo na mesma zona geográfica. A Comissão Europeia também recomenda a agregação de projetos para

⁴⁴ ENTSO-E, Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Final - Approved by the European Commission, 2015. A ENTSO-E encontra-se a preparar uma atualização a esta metodologia, em relação à qual a ACER, em 6 de março de 2017, emitiu o seu parecer, sendo expectável que a nova metodologia seja aprovada pela Comissão Europeia ainda durante o corrente ano.

efeitos de análise custo-benefício, quando os investimentos partilham a mesma área geográfica, perseguem um objetivo em comum, e pertencem a um plano para a mesma área de rede⁴⁵.

Para este objetivo deve, no entanto, ter-se presente que numa rede malhada – como é próprio das redes de transporte – existe uma forte interdependência entre todos os seus elementos constituintes, pelo que uma desagregação por projetos individuais não permite captar todo o valor/benefício de cada projeto quando analisado em conjunto com o resto da rede.

Assim, para efeitos de análise multicritério/custo-benefício (com intuito de uma maior discriminação da valorização dos projetos inscritos na proposta de PDIRT), adotou-se uma abordagem por blocos de projetos que se encontrem fortemente inter-relacionados entre si, quer por via topológica, quer por objetivo comum dentro duma mesma área geográfica. Com efeito, os valores/benefícios de cada bloco não se esgotam no conjunto dos atributos que lhes estão associados na análise MCB, devendo aqueles ser considerados como os mínimos que cada bloco de projetos permite integrar no SEN. A esses benefícios, pelas razões expressas, é necessário ter em conta os demais benefícios identificados noutros blocos de projetos que a análise MCB adotada acabou por autonomizar de forma artificial.

De facto, a REN procedeu a uma análise dos benefícios com desagregação dos projetos, por blocos de projetos, com as ressalvas acima indicadas. No caso dos projetos base, a REN realizou uma subdivisão dos projetos por zona geográfica de proximidade. Esta desagregação resultou numa distribuição por blocos de projetos que, embora não elimine o efeito da perda de atribuição de benefícios a projetos que têm sinergias entre si e se encontram globalmente inter-relacionados, permite uma afetação mais discriminada entre os benefícios apresentados e os projetos físicos individuais que constituem os blocos de projetos.

Note-se que a agregação de investimentos ou de projetos individuais em blocos de projetos que concorrem para um mesmo objetivo faz parte das práticas seguidas também pela ENTSO-E (agregação em *clusters*), no âmbito das análises desenvolvidas em sede de TYNDP.

Tendo em consideração o exposto, passa-se a apresentar a lista de blocos de Projetos Base alvo de análise MCB nesta secção:

- Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto;
- Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes;
- Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;
- Ligação à RND, na região do Alentejo;
- Operacionalidade Global do SEN.

No Quadro 6-10 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco, bem como o racional que levou à sua agregação.

⁴⁵ European Commission, Guide to Cost-Benefit analysis of investment projects, 2008

QUADRO 6-10

Desagregação de projetos por bloco

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	- PR1605: Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - Reserva parada - PR0633: Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão - PR0935: Reforço de transformação em V. N. de Famalicão - PR1401: Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação ao PC Caniçada - PR0632: Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação à SE Pedralva - PR1021: Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado - PR0910: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase - PR1402: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	Projetos que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição nas regiões do Minho e do Porto, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	PR1604: Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar	Projetos que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Trás-os-Montes, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	- PR1607: Segurança de alimentação à Carvoeira - PR0933: Reforço de transformação em Alcochete - 2º transformador 400/60 kV - PR1041: Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	Projetos que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Lisboa e Península de Setúbal, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região do Alentejo	- PR1503: Reforço de transformação na Falagueira - 3º transformador 150/60 kV - PR 1408: Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada prov. outra SE - PR1608: Equipar painéis de transformador de reserva de Ourique	Projetos que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região do Alentejo, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Operacionalidade global do SEN	- PR1326: Reatância Shunt em Palmela - PR1006: Compensação de reativa pós 2019 - 1ª Fase - PR1511: Compensação de reativa pós 2019 - 2ª Fase	Projetos que, no seu conjunto, têm como principal objetivo garantir uma adequada operação da RNT (no médio e longo prazo), em particular no que respeita ao cumprimento dos níveis de tensão constantes no Regulamento da Rede de Transporte

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de Projetos Base.

HORIZONTE 2022

Os atributos para o horizonte 2022 apresentam-se no Quadro 6-11. Registe-se que os indicadores relativos ao benefício socioeconómico, aumento do ICP, integração da produção de FER e redução das emissões de CO₂, são partilhados entre os blocos de Projetos Base e estão relacionados com a integração de produção embebida.

QUADRO 6-11

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2022)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação														
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO2 (kton/ano)	Dimensão da faixa (km²)	Ocupação territorial linear (km)	Calvas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano M€/ano)*		Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	12,8	228	-	52	1,4	30	12	5 790	3,0	-3 070	-0,17		-	1 073	47,9
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	12,8	228	-	52	0,02	0,5	-	452	0,20	270	0,01		-	72	3,2
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	12,8	228	-	52	0,2	5	12	171 568	0,84	-1 920	-0,11		-	65	5,9
Ligação à RND, na região do Alentejo	12,8	228	-	52	-	-	8	580	0,26	-1 750	-0,10		-	65	2,9
Operacionalidade global do SEN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 761	0,15	-		188	8,4

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

HORIZONTE 2027

Em linha com os comentários à proposta de PDIRT 2016-2025 em sede de consulta pública, apresentam-se nesta secção os resultados da aplicação da MCB aos blocos de Projetos Base relacionados com Compromissos com o ORD e segurança de alimentação para um horizonte temporal de mais largo prazo, 2027.

O cálculo dos atributos da MCB para o ano 2027 considera a entrada em serviço dos Projetos Base que estão previstos no segundo quinquénio deste plano, para além dos projetos que se preveem entrar em serviço no primeiro quinquénio e que já foram objeto de análise na aplicação desta metodologia ao horizonte 2022.

Os resultados da aplicação desta metodologia ao horizonte 2027 apresentam-se no Quadro 6-12, donde é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes dos projetos relacionados com “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação” numa perspetiva de mais largo prazo.

QUADRO 6-12

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com Compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2027)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação														
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	Dimensão da faixa (km ²)	Ocupação territorial linear (km)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano M€/ano)*		Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	19,1	215	-	65	1,5	33	12	15 950	7,5	350	0,02		-	1 140	50,9
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	19,1	215	-	65	0,02	0,5	-	458	0,20	1 540	0,10		-	72	3,2
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;	19,1	215	-	65	0,2	5	12	177 127	0,84	-590	-0,04		-	244	10,9
Ligação à RND, na região do Alentejo	19,1	215	-	65	-	-	8	925	0,41	-1 250	-0,08		-	87	3,9
Operacionalidade global do SEN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 706	0,23	-		188	8,4

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

6.3.1.3. Análise global dos benefícios dos Projetos Base

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Base constantes nesta proposta de PDIRT. Com efeito, nesta avaliação são considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados no Quadro 6-13 para o horizonte 2022.

Nesta análise global, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2022, uma vez que os projetos de modernização de ativos, os quais constituem a maior parte do investimento dos Projetos Base, não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos.

Neste quadro é assim possível observar os benefícios globais de médio prazo decorrentes dos Projeto Base, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de Projetos Base do PDIRT).

QUADRO 6-13

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2022
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)		12,8
Redução de custos para o SEN (M€/ano) ¹		6,7
Redução das perdas de energia	(GWh/ano) (M€/ano)	-3,7 -0,2
Redução de energia distribuída em risco (*)	(GWh/ano) (M€/ano)	178,3 4,3
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*)	(GW) (M€)	5,1 30
Redução de carga sem recurso em risco corte ¹ (*)	(GW) (M€)	0,9 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n)		3 537
SAIDI: degradação evitada (minutos)		0,13
SARI: degradação evitada (minutos)		5,0
Cavas de tensão: redução da frequência ² (%)		22
Cavas de tensão: redução da duração ² (%)		32
Cavas de tensão: redução da profundidade ² (%)		10
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)		228
Redução das emissões de CO ² (kton/ano)		52
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)		157 362
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)		10 099
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo ¹ (0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		244
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)		35,3

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

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 2022.

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

6.3.2. Aplicação aos Projetos Complementares

Inclui-se neste subcapítulo a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais, 2022 e 2027, para os Projetos Complementares.

À semelhança dos Projetos Base, também os Projetos Complementares se encontram agrupados por blocos de projetos, que, neste caso, se encontram alinhados com cada indutor de investimento apresentado no capítulo 5. No Quadro 6-14 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco/indutor, bem como o racional que levou à sua agregação.

O projeto de ligação do Windfloat não foi objeto de aplicação de MCB nesta edição do Plano uma vez que:

- A Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016 determina que a REN deve “prosseguir as ações e medidas já iniciadas em princípios de 2015, pelo XIX Governo Constitucional, no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, em tempo, pela REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., do cabo submarino de ligação da central eólica offshore, de 25 MW, denominada Windfloat a situar ao largo de Viana de Castelo, de acordo com a solução técnica e económica mais eficiente”;
- O número 3. desta resolução estipula ainda que “os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação”, não representando por isso mesmo um encargo para os consumidores.

QUADRO 6-14

Desagregação de projetos por indutor

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
Integração de mercados e concorrência (Interligações)	PR0709: Nova interligação Minho-Galiza	Projeto que permite alcançar uma capacidade de interligação para fins comerciais entre Portugal e Espanha mínima de 3 000 MW, ao encontro dos objetivos dos governos português e espanhol
Integração de mercados e concorrência (Receção produção Alto Tâmega e NTC)	- PR0914: Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira (fases 1, 2 e 3) - PR0911: Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	Projetos que concorrem para a mesma finalidade principal (integração de FER), nomeadamente para a integração da produção hídrica dos aproveitamentos hidroelétricos do Tâmega, garantindo que os níveis de capacidade de interligação se mantêm em linha com os objetivos dos governos português e espanhol (3000 MW)
Integração de mercados e concorrência – Receção de produção eólica na região da Beira Interior	PR0917: Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	Projeto que permite integração de FER, nomeadamente a acomodação da produção eólica na região da Beira Interior, em particular o levantamento de restrições técnicas que se encontram em vigor para alguns parques eólicos em operação devido a falta de capacidade de receção na RNT naquela região.
Ligação a polos de consumo	- PR1411: Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões (fases 1, 2 e 3) - PR0953: Abertura de instalação em Divor - PR0639: Reforço de transformação em Divor - 2º transformador - PR1606: Alimentação de Parque Industrial em MAT - PR0968: Criação do injetor Pegões	Projetos que concorrem para garantir o abastecimento elétrico de novas subestações MAT/AT ou de clientes MAT.
Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	- PR1411: Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões (fases 1, 2 e 3) - PR0953: Abertura de instalação em Divor - PR0903: Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	Projetos que concorrem para dotar a RNT de capacidade de transporte e resiliência em situações adversas, face a alterações significativas no parque produtor em grandes centrais térmicas de base
Desenvolvim. do aproveitam. do Potencial Solar (Zona do Alto Alentejo)	- PR1411: Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões (fases 1, 2 e 3) - PR0953: Abertura de instalação em Divor - PR0639: Reforço de transformação em Divor - 2º transformador	Projetos que concorrem para a mesma finalidade principal (integração de FER) na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar
Desenv. do aproveit. do Potencial Solar (Zona do Baixo Alentejo e Algarve)	- PR1209: Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - PR1208: Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	Projetos que concorrem para a mesma finalidade principal (integração de FER) na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar
Sustentabilidade (Alto Douro Vinhateiro (ADV))	PR1431: Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	Projeto que visa a reformulação da RNT para minimização de impactos ambientais
Sustentabilidade (Zona do Porto)	PR1210: Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (fases 1, 2 e 3)	Projeto que visa a otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais
Sustentabilidade (Zona de Lisboa)	PR1211: Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (fases 1, 2 e 3)	Projeto que visa a otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais

Resultante da forte interdependência existente entre os elementos constituintes de uma rede de transporte, o mesmo projeto pode contribuir simultaneamente para diferentes finalidades. Nesse sentido, existem, nesta proposta de PDIRT, Projetos Complementares que permitem dar resposta a mais do que um indutor, pelo que no Quadro 6-14 estão incluídos em mais do que um bloco de projetos.

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de projetos complementares, tendo por base os agrupamentos de projetos indicados em cima.

HORIZONTE 2022

Os benefícios calculados para os Projetos Complementares com esta MCB, resultam, de entre outros fatores, benefícios relacionados com o funcionamento de mercado decorrentes do aumento da capacidade de interligação ou da integração de nova produção renovável.

No Quadro 6-15 apresentam-se os atributos que resultam destes benefícios, onde se destacam o benefício socioeconómico, o aumento do ICP, a integração da produção de FER e a redução das emissões de CO₂. No caso dos indutores que partilham projetos e, consequentemente benefícios, as quantificações de atributos encontram-se agrupadas para os blocos de projetos.

Conforme já referido, os Projetos Complementares, são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da realização destes Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla, introduz incerteza na data de realização destes projetos. Neste sentido, e para efeitos de MCB, a REN optou, no caso dos Projetos Complementares, por apresentar no Quadro 6-15 e no Quadro 6-16 a totalidade do CAPEX associado a cada bloco de projetos, possibilitando por esta via comparar quer os seus benefícios em 2022, quer os seus benefícios em 2027 com a totalidade investimento necessário à realização desses projetos.

QUADRO 6-15

Matriz MCB para blocos de Projetos Complementares (2022)

Bloco de projetos	Funcionamento de mercado											
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/+/-)	Redução das Emissões de CO2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa (km2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Integração demercados e concorrência - Interligações	>10	5	-	+++	300	-1 130	-0,06	-	3,5	77	791	35,3
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção Alto Tâmega e NTC	18,4	317	2,50%	++	56	570	0,03	-	8,4	187	2 292	97,3
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção eólica na região da Beira Interior	41,0	749	-	-	197	1 932	0,1	-	2,8	63	811	36,2
Ligação a polos de consumo			-	-		10 880	0,6		4,2	94	1 380	61,6
Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	41,9	736,8	-	-	197	11 820	0,1	15	7,2	160	1 723	76,8
Desenvolvim. do aproveitam. do Potencial Solar - Zona do Alto Alentejo			-	-					3,3	74	1 071	47,7
Desenv. do aproveit. do Potencial Solar - Zona do Baixo Alentejo / Algarve	41,9	736,8	-	-	197	6 060	0,3	-	1,7	38	1 299	58,0

HORIZONTE 2027

Conforme apresentado para o horizonte 2022, indicam-se no Quadro 6-16 os atributos que resultam, em grande parte, dos benefícios resultantes das alterações do funcionamento de mercado permitida pelos projetos complementares em 2027, nomeadamente o benefício socioeconómico, o aumento do ICP, a integração da produção de FER e a redução das emissões de CO₂. No caso dos indutores que partilham projetos e, consequentemente benefícios, os valores dos atributos encontra-se agrupados para os blocos de projetos.

Comparativamente com a análise elaborada para o horizonte de 2022, destaca-se a redução do contributo destes blocos de projetos para a Redução das Emissões de CO₂. Esta situação está diretamente relacionada com as alterações previstas no *mix* de produção no RMSA-E 2016, em particular com desativação das centrais térmicas a carvão do Pego em 2021 e de Sines em 2025, ambas com níveis de emissões mais elevados que os demais centros eletroprodutores, inclusivamente as centrais a gás.

QUADRO 6-16

Matriz MCB para blocos de projetos complementares (2027)

Bloco de projetos	Funcionamento de mercado											
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/+/-)	Redução das Emissões de CO2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa (km2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Integração de mercados e concorrência (Interligações)	45	160	-	+++	150	-2 600	-0,2	-	3,5	77	791	35,3
Integração de mercados e concorrência (Receção produção Alto Tâmega e NTC)	23,4	331	2,50%	++	27	-12 190	-0,8	-	8,4	187	2 292	97,3
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção eólica na região da Beira Interior	50,2	763	-	-	145	1 669	0,11	-	2,8	63	811	36,2
Ligação a polos de consumo			-	-		2 600	0,2		4,2	94	1 380	61,6
Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	49,2	729	-	-	136	10 560	0,7	15	7,2	160	1 723	76,8
Desenvolvim. do aproveitam. do Potencial Solar (Zona do Alto Alentejo)			-	-		6 920	0,4		3,3	74	1 071	47,7
Desenvolvim. do aproveitam. do Potencial Solar (Zona do Baixo Alentejo e Algarve)	49,2	729	-	-	136	-4 360	-0,3	-	1,7	38	1 299	58,0

No que respeita aos atributos do indutor Sustentabilidade, apresentam-se no Quadro 6-17 os resultados da aplicação da MCB desenvolvida pela REN para os blocos de projetos referentes a este indutor.

Estes blocos de projetos apresentam atributos iguais nos horizontes de 2022 e de 2027, uma vez que a sua determinação tem apenas que ver com a composição dos seus projetos de investimento e não com alterações decorrentes do funcionamento do SEN ou do mercado no longo prazo.

QUADRO 6-17

Matriz MCB para blocos de projetos do indutor sustentabilidade (2022)

Blocos de Projetos	Sustentabilidade							CAPEX (M€)
	Área do espaço envolvente valorizada (km ²)	População residente (nº hab)	% da população do território nacional	Redução da ocupação territorial de superfície (km ² %)		Densidade populacional da área valorizada (nº hab/km ²)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	
Sustentabilidade – Alto Douro Vinhateiro (ADV)	78	16 126	0,2	18,4	37	208	220	9,8
Sustentabilidade – Zona do Porto	187	548 368	5,2	9,9	26	2 931	301	50,5
Sustentabilidade – Zona de Lisboa	304	1 010 291	9,7	22,1	14	3 323	258	43,3

No caso do indutor “Sustentabilidade – Alto Douro Vinhateiro (ADV)”, a REN estudou e planeou um conjunto de ações na RNT, alinhados com a valorização e preservação deste património. Assim, a presente metodologia MCB, identifica a redução da ocupação territorial de superfície, face a uma otimização de corredores de linhas da RNT. Trata-se de um indicador do benefício deste projeto para a região (e para o país), sendo também calculadas a área do espaço valorizada, a densidade populacional da área valorizada e a manutenção ou criação de emprego externo.

Para os indutores “Sustentabilidade – Zona do Porto” e “Sustentabilidade – Zona do Lisboa”, trata-se da reformulação da RNT nas zonas de Lisboa e Porto, respetivamente. Estas propostas enquadram-se numa abordagem de ordenamento do território, assim como de qualidade do serviço. Pretende-se assegurar uma melhor adequação da tipologia de infraestruturas da RNT em zonas que, ao longo dos anos, se tornaram densamente urbanizadas. O princípio geral comum a empresas congéneres da REN, consiste em optar, nestes casos, pela tipologia de infraestruturas subterrâneas. Tal como se evidencia na matriz MCB, esta opção promove a redução da ocupação territorial de superfície — valorizando por essa via a área do espaço envolvente —, assim como o impacto visual e o ruído acústico.

ANÁLISE GLOBAL DOS BENEFÍCIOS

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Complementares constantes nesta proposta de PDIRT. Também são aqui considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados no Quadro 6-18 para os horizontes 2022 e 2027. Registe-se que a captura destes benefícios está naturalmente dependente da execução destes projetos, os quais constituem condição necessária para o efeito.

No Quadro 6-18 é possível observar os benefícios globais decorrentes dos Projetos Complementares, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de projetos base do PDIRT).

QUADRO 6-18

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2022	2027
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[143,2; 153,2]	217,0
Redução das perdas de energia (GWh/ano) (M€/ano)	30,1 1,1	2,6 0,1
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n.ano)	10 146	
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 544	2 711
Redução das emissões de CO ₂ (kton/ano)	947	594
Melhoria do Índice de Cobertura Probabilístico (%)	2,5	
Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	15	
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)	568,6	
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	50,4	
Investimento (líquido de participações) (M€) ¹	400	
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	693	

^{a)} Valor de investimento no período 2018-2027, para o cenário intermédio.

6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES

6.4.1. Projetos Base

CIRCUITOS ELÉTRICOS DE LINHAS

A evolução do comprimento de circuitos elétricos de linha⁴⁶ em serviço na RNT que resultará da concretização dos Projetos Base inscritos nesta proposta de Plano, é a indicada na Figura 6-9.

FIGURA 6-9

Evolução do comprimento dos circuitos de linha^(a) em serviço na rede MAT
(histórico 2013 a 2016 e previsão até 2027)



^(a) O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com exceção das linhas exploradas transitoriamente a 60 kV que são contabilizadas na respetiva tensão de construção e da linha de interligação Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão "150 kV".

Em termos totais de circuitos elétricos de linha, prevê-se um crescimento de 157 km, desde dezembro de 2017 até final de 2022, correspondendo a um acréscimo de cerca de 1,7 % relativamente ao comprimento total no final de 2017. Por nível de tensão, o crescimento é de 0,2 % na tensão de 400 kV, 2,6 % na tensão de 220 kV e de 2,0 % na tensão de 150 kV.

⁴⁶ A definição de "circuito elétrico de linha" aplica-se às ligações elétricas lineares existentes na rede (num sistema trifásico como o da REN, esta noção abrange os três condutores que constituem um circuito de linha elétrica). Uma mesma estrutura linear física de transporte (linha física) pode suportar mais do que uma linha elétrica, da mesma ou de tensões diferentes. É o caso das chamadas linhas duplas.

POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO

Por níveis de tensão, a evolução prevista para a potência global instalada de transformação é apresentada na Figura 6-10. A Figura 6-11 mostra a evolução da potência total instalada de transformação e de autotransformação decorrente da concretização dos Projetos Base inscritos nesta proposta de PDIRT, até 2022.

FIGURA 6-10

Evolução da potência instalada de transformação MAT/AT⁴⁷
(histórico 2013 a 2016 e previsão até 2027)

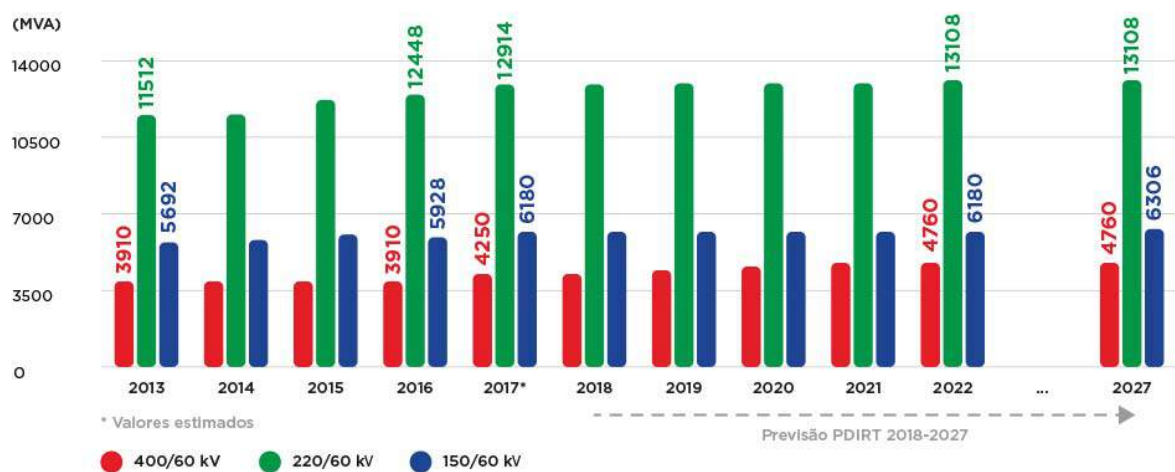
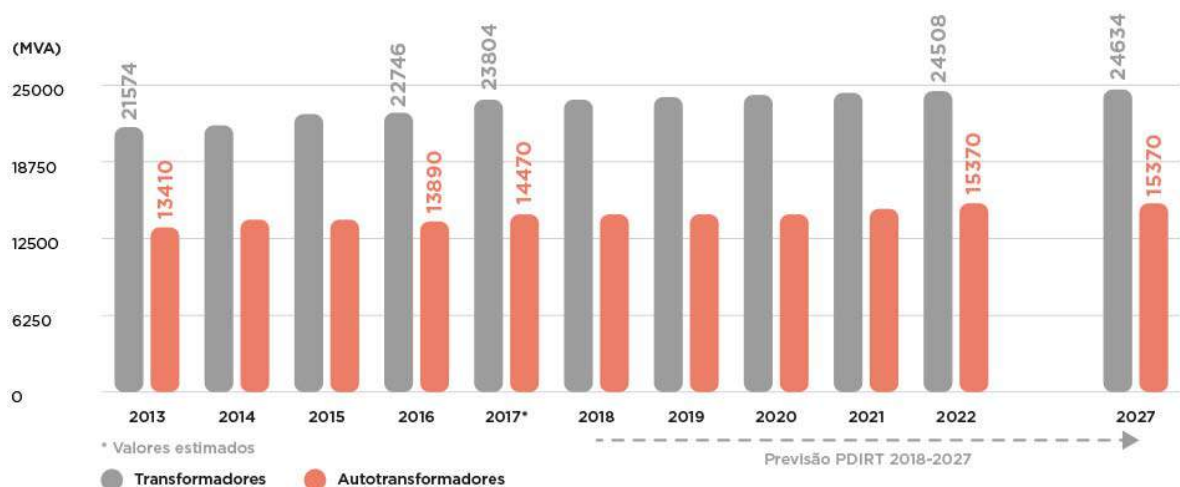


FIGURA 6-11

Evolução da potência instalada de autotransformação MAT/MAT⁴⁸ e de transformação MAT/AT
(histórico 2013 a 2016 e previsão até 2027)



⁴⁷ Desde final de 2013 a REN detêm 3 transformadores 220/30 kV, com as potências de 2x120 MVA + 1x80 MVA, os quais, no entanto, são operados pelo utilizador da rede.

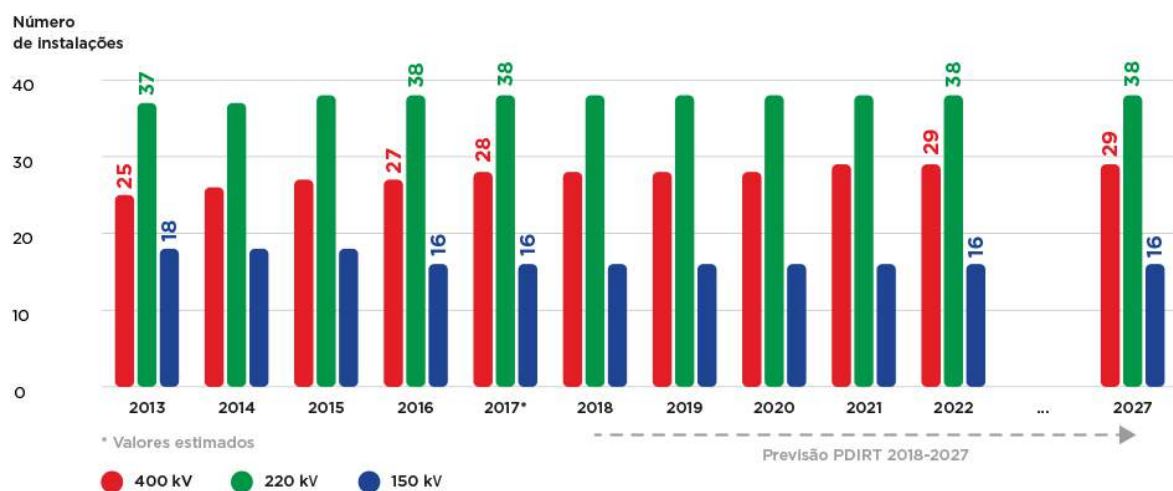
⁴⁸ Inclui, desde 2009, a transformação 150/130 kV na subestação de Pedralva.

INSTALAÇÕES DA RNT

A Figura 6-12 ilustra a evolução do número de subestações, de postos de corte, de seccionamento e de transição previstos no âmbito dos Projetos Base propostos neste PDIRT. As instalações foram contabilizadas pelo seu nível de tensão de exploração mais elevado.

FIGURA 6-12

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição da RNT
(histórico 2013 a 2016 e previsão até 2027)

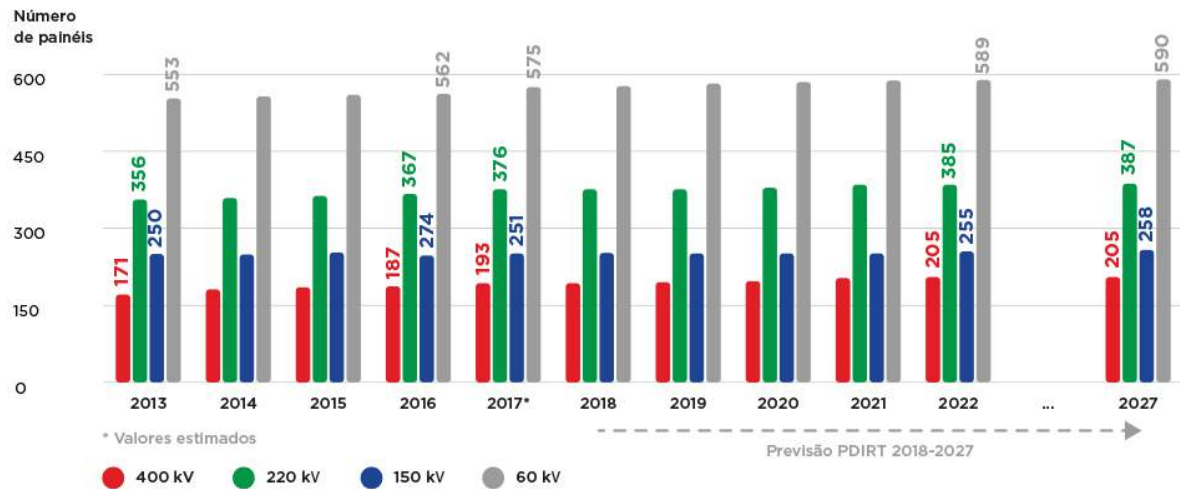


PAINÉIS DE MAT E AT

A Figura 6-13 mostra a evolução, até ao quinto ano do PDIRT, do número de painéis de 400, 220, 150 e 60 kV em exploração na RNT, considerando os Projetos Base.

FIGURA 6-13

Evolução do número de painéis nas subestações, postos de corte, seccionamento e de transição da RNT
(histórico 2013 a 2016 e previsão até 2027)



6.4.2. Projetos Complementares

A eventual concretização dos Projetos Complementares inseridos nesta proposta de Plano, implicará a seguinte variação de quantidades de equipamento:

QUADRO 6-19

Evolução do comprimento dos circuitos de linha MAT e da potência de transformação

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento					Comprimento dos circuitos de linha [km]			Transformação MAT/MAT e MAT/AT
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV	[MVA]
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X					77	-	-	-
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X					99	16	-	450
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	X					155	-	-	-
Eixo a 400 kV Pedralva - Zona do Porto (Sobrado)	X					67	-	-	-
Alimentação a Cliente em MAT		X				-	20	-	-
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X			86	-	-	-
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)		X	X	X		163	-	-88	214
Nova subestação de Divor (2 fases)		X	X	X		2	-	-	340
Criação do ponto injetor em Pegões		X				-	-	-	170
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira				X		122	-	20	-
Receção de energia offshore ao largo de Viana do castelo	X					-	-	17	-
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	-	-3	-	-
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X	-	11	-	-
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X	-	-	-	-

QUADRO 6-20

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição assim como do número de painéis na RNT

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento					Instalações [nº]			Painéis [nº]			
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	X					1	-	-	3	-	-	
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X					1	-	-	3	4	-	
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena – Feira (3 fases)	X					1	-	-	12	-	-	
Eixo a 400 kV Pedralva – zona do Porto (Sobrado)	X					-	-	-	2	-	-	
Alimentação a Cliente em MAT		X				-	1	-	-	4	-	
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa			X			-	-	-	2	-	-	
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões (3 fases)		X	X	X		2	-	-1	9	-	-4	-1
Nova subestação de Divor (2 fases)		X	X	X		1	-	-	4	-	-	6
Criação do ponto injetor em Pegões		X				-	-	-	1	-	-	4
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira				X		1	-	-1	4	-	-	-
Receção de energia offshore ao largo de Viana do castelo	X					-	-	-	-	-	-	-
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	-	-	-	-	-	-	-
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)					X	-	-	-	-	-	-	-
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)					X	-	1	-	-	-	-	-

6.5. PERDAS NA RNT

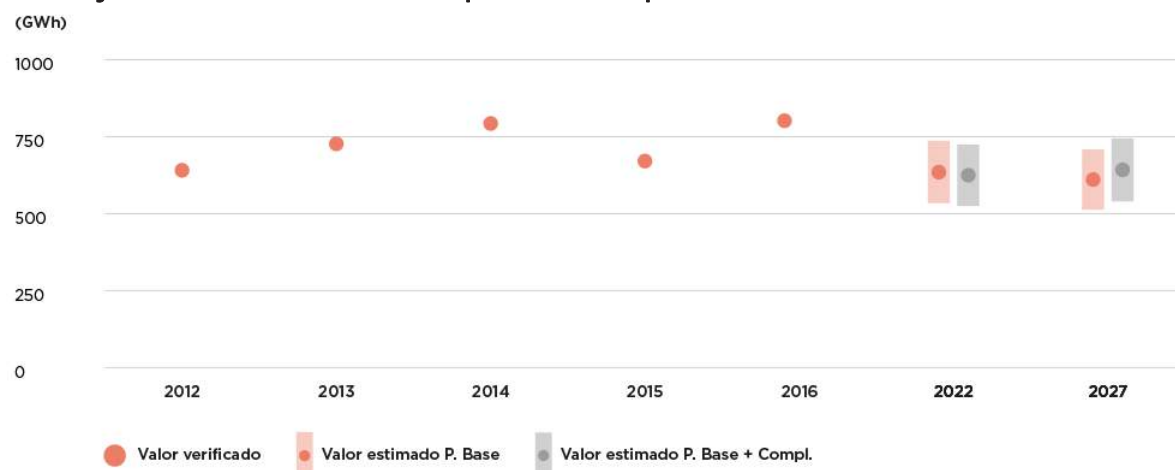
As perdas numa rede de transporte de energia elétrica são bastante voláteis e dependem de um conjunto de condicionantes que resultam de opções sobre o dimensionamento dos seus elementos, de soluções topológicas, de condições de exploração, etc. Em Portugal, o perfil de operação dos centros produtores, associado ao regime hidrológico e de eolicidade, tem um efeito bastante pronunciado nas perdas da RNT, uma vez que os meios de produção térmicos estão maioritariamente localizados na faixa litoral do centro e sul e mais próximos das zonas de maior consumo, e os hídricos e eólicos estão essencialmente a norte e no interior, posicionados de uma forma mais dispersa e distantes dos grandes centros de consumo. Desta forma, regimes húmidos ou com forte produção eólica conduzem a perdas mais elevadas na rede.

O desenvolvimento verificado na RNT, associado a uma otimização da gestão do SEN, tem permitido acomodar um volume cada vez maior de produção renovável sem que se tenha verificado um incremento significativo das perdas na rede (ver capítulo 2.6).

A quantificação dos valores expectáveis de perdas numa determinada rede, cuja estrutura se modifica ao longo do tempo, tem, naturalmente, associado um nível de incerteza não despreciable. A Figura 6-14 representa uma banda estimada de evolução para as perdas na RNT para o horizonte temporal do PDIRT, considerando por um lado só os Projetos Base e por outro os Projetos Base mais os Projetos Complementares. Do ponto de vista do parque produtor e de trocas com Espanha, foram tidos em conta cenários médios, ou seja, assumindo a não ocorrência de regimes mais extremados de produção hídrica e/ou eólica ou mesmo de trocas internacionais.

FIGURA 6-14

Evolução do valor absoluto esperado das perdas na RNT



Verifica-se que a previsão de perdas na RNT no horizonte temporal do PDIRT situa-se na mesma ordem de grandeza do valor registado em 2012 e 2015. Todavia, há que salientar o elevado grau de incerteza associado a esta estimativa, face à multiplicidade de cenários possíveis no conjunto dos perfis de geração utilizados em conjugação com os volumes de trocas internacionais realizadas.

6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A existência de uma capacidade comercial de interligação adequada é fundamental para fomentar a convergência de preços de energia elétrica nos diferentes países europeus e, por esta via, diminuir os custos da energia para o consumidor. Neste contexto e no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade — o MIBEL — na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006, foi definido pelos Governos de Portugal e de Espanha o objetivo de alcançar a meta de 3 000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação para fins comerciais entre os dois países.

A nível europeu foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo, para o efeito sido estabelecido que, em cada Estado Membro, o indicador *interconnection ratio*⁴⁹ não fosse inferior a 10 % em 2020, tendo este objetivo, mais tarde (em outubro de 2014), sido alargado para 15 % em 2030. Nos últimos anos, no sistema elétrico Português este índice tem apresentado valores na casa dos 9 %.

A adequação dos valores de capacidade de interligação é continuamente monitorizada pelos dois ORT, português e espanhol, quer ao nível do MIBEL, quer também ao nível da ENTSO-E em sede de elaboração do plano decenal europeu “TYNDP”, na medida em que a mesma é fortemente influenciada pela evolução da topologia de rede, do parque eletroprodutor e ainda das cargas.

6.6.1. Evolução da capacidade de interligação - Projetos Base

A conclusão dos reforços de rede previstos na rede portuguesa para 2017, nomeadamente os associados à integração das centrais hidroelétricas de Salomonde II e Frades II (conclusão do eixo a 400 kV Pedralva – zona de P. Lima – V. N. Famalicão), assim como os que se encontram previstos na rede espanhola até ao final de 2018, permitirão alcançar um valor sustentado de capacidade de interligação, tal como indicado no Quadro 6-21.

Não estando previsto a ocorrência de alterações significativas ao perfil de evolução das cargas a nível ibérico, estima-se que, considerando somente a realização dos Projetos Base, a capacidade de interligação se possa manter nos valores apresentados ao longo do período de abrangência da presente proposta de Plano.

⁴⁹ Definido para cada Estado-Membro como o quociente entre o valor da capacidade de interligação e a totalidade da potência instalada nos centros eletroprodutores.

QUADRO 6-21

Previsão dos Valores Mínimos⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação no Curto/Médio Prazo
(Limitações Previsionais só de rede)

Portugal → Espanha [MW]	Espanha → Portugal [MW]
2 600	2 000

⁽¹⁾ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulações de cenários representativos de rede. Na prática, em situações de déficit de geração para abastecimento de consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidades relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores.

O valor da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal tem vindo a ser limitada, na larga maioria do tempo, por diferença angular entre a subestação espanhola de Cartelle e o posto de corte do Alto Lindoso, após contingência da linha de interligação entre estas duas instalações. Deste modo, e na ausência da nova linha de interligação Ponte de Lima – Fontefría, que consta dos Projetos Complementares, perspetiva-se que a capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal apresente, com frequência, valores na ordem dos 2 000 MW, podendo apresentar algumas oscilações no dia a dia, face ao parque produtor efetivamente em serviço.

Nos valores acima apresentados não está traduzida alguma eventual redução nos valores da capacidade de interligação, nomeadamente no sentido de Portugal para Espanha, decorrentes da possível instalação de montantes elevados de nova potência em centrais de aproveitamento solar nomeadamente nas regiões do Baixo Alentejo e Algarve. No subcapítulo 6.7, sobre capacidade de receção de nova geração, este tema é tratado com maior detalhe.

De recordar que em relação aos valores de capacidade atrás apresentados, poderão vir a ocorrer reduções, em períodos limitados no tempo, motivadas por indisponibilidades de elementos de rede ou limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque produtor português e/ou espanhol, ou ainda de elevada produção renovável em períodos de menor consumo.

6.6.2. Evolução da capacidade de interligação - Projetos Complementares

LINHA DE INTERLIGAÇÃO PONTE DE LIMA - FONTEFRÍA

Nos últimos anos a capacidade de interligação tem vindo a ser limitada, no sentido de Espanha para Portugal e na larga maioria do tempo, por diferença angular entre a subestação espanhola de Cartelle e o posto de corte do Alto Lindoso, face à contingência da linha de interligação que liga estas duas instalações.

Para ultrapassar esta limitação na capacidade de interligação, a solução que técnica e economicamente se mostrou ser a mais favorável, passa pela construção de uma nova linha de interligação nesta zona, de forma a garantir uma continuidade elétrica entre as duas redes na

região. É neste contexto que, em resultado dos estudos conjuntos⁵⁰ desenvolvidos entre a REN e a REE no âmbito do MIBEL, para se atingir a meta de 3 000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais, foi acordada a construção de uma segunda linha de interligação entre as regiões do Minho e da Galiza, a poente da atual linha Alto Lindoso - Cartelle e ligando as futuras subestações de Ponte de Lima, em Portugal, e de Fontefría, em Espanha.

Esta nova linha, para além do contributo que lhe está subjacente para um incremento significativo da capacidade de interligação, permitindo cumprir com as metas definidas, quer para o MIBEL quer ao nível do *interconnection ratio* definido pela EU, transporta consigo outras mais-valias para o SEN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e garantia de continuidade de abastecimento.

Neste contexto e no âmbito do reforço da capacidade de interligação Portugal – Espanha, de forma coordenada com a Red Eléctrica de España, a REN apresentou a candidatura deste projeto ao estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC), ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, tendo-lhe sido atribuída essa classificação⁵¹ nas primeira e segunda listas de PIC da EU. Em janeiro de 2017 foi efetuada, novamente, a candidatura desta interligação para integração na terceira lista de PIC, presentemente em análise/preparação, cujos resultados deverão ser conhecidos até final de 2017.

LINHA A 400 kV PEDRALVA – SOBRADO

A concretizar-se a construção dos novos aproveitamentos hidroelétricos previstos para a cascata do Tâmega, os acréscimos decorrentes nos trânsitos de energia entre a zona do Minho e a do Grande Porto podem vir a induzir reduções significativas no valor da capacidade de interligação, nomeadamente no sentido de Espanha para Portugal. Face a esta situação e no sentido de ultrapassar estas reduções de capacidade de interligação, foi identificado como solução a construção de uma nova linha a 400 kV, ligando a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado.

A REN apresentou a candidatura da linha Pedralva – Sobrado ao estatuto de Projeto de Interesse Comum, ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, tendo-lhe sido atribuída essa classificação⁵² nas primeira e segunda listas de PIC da UE. Em janeiro de 2017 foi efetuada, novamente, a candidatura para integração na terceira lista de PIC, presentemente em análise/preparação, e cujos resultados deverão ser conhecidos até final de 2017.

⁵⁰ "Desenvolvimento da Rede de Espanha e Portugal para a implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) – Estudo de Desenvolvimento da Rede de Interligação", de março de 2007.

⁵¹ Uma descrição mais pormenorizada desta linha de interligação como PIC pode ser encontrada no subcapítulo 1.5.

⁵² Uma descrição mais pormenorizada desta linha de interligação como PIC pode ser encontrada no subcapítulo 1.5.

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Estando a capacidade de interligação fortemente dependente da topologia de rede e do parque eletroprodutor, entre outros fatores, o quadro que se apresenta de seguida ilustra a estimativa da evolução da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha considerando a realização dos Projetos Complementares.

QUADRO 6-22

Previsão dos Valores Mínimos⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (considerando a concretização de um conjunto de Projetos Complementares contidos no Indutor Integração de Mercados e Concorrência)
(Limitações Previsionais só de rede)

	Portugal → Espanha [MW]	Espanha → Portugal [MW]
2018	2 600	2 000
2022	3 000	3 000
2027	3 200	3 600

⁽¹⁾ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulações de cenários representativos de rede. Na prática, em situações de déficit de geração para abastecimento de consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidades relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores.

6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO

6.7.1. Enquadramento

De acordo com as obrigações do operador da RNT, o planeamento dos reforços de rede tem por base a salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos, devendo o mesmo ser efetuado em articulação com a política energética nacional, com a concessionária da RND, com os grandes consumidores ligados diretamente em MAT e com o operador da rede de transporte de Espanha.

Os reforços de rede, para além de satisfazerem as necessidades para as quais foram projetados, permitem, por vezes, criar capacidade adicional para ligação de novos consumos ou centros de produção. Tal deve-se ao facto de os elementos de rede propostos serem, por uma questão técnico-económica de projeto, construção, operação e manutenção, padronizados ao nível das suas características elétricas (nomeadamente a sua capacidade nominal), originando que as soluções propostas acabem, em alguns casos, por facultar uma capacidade um pouco superior às estritas necessidades.

No que diz respeito à oferta de energia, a liberalização do sistema eletroprodutor e a aposta nas energias renováveis, com um elevado grau de incerteza na sua localização, produtividade e data de concretização, vieram alterar o paradigma tradicional, que era baseado em cenários de evolução do sistema produtor de maior estabilidade. As capacidades de receção, consignadas no Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, e definidas de forma previsional, constituem assim, neste ambiente de incerteza, um suporte e um instrumento de referência para o processo de atribuição de pontos de ligação a novos centros produtores. Neste contexto, com o objetivo de fazer face à dinâmica de atribuição dos pontos de receção, ressalta a necessidade de avaliação dos valores futuros de capacidade de receção na RNT, tendo em consideração as perspetivas mais recentes quanto à evolução futura da rede interligada.

Tal como referido no subcapítulo 3.6., de acordo com a evolução do parque eletroprodutor que consta do "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030" (RMSA-E 2016), publicado pela DGEG em janeiro de 2017, até ao horizonte de 2020/2022 perspetiva-se um crescimento de aproximadamente 1 800 MW de potência instalada em aproveitamentos renováveis dos quais se estima que cerca de 1 300 MW sejam de aproveitamento da energia solar.

Tendo em consideração a localização do recurso renovável (nomeadamente o solar) e os pedidos de informação sobre capacidade de receção disponível na rede recebidos da parte de promotores para ligação de nova potência, infere-se que as regiões do Alentejo e do Algarve sejam aquelas que terão uma maior apetência para a instalação de nova potência de produção, baseada no aproveitamento solar.

6.7.2. Metodologia de cálculo

A avaliação da capacidade adicional para a ligação de novos centros produtores, pode ter na sua base duas abordagens distintas:

Individual – o valor de capacidade adicional calculado para cada nó individualmente, tem como pressuposto não haver qualquer outra nova injeção nas outras subestações/zonas que se encontrem eletricamente próximas;

Simultânea – o valor de capacidade adicional calculado para cada nó admite que nas subestações/zonas eletricamente próximas também poderão vir a ser ligados outros novos centros eletroprodutores.

Na primeira abordagem, individual, a informação tem um grau de relevância baixo, na medida em que a efetiva capacidade pode vir a variar bastante, consoante as potências que venham a ser atribuídas/licenciadas nas subestações/zonas que se encontrem eletricamente próximas.

Dada a dinâmica de atribuição de potência de ligação para novos centros eletroprodutores, a metodologia de cálculo de capacidades simultâneas é a mais adequada, não só porque não condiciona a resposta a um pedido de existência de capacidade, às vontades de todos os outros anteriores considerados individualmente (o que seria complicado de gerir e dificilmente possibilitar dar informação ao promotores quando estão em apreciação vários pedidos em simultâneo), como também permite dar aos *stakeholders* uma maior garantia de existência de capacidade, de forma mais independente de outras solicitações que possam ocorrer nas subestações/zonas eletricamente próximas.

Contudo, o facto de se poderem vir a registar elevadas concentrações de potência, em zona(s) de rede(s)/áreas relativamente próximas, que possam vir a colocar em causa as condições de operação da RNT e/ou a capacidade de interligação, leva a que a simultaneidade das capacidades de receção (que constam dos quadros apresentados neste subcapítulo) só deva ser entendida como válida até um montante total de atribuição de 400 MVA. Após a atribuição de capacidades neste montante, será necessário efetuar uma reavaliação das capacidades de receção no sentido da sua confirmação ou alteração.

A avaliação da capacidade da rede é suportada em análises de regimes de operação da RNT considerando condições normais (disponibilidade de todos os elementos da rede) e de contingência (com indisponibilidade de elementos de rede), e no estrito cumprimento dos 'Padrões de segurança para Planeamento da RNT' (constante no Regulamento da Rede de Transporte e apresentado no Anexo 1). Estas análises têm, fundamentalmente, em conta as restrições que resultem do seguinte:

- Verificação da adequação da capacidade de transporte dos elementos da RNT (linhas, autotransformadores, transformadores, etc.);
- Verificação do cumprimento do perfil de tensões admissíveis na RNT;
- Garantia de segurança, estabilidade e nível da qualidade de serviço (harmónicas, *flicker*, etc.) do sistema elétrico tanto em regime permanente como em regime dinâmico. Em especial, prevenir eventuais situações mais gravosas, na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW;
- Manutenção de valores adequados da capacidade de interligação com Espanha.

O cálculo é efetuado com base na melhor estimativa dos fluxos de potência na RNT, para um leque alargado de cenários plausíveis de operação da rede dos horizontes em estudo, fluxos esses que são também fortemente influenciados pelo funcionamento integrado dos dois sistemas elétricos ibéricos e de nova geração que venha, entretanto, a ser atribuída.

Dada a elevada quantidade de combinações distintas para a alocação de potência pelas diversas subestações da RNT, torna-se inviável assegurar a existência de capacidades simultâneas para elevados montantes a nível global tendo em conta a incerteza associada, quer à localização dos futuros centros eletroprodutores, quer a outros fatores externos como seja a evolução do sistema eletroprodutor espanhol.

Neste contexto, a estimativa das capacidades de receção é atualizada numa base periódica, de modo a incorporar a efetiva taxa de concretização, quer dos novos centros produtores quer de reforços na própria RNT, como ainda a composição da rede e do parque produtor de Espanha com a qual a RNT se encontra interligada.

Para o curto prazo, apresentam-se no Quadro 6-25, de forma desagregada por 'zona de rede', subestação e nível de tensão, os valores de capacidade de receção de nova geração. Este tipo de informação é também reportado anualmente pelo ORT através da Caracterização da RNT⁵³. De realçar que, face ao publicado em março de 2017 na Caracterização da RNT, há a registar agora um acréscimo de capacidade na zona de Sines, decorrente da desativação da reserva de capacidade para ligação de uma central de ciclo combinado a gás natural, que estava considerada na subestação de Sines da RNT⁵⁴.

Para o médio/longo prazo os acréscimos de valores resultantes dos reforços de rede mencionados neste PDIRT como Projetos Complementares, são apresentados por zona geográfica, dada a incerteza de evolução não só da rede como também do próprio parque eletroprodutor e trânsitos transfronteiriços, nomeadamente nos horizontes de longo prazo, tendo como objetivo transmitir a ordem de grandeza dos montantes disponíveis em cada área.

No caso de se virem a registar alterações significativas nos fluxos transfronteiriços, pode vir a ocorrer a necessidade de introduzir alterações aos valores de capacidade para nova receção ainda disponíveis, em particular nas regiões geograficamente próximas dos eixos de interligação com Espanha, de forma a não comprometer os valores de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

6.7.3. Caracterização dos pedidos de ligação de nova produção à rede

Do largo conjunto de potências já atribuídas ou reservadas pela DGEG para ligação à rede de novos centros eletroprodutores, existe um subconjunto de projetos que ainda não se encontram em serviço (ligados à rede). No Quadro 6-23 apresenta-se a potência indicada pela DGEG como atribuída/reservada à data de 15 de março de 2017, e que ainda não se encontra ligada à rede.

⁵³ "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede" documento publicado pelo ORT em março e com periodicidade anual.

⁵⁴ Em abril de 2017 a DGEG enviou ofício ao ORT dando conta da decisão de descativação da capacidade de receção que se encontrava reservada em Sines para o promotor SPOWER, S.A. (Central de Ciclo Combinado de Sines).

Na subestação de Sines, encontra-se reservada, ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006, a potência de 800 MW destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Do ponto de vista das capacidades de receção de nova geração na RNT, está entendido que a ligação à RNT na subestação de Sines da central objeto desta Portaria, tirará partido de parte da capacidade de rede utilizada pela atual central a carvão de Sines, após a sua desclassificação.

No Quadro 6-24 encontra-se um resumo dos pedidos de informação de existência de capacidade de receção na RNT efetuados pelos promotores à REN, até ao final de 2016, para a instalação de centros eletroprodutores solares. Informação mais alargada e completa relativamente aos pedidos de informação de existência de capacidade de receção na RNT efetuados à REN pelos promotores, incluindo também outros tipos de recurso, pode ser vista no Anexo 12.

QUADRO 6-23

Potência indicada pela DGEG como atribuída/reservada até março de 2017 e que ainda não se encontra ligada à rede [MVA]

Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica ^{a)} [MVA]	Outros centros produtores [MVA]	Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica ^{a)} [MVA]	Outros centros produtores [MVA]
Alqueva	-	1	Oleiros	-	7
Alto de Mira	-	11	Ourique	-	90
Armamar	251	-	Paraíso	-	47
Batalha	-	47	Pedralva	-	55
Bodiosa	-	41	Pereiros	-	42
Canelas	-	9	Pocinho	-	75
Carrapatelo	-	5	Pombal	-	13
Carregado	-	9	Portimão	-	6
Carriche	-	6	Porto Alto	-	2
Carvoeira	-	14	Prelada	-	6
Castelo Branco	-	25	Riba d'Ave	-	15
Chafariz	-	130 ^{b)}	Ribeira de Pena ^{c)}	1 154	-
Custóias	-	9	Rio Maior	-	26
Ermesinde	-	7	Sacavém	-	3
Estarreja	-	7	Santarém	-	18
Estoi	-	28	Sete Rios	-	4
Estremoz	-	3	Setúbal	-	10
Évora	-	39	Tábua	-	4
Fafe	-	14	Tavira	-	201
Falagueira	-	50	Torrão	-	2
Fanhões	-	24	Trajouce	-	1
Feira	-	1	Valdigem	-	29
Fernão Ferro	-	11	Valpaços	-	14
Ferreira do Alentejo	-	22	Vermoim	-	63
Ferro	-	31	Vieira do Minho	780 ^{e)}	-
Fridão	238	-	Vila Chã	-	42
Lavos	914 ^{d)}	-	Vila Fria	-	39
Macedo	-	24	Vila Pouca Aguiar	-	4
Mogadouro	-	7	Zêzere	-	48
Mourisca	-	8	Total	3 337	1 449

a) Entende-se como Grande Hídrica, os centros eletroprodutores hídricos com potência instalada superior a 30 MW.

b) Destes 130 MVA, apesar de 60 MVA estarem reservados, não poderão ser instalados por limitações existentes ao nível da capacidade de rede. Na mesma zona, para além da limitação sobre estes 60 MVA, existe um montante de aproximadamente 110 MVA que já foi licenciado e ligado à rede, mas que se encontra condicionado na sua produção até à concretização da ligação a 400 kV Fundão – Falagueira, incluindo a abertura da nova subestação 400/220 kV do Fundão, reforço que possibilita desbloquear toda esta potência.

c) Instalação futura.

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

e) Este valor refere-se à central de Frades II que a março de 2017 se encontrava em fase de testes/ensaios.

QUADRO 6-24

Total dos pedidos formulados junto do ORT relativamente a projetos solares até final de 2016

Subestação	Nível de Tensão	Total de Pedidos (*)	
	[kV]	Número	Potência [MVA]
Falagueira	150	2	118
Santarém	60	1	50
Palmela	150	1	190
Sines	150	3	165
Évora	60	2	110
Estremoz	60	4	151
Alqueva	60	5	217
	400	1	150
Ferreira do Alentejo	60	6	300
	60	1	30
Ourique	150	3	145
	400	1	300
Tavira	150	7	262
	400	1	221
Portimão	60	1	49
	150	2	129
Tunes	60	2	61
Alentejo/Algarve	Outros	1	700
Total		44	3 348

(*) – Não estão contabilizados os pedidos apresentados diretamente ao ORD, sem que o ORT tenha sido consultado. Deste conjunto de pedidos, uma pequena parte (cerca de 340 MVA) já foi alvo de atribuição/reserva de potência por parte da DGEG (informação mais detalhada no Anexo 12).

Da observação do quadro anterior pode-se constatar um elevado interesse por parte dos promotores na instalação de centrais de aproveitamento da energia solar nas regiões do Alentejo e Algarve.

6.7.4. Capacidades de receção - Projetos Base

CAPACIDADE PARA O CURTO PRAZO

Tendo por base a informação sobre atribuição/reserva de capacidade de receção por parte da DGEG até março de 2017, e a descativação da reserva de capacidade para a central de ciclo combinado de Sines, a RNT dispõe de um potencial de capacidade de receção para nova geração, que se encontra distribuído ao longo de toda a rede, conforme reportado, de forma desagregada por 'zona(s) de rede', no Quadro 6-25.

No entanto, o valor da capacidade por zona(s) de rede só deve ser tomado como firme para atribuições de montantes de capacidade cujo valor agregado nacional não ultrapasse os 400 MVA

anteriormente citados, podendo aqueles valores de capacidade, para montantes de potência atribuída superiores a 400 MVA, vir a sofrer alterações decorrentes do impacto que a potência entretanto atribuída venha a ter na operação da RNT.

Em relação à região do Baixo Alentejo e Algarve (onde estão incluídas as subestações de Sines, Ferreira do Alentejo, Alqueva, Ourique, Portimão, Tunes, Estoi e Tavira), estudos específicos desenvolvidos permitiram identificar, com a atual previsão de evolução do sistema eletroprodutor ibérico, o limite de 800 MVA para a instalação de novos centros eletroprodutores, por forma a não colocar em causa a meta definida para a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha⁵⁵.

No Anexo 12 encontra-se um quadro, com uma discretização por subestação e nível de tensão, apresentando a seguinte informação: (i) potência que se encontra atribuída/reservada pela DGEG, com referência a 15 de março de 2017; (ii) pedidos de informação de existência de capacidade efetuados pelos promotores ao ORT (incluindo a informação sobre aqueles a que entretanto já foi atribuída/reservada licença para ligação à rede por parte da DGEG); (iii) capacidade disponível para receção de nova geração com a realização dos Projetos Base; (iv) acréscimo de capacidade de receção que resulta com a realização dos Projetos Complementares.

Da análise ao Quadro 6-25 é possível constatar que uma parte apreciável do montante de capacidade de capacidade de receção acima referido localiza-se mais junto dos grandes eixos a 400 kV que se estendem ao longo do litoral desde Braga até à zona de Sines (rede mais desenvolvida em consequência de um consumo mais elevado desta região face à produção existente), e não tanto no interior onde, por seu lado, reside a maior fatia do potencial renovável.

Os significativos montantes de potência de centros eletroprodutores que se encontram ligados ou já licenciados nas redes de MT e AT conduzem, de forma genérica nas regiões de maior apetência para a instalação de centros produtores baseados em energias renováveis, a uma saturação da capacidade de receção no nível de tensão de 60 kV, tal como pode ser constatado no Quadro 6-25 e na 'Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2016'. Nos casos em que a capacidade no nível de 60 kV é inferior à do nível MAT da mesma subestação, a limitação fica a dever-se à capacidade de transformação MAT/AT instalada. Neste particular, tendo em consideração os reforços de transformação MAT/AT previstos neste Plano no conjunto dos Projetos Base, prevê-se o aparecimento de capacidade de receção no nível de 60 kV nas subestações de Vila Nova de Famalicão, Falagueira e Alcochete, disponibilizando assim condições para uma mais eficiente ligação à rede por parte de centrais de pequena dimensão.

No entanto, com os pressupostos contidos nesta proposta de PDIRT, prevê-se que a capacidade suplementar de receção de nova produção indicada se localize maioritariamente nos níveis de tensão de MAT, em particular nas zonas de maior apetência de recurso renovável.

⁵⁵ Na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006, foi definido pelos Governos de Portugal e de Espanha o objetivo de alcançar a meta de 3 000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação para fins comerciais entre os dois países.

QUADRO 6-25

Estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração na RNT

Valores Indicativos para além da potência indicada pela DGEG como atribuída/reservada à data de 15 de março de 2017

Zona de rede	Barramento	[kV]	Capacidade em 2018		Zona(s)	Zona de rede	Barramento	[kV]	Capacidade em 2018		Zona(s)
			Restrição individual						Restrição individual		
1	Riba de Ave	400				26	Lavos	400			
	Riba de Ave	60						60			
10	Fafe	150			230	27	Pombal	60 ^{b)}	d)		500
	Fafe	60	50			29	Batalha	400 ou 60			
	Recarei	400				37 A	Rio Maior	400			
	Vermoim	400				36	R. Maior	220 ou 60			
2	Feira	400				30	Zêzere	220 ou 60			200
	Feira	60				35	Santarém	220 ou 60 ^{c)}			
2 A	V. N. Famalicão	400						220 ou 150			
8	Recarei	220 ou 60			600	31	C. Branco	60			30
	Vermoim	220 ou 60 ^{b)}						150			
9	Prelada	220 ou 60 ^{c)}				32	Falagueira	60			0
	Custóias	220 ou 60 ^{b)}				33	Falagueira	400			100
11	Ermesinde	220 ou 60				34	Pego	400			120
12	Canelas	220 ou 60				35 A	Carregado	220 ou 60 ^{c)}			
	Mogadouro	220 ^{b)}						220	100		
16	Mogadouro	60 ^{c)}	60		70			60	0		
	Macedo	220 ou 60						400			
3	Valpaços	220 ou 60				37	Fanhões	400 ou 220			
	Valpaços	150	30					ou 60 ^{c)}			
4	Frades	60	0					400 ou 220			
	Vieira do Minho	400			230			ou 60 ^{b)}			
5	Pedralva	400				39	Sete Rios	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			600
	Pedralva	150	30					220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			
6	V. Fria	150 ou 60			60 ^{f)}			220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			
	Oleiros	150 ou 60				40	Trajouce	220 ou 60 ^{c)}			
13	Torrão	220	120			41	Carriche	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			
	Torrão	60	50					220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			
14	Carrapatelo	220 ^{b)}	100		270	42	Sacavém	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			
	Carrapatelo	60	0					220 ou 60 ^{c)}			
	Valdigem	220	100			43	Alto São João	220 ou 60 ^{c)}			
15	Vila P. Aguiar	220 ou 60	0			44	P. Alto	150 ou 60			
	Valdigem	60	0					150 ou 60			
15 A	Armamar	400						150 ou 60			
	Armamar	220	100		300	45	Trafaria	150			
18	Bodiosa	400						150			
	Bodiosa	60	0					150 ou 60 ^{b)}			600
16 A	Lagoaça	400						400			
	Lagoaça	220	50		120	46	F. Ferro	400			
17	Pocinho	220						400			
	Pocinho	60	0		120			60	d)		
	V. Chã	220 ou 60				47	Sines	150			100
19	Chafariz	220			0			60			
	Chafariz	60				48	Évora (D)	60 ^{c)}	e)		-
	Fundão (N)	400 ou 220				48 A	Estremoz	60	d)	d)	
19 B	Ferro	220			20	49	Alqueva	400			160
	Ferro	60						60			
20	Tábua	220						400			
	Tábua	60	40			50	Sines	400			800
	Pereiros	220 ou 60			150			400 ^{b)}			
25	Penela	220						Portimão	400		
	Penela	60	0			51	F. Alentejo	150 ^{b)}			80
	Penela	60						60	60		
21	Paraimo	220				52	Ourique	150			20 ^{b)}
	Paraimo	60						60	d)		
22	Paraimo	400			400	53 A	Tavira	400			
	Paraimo	60						150 ou 60			140 ^{a)}
23	Estarreja	220 ^{b)} ou 60				53	Estoi	150			
24	Mourisca	220 ^{b)} ou 60						150			
	Mourisca	60						60	0		
								150 ou 60			
						54	Tunes	150			150 ^{a)}
								150			
								60	50		

- 1 - A receção de potência em instalações futuras está dependente da possibilidade da sua efetiva concretização na data prevista, bem como das linhas que a elas convergem.
- 2 - Os valores a somar traduzem restrições individuais da potência de receção para o nível de tensão assinalado, não sendo cumulativos com o valor máximo que se encontra expresso no nível de tensão superior da respetiva zona de rede.
- 3 - Nos níveis de tensão em que não esteja mencionada qualquer restrição individual, terá de ser avaliado, caso a caso, a viabilidade de atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV.
- 4 - A eventual atribuição num montante global superior a 400 MW num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de rede, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizada pela rede.
- a) Considerando a instalação do segundo autotransformador 400/150 kV na subestação de Tavira em 2017.
- b) Não existem painéis livres para novas ligações. Necessidade de estudar a viabilidade de uma possível ampliação.
- c) O barramento neste nível de tensão pertence à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade.
- d) Por não haver nesta subestação segurança "n-1" na ligação à RNT, o valor da capacidade de receção encontra-se limitado à capacidade que o ORD tenha para escoar a totalidade da produção afeta a este injetor em caso de indisponibilidade da referida ligação.
- e) Subestação da RNT com desativação prevista no médio/longo prazo. A capacidade de receção encontra-se limitada à potência que o ORD seja capaz de escoar após a saída de serviço da transformação 150/60 kV, com um limite máximo de 30 MVA.
- f) Com a concretização da ligação a 150 kV entre a subestação de Fafe e o posto de corte da Caniçada prevista para 2019.

CAPACIDADE PARA O MÉDIO/LONGO PRAZO

O Quadro 6-26 e a Figura 6-15 ilustram os valores de capacidade de recepção, para novos centros eletroprodutores, previstas para o médio/longo prazo por grandes zonas da RNT, tendo como base de partida, a potência indicada pela DGEG como atribuída/reservada à data de 15 de março de 2017 e a topologia da RNT prevista para o final de 2017⁵⁶.

QUADRO 6-26

Estimativa de capacidades de recepção para nova geração(*) – Projetos Base

Área	Capacidade em 2018 [MVA]
A	300
B	800
C	600
D	300
E	400
F	0
G	900
H	300
I	1 200
J	0
L	800
M	300
N	300

*Cenário 2018' – Topologia prevista para a RNT no final de 2017.

* Os valores de capacidade aqui apresentados só devem ser tomados como firmes para atribuições de potência cujo valor agregado nacional não ultrapasse os 400 MVA, podendo, os referidos valores, para um total de atribuição superior a 400 MVA, vir a sofrer alterações decorrentes do impacto que a nova potência entretanto atribuída venha a ter na operação da RNT.

De referir que a instalação de autotransformação na futura subestação de Ponte de Lima ligando os níveis de tensão de 400 e 150 kV, ao permitir um meio alternativo de escoamento da produção injetada na rede de 150 kV local, para a rede de 400 kV, cria condições para a possibilidade de transferência de 200 MVA de capacidade que se encontra disponível na rede de 400 kV, para a de 150 kV da respetiva área, disponibilizando assim condições para uma mais eficiente ligação à rede por parte de centrais de média dimensão. Ainda na zona do Minho, a segunda fase de alimentação à subestação de Fafe, em particular a ligação de Fafe ao posto de corte da Caniçada, permitirá um acréscimo na ordem dos 40 MVA.

Conforme já referido, importa salientar que os valores de capacidade de recepção de nova geração apresentados são fortemente dependentes, quer da evolução do sistema eletroprodutor, português e espanhol, quer dos locais onde ao longo do tempo vai sendo atribuída potência para a instalação de novos centros eletroprodutores, cujo grau de incerteza é tanto maior quanto mais dilatado for o horizonte em análise. Neste contexto, acompanhando a evolução efetiva dos pressupostos subjacentes à apresentação da estimativa das capacidades de recepção, nomeadamente à efetiva

⁵⁶ Considerado em serviço até ao final de 2017 a entrada em serviço do segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira.

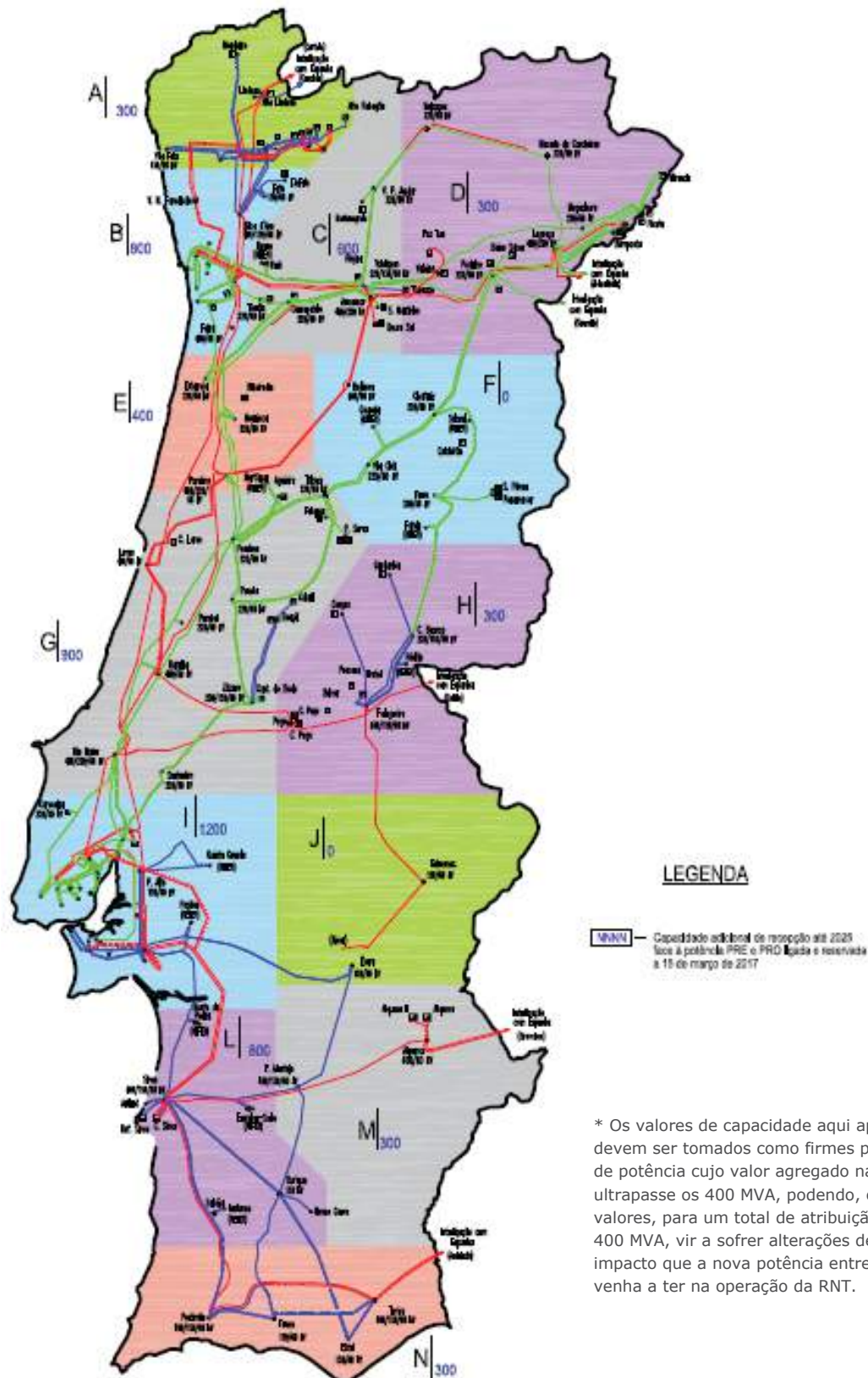
localização da potência que entretanto venha a ser atribuída, terá de ser efetuada uma reanálise às condições previsionais de funcionamento da rede para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede, caso venham a ocorrer alterações significativas dos fluxos energéticos nos eixos de interligação com a rede de Espanha ou de perspetiva de atribuição de potência de geração num montante superior a 400 MVA num período de dois anos.

Em relação à região do Baixo Alentejo e Algarve (área L, M e N), estudos específicos desenvolvidos permitiram identificar, com a atual previsão de evolução do sistema eletroprodutor ibérico, o limite de 800 MVA para a instalação de novos centros electroprodutores nesta região, por forma a manter as condições de operação da rede, nomeadamente não colocar em causa a meta definida para a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha⁵⁷.

⁵⁷ Na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006, foi definido pelos Governos de Portugal e de Espanha o objetivo de alcançar a meta de 3 000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação para fins comerciais entre os dois países.

FIGURA 6-15

Previsão da capacidade de recepção de nova produção*
Situação prevista para a RNT com os Projetos Base



6.7.5. Capacidades de receção - Projetos Complementares

Da comparação entre as capacidades de receção para nova geração previstas na RNT no final de 2017 e a localização do recurso renovável (este em grande parte com base nas solicitações recebidas da parte de promotores para ligação de nova potência), verifica-se ser limitada a capacidade para instalação de novos centros eletroprodutores, nomeadamente nas regiões do Alentejo (com exceção da zona de Sines) e do Algarve.

Neste contexto, o Quadro 6-27 identifica os Projetos Complementares (apresentados em detalhe no capítulo 5.), com impacto ao nível dos valores das capacidades de receção de nova geração na RNT.

QUADRO 6-27

Projetos Complementares com impacto nas capacidades de receção para nova geração

'Projetos Complementares' com impacto nas capacidades de receção para nova geração	
Nova interligação Minho-Galiza (PR0709)	
Nova linha a 400 kV Pedralva - Sobrado (PR0911)	
Eixo a 400 kV Fundão - Falagueira (PR0917)	
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Dívor-Pegões (PR1411) (inclui a criação do injetor de Dívor - PR0639, PR0953 e PR1222)	
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira (PR1208 e PR1209)	

No Quadro 6-28, encontra-se a estimativa de acréscimos de capacidade de receção na RNT associados a cada 'Projeto Complementar' com impacto na capacidade de receção.

QUADRO 6-28

Estimativa de capacidades de receção para nova geração ¹⁾ – Projetos Complementares

Unidade : MVA

Área	'Cenário 2018'	'Projetos Complementares' com influência na Capacidade de Receção				
		'Minho-Galiza'	'Pedralva-Sobrado'	'Fundão-Falagueira'	'Falagueira-Pegões'	'Ferreira-Tavira'
A	300	-	+200	-	-	-
B	800	-	+200	-	-	-
C	600	+100	-	-	-	-
D	300	-	-	-	-	-
E	400	-	-	-	-	-
F	0	-	-	+400	-	-
G	900	-	-	-	-	-
H	300	-	-	+100	-	-
I	1 200	-	-	-	-	-
J	0	-	-	-	+400	-
L	1 000	-	-	-	-	-
M	300	-	-	-	-	(400)*
N	300	-	-	-	-	(400)*
Total		+100	+400	+500	+400	(800)*

¹⁾ Os acréscimos de capacidade aqui apresentados só devem ser tomados como firmes para atribuições de potência cujo valor agregado nacional não ultrapasse os 400 MVA, podendo, os referidos valores, para um total de atribuição superior a 400 MVA, vir a sofrer alterações decorrentes do impacto que a nova potência entretanto atribuída venha a ter na operação da RNT.

* Possibilidade de transferência de potência proveniente da Área L.

'Cenário 2018' – Topologia prevista para a RNT no final do ano de 2017.

'Minho-Galiza' – Nova linha de interligação a 400 kV entre as regiões do Minho (Portugal) e da Galiza (Espanha).

'Pedralva-Sobrado' – Nova linha a 400 kV entre as subestações de Pedralva e Sobrado.

'Fundão-Falagueira' – Abertura da nova subestação do fundão e nova linha a 400 kV entre as subestações do Fundão e da Falagueira.

'Falagueira-Pegões' – Conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões e abertura da subestação 400/60 kV de Divor.

'Ferreira-Tavira' – Novo eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira.

Da observação dos valores apresentados no Quadro 6-28, estima-se um significativo potencial de incremento, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável, da capacidade para receção de nova geração com a realização dos respetivos reforços.

Na região da Beira Interior existem atualmente centros eletroprodutores já em serviço e com potência atribuída mas condicionada, isto é, existem 110 MVA de potência instalada que se encontram com restrições de geração até à concretização do projeto de abertura da subestação 400/220 kV do Fundão e de construção de uma linha a 400 kV entre as subestações do Fundão e da Falagueira. Adicionalmente, existe também nesta zona uma reserva de capacidade para a instalação de cerca de 60 MVA de produção renovável, que só poderá ser concretizada após a conclusão destes mesmos reforços, os quais permitem ainda disponibilizar capacidade de receção para outros novos centros eletroprodutores.

Verifica-se que, com a conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões, para além de melhorar a fiabilidade de alimentação dos consumos afetos às subestações de Estremoz e de Divor, torna-se possível incrementar a capacidade de receção na região do Alto

Alentejo em cerca de 400 MVA, nomeadamente nas citadas subestações de Estremoz e de Divor. Este projeto é imprescindível para que seja viável integrar nesta região novos centros eletroprodutores, para além da atual capacidade disponível (70 MVA).

A eventual concretização de um novo eixo a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e Tavira permitirá uma transferência de forma distribuída de um montante até cerca de 800 MVA de capacidade de receção da região de Sines para outras zonas mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, com elevado potencial endógeno e também maior quantidade de pedidos da parte dos promotores para instalação de novos centros eletroprodutores de aproveitamento de energia solar

Em articulação com esta zona, refere-se ainda encontrar-se em estudo a identificação dos potenciais benefícios que poderão advir para as capacidades de receção, fruto de uma eventual futura ligação entre as redes a 400 kV do Alto Alentejo (Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões) e do Baixo Alentejo (Sines-Ferreira do Alentejo-Alqueva). Contudo, estes estudos ainda não se encontram maduros o suficiente para que se possa neste momento adiantar conclusões mais objetivas.

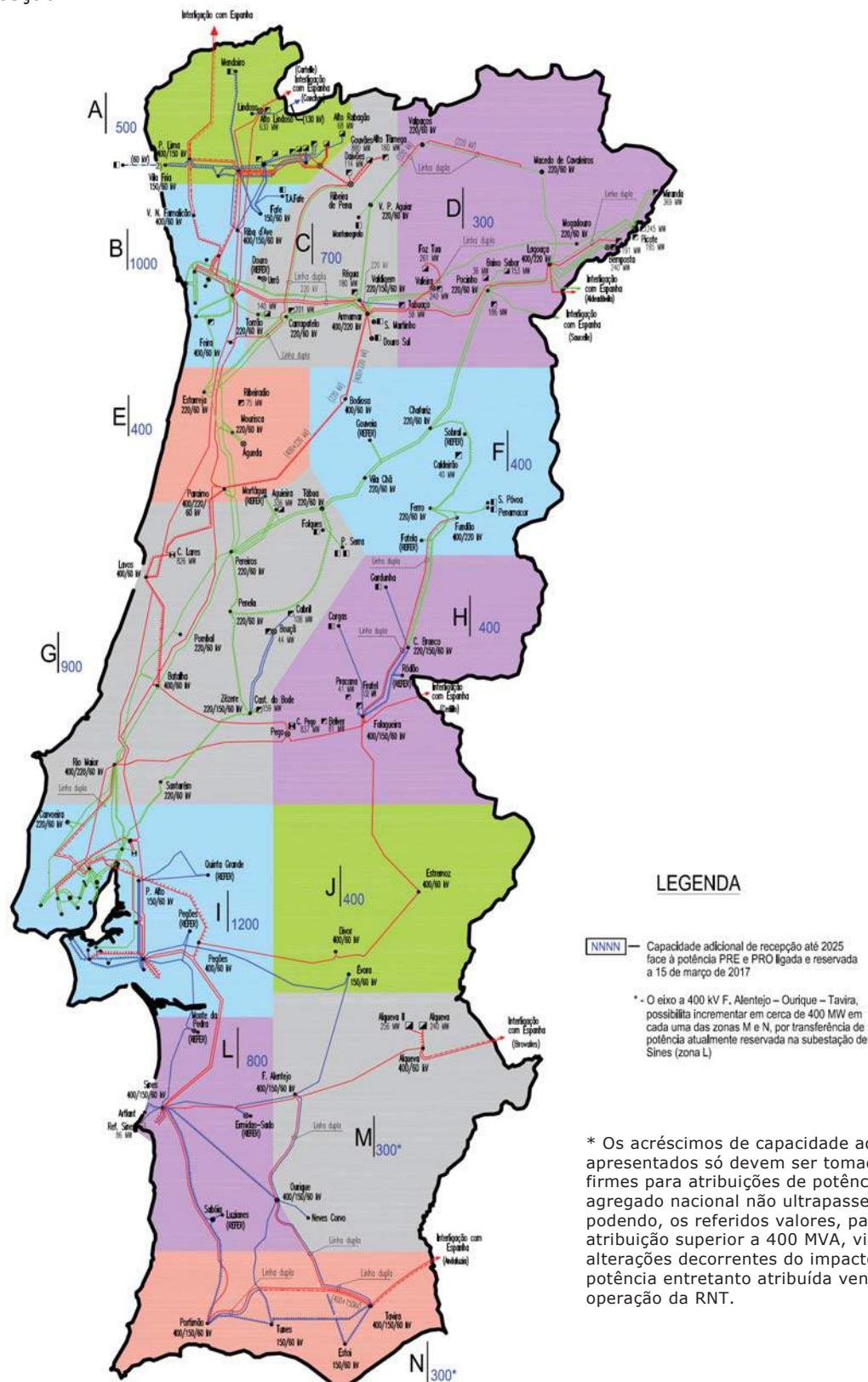
Conforme já referido, mais uma vez se salienta que os valores estimados para as capacidades de receção de nova geração são fortemente dependentes, quer da evolução do sistema eletroprodutor, português e espanhol, quer dos locais nos quais vai sendo atribuída potência para a instalação de novos centros eletroprodutores, cujo grau de incerteza é tanto maior quanto maior for o horizonte em análise. Neste contexto, acompanhando a evolução efetiva dos pressupostos para a apresentação da estimativa das capacidades de receção, terá de ser efetuada uma reanálise às condições previsionais de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede, caso venham a ocorrer alterações significativas dos fluxos energéticos nos eixos de interligação com a rede de Espanha ou de perspectiva de atribuição de potência de geração num montante superior a 400 MVA num período de dois anos.

A Figura 6-16 ilustra os valores previsíveis de capacidade de receção para nova geração, considerando a concretização dos Projetos Complementares apresentados nesta proposta de PDIRT que têm impacto na capacidade de receção para novos centros eletroprodutores.

FIGURA 6-16

Previsão da capacidade de receção de nova produção*

Situação prevista para a RNT com os Projetos Complementares com impacto na capacidade de receção



6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.8.1. Enquadramento

A energia elétrica, enquanto bem essencial nas sociedades modernas, está sujeita a obrigações de serviço público, nomeadamente no que respeita à qualidade do seu abastecimento e à sua disponibilização em termos adequados às necessidades dos consumidores.

A qualidade do serviço prestado no âmbito do transporte de energia elétrica é uma preocupação das várias entidades atuantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN). É tradução desta preocupação, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) que foi revisto no ano de 2013 (publicado em Diário da República, 2ª série de 29 de novembro), tendo entrado em vigor a 1 de janeiro de 2014, e que estabelece padrões, quer de natureza técnica, quer comercial, a que deve obedecer o serviço prestado, pelas diversas entidades do SEN.

O presente regulamento define que a REN, na sua qualidade de operador da rede de transporte de energia elétrica no território do continente, deve fazer um acompanhamento exaustivo dos padrões de qualidade de serviço, nomeadamente através da publicação anual de um relatório sobre a qualidade de serviço prestada pela empresa. A informação neste relatório pretende contribuir para uma melhor compreensão de alguns aspetos correlacionados com a qualidade de serviço da rede de transporte de energia elétrica.

A REN, enquanto concessionária e operadora da Rede Nacional de Transporte, tem vindo a assegurar a atividade de transporte de energia elétrica com um elevado nível de qualidade de serviço. A qualidade de serviço da RNT vem na sequência de uma tendência evidenciada ao longo dos anos para uma progressiva e sustentada melhoria de desempenho.

A empresa tem orientado a sua ação para a consolidação dos indicadores de qualidade de serviço e de desempenho já alcançados, assegurando o posicionamento da empresa no quadrante mais exigente (menor custo e melhor desempenho) de estudos internacionais de *benchmarking* de operadores de redes de transporte. Tudo isto sem descuidar a eficiência na gestão das infraestruturas, para que a qualidade de serviço não acarrete custos adicionais para os consumidores.

6.8.2. Indicadores de qualidade de serviço - Projetos Base

Tendo presente a relevância socioeconómica da segurança e continuidade do abastecimento de energia elétrica com características técnicas adequadas, a qualidade de serviço foi identificada como um dos objetivos do Plano.

Nesta secção são apresentados os resultados dos indicadores de qualidade de serviço, que resultam da execução dos Projetos Base do PDIRT, de forma a evidenciar os benefícios que este aporta para a continuidade e segurança do abastecimento.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os Quadro 6-29 a Quadro 6-31 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos à remodelação de linhas, subestações,

QUADRO 6-29

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos - Linhas

Bloco de projetos	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++ / ++ / +)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)
Linha Riba d'Ave - Recarei 2 (remodelação c/ Uprating)	1 639	++	5
Linha Carregado - Rio Maior 1 (remodelação c/ Uprating)	297	++	4
Linha dupla Oleiros - Vila Fria 1 e 2 (remodelação c/ Uprating)	306	+++	4
Linha Pego - Rio Maior (remodelação c/ Uprating)	1 639	++	5
Linha Rio Maior - Alto de Mira (remodelação c/ Uprating)	1 639	++	5
Linha Aguieira - Prereiros 2	297	++	2
Linha Alto de Mira - Ribatejo e linha Fanhões - Ribatejo	3 574		1
Linha Ourique - Tavira	411	+++	5
Linha Carregado - Fanhões 2	402		1
Linha Lindoso - Conchas	131	+++	4
Linha Ourique - Neves Corvo	153	++	2
Linha Riba d'Ave - Oleiros	153	+++	4
Linha Porto Alto - Palmela 1	206		1

QUADRO 6-30

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Subestações

Bloco de projetos incluídos na Gestão wde Fim de Vida útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos								
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW/M€)		Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/+/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)
Alto de Mira	-	-	-	-	6 669	44	-	+++	5
Canelas	345	2,04	20	0,12	2 343	10	0,00	+++	4
Carregado	152	0,90	52	0,31	3 665	409	0,04	+++	6
Carriche	-	-	-	-	1 888	7	-	++	5
Ermidas - Sado	-	-	-	-	520	0	-	++	-
Estarreja	258	1,52	8	0,05	2 185	94	0,00	+++	4
Estoi	-	-	-	-	1 002	14	-	+++	5
Falagueira	70	0,41	9	0,05	4 391	478	0,02	+++	5
Fanhões	-	-	-	-	8 909	199	-	+++	4
Mogadouro	14	0,08	14	0,08	762	4	0,07	+++	3
Mourisca	-	-	-	-	1 566	199	-	+++	5
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	0,04	+++	6
Pereiros	226	1,34	0	0,00	3 750	532	0,06	+++	6
Riba d'Ave	-	-	-	-	7 796	205	-	+++	5
Rio Maior	161	0,95	26	0,15	6 360	215	0,07	+++	6
Sines	114	0,67	78	0,46	9 036	1 485	0,02	+++	5
Torrão	-	-	-	-	1 144	251	-	+++	5
Tunes	-	-	-	-	1 408	27	-	+++	5
Valdigem	132	0,78	56	0,33	4 050	893	0,12	+++	7
Vila Chã	-	-	-	-	1 632	127	-	+++	5
Vila Fria	206	1,21	107	0,63	528	254	0,02	+++	4
Vila Pouca Aguiar	27	0,16	1	0,01	1 632	334	0,09	+++	6

QUADRO 6-31

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Sistemas

Blocos de Projetos Incluídos na Gestão de Fim de Vida útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos									
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW/M€)		Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Cavas de tensão: redução da duracão (%)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/-/+/-)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)
Alto de Mira	296	1,75	128	0,75	6 669	44	2 232	20	+++	5
Canelas	345	2,04	20	0,12	2 343	10	4 292	52	+++	6
Carriche	224	1,32	34	0,20	1 888	7	2 266	48	+++	5
Ermidas Sado	-	-	-	-	520	0	-	48	+++	6
Estarreja	258	1,52	8	0,05	2 185	94	1 136	39	+++	5
Estoi	174	1,03	10	0,06	1 002	14	524	64	+++	3
Falagueira	70	0,41	9	0,05	4 391	478	301	26	+++	3
Ferreira do Alentejo	83	0,49	0	0,00	3 498	47	478	-	++	5
Monte da Pedra	-	-	-	-	444	0	-	51	+++	6
Mourisca	268	1,58	15	0,09	1 566	199	987	33	+++	4
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	-	15	+++	4
Pereiros	226	1,34	0	0,00	3 750	532	1 328	-	++	5
Pocinho	37	0,22	21	0,13	3 305	394	359	-	++	5
Riba d' Ave	404	2,38	18	0,11	7 796	205	2 935	-	+++	5
Ribatejo	-	-	-	-	6 673	784	-	-	+++	3
Sabóia	-	-	-	-	444	0	-	-	+++	3
Sacavém	236	1,40	166	0,98	1 429	28	3 604	46	+++	6
Santarém	102	0,60	0	0,00	1 524	4	232	13	+++	4
Tunes	196	1,16	54	0,32	1 408	27	1 495	-	++	5
Valdigem	132	0,78	56	0,33	4 050	893	1 171	-	++	5
Vila Chã	106	0,62	0	0,00	1 632	127	357	72	+++	4
Zêzere	247	1,46	11	0,07	2435	436	1 446	-	+++	5

COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

O Quadro 6-32 e o Quadro 6-33 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos aos projetos base na sua componente de “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação”. Nestes quadros destaca-se o indicador “Cavas de tensão: redução da profundidade” que apresenta a melhoria, nos barramentos de 60 kV, nas cavas de tensão perante curto-circuitos na rede de distribuição, após os reforços de transformação englobados em cada bloco.

QUADRO 6-32

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2022

Bloco de projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação					Qualidade da onda de tensão
	Aumento do ICP (%)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano M€/ano)**	Redução do TIE		
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	-	12	5 790	3,0		-
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	-	-	452	0,20		-
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;	-	12	171 568	0,84		-
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	8	580	0,26		-
Operacionalidade global do SEN	-	-	-	-	-	

** Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

Para além dos benefícios para a qualidade do serviço, apresentados nos quadros anteriores, a execução deste Plano possibilita também evitar a degradação média anual do SAIDI, em 0,13 minutos, e do SARI em 5 minutos. Adicionalmente, com o presente PDIRT espera-se uma redução de 22 % na frequência das cavas de tensão (valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração).

QUADRO 6-33

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2022

Bloco de projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação				
	Aumento do ICP (%)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano M€/ano)**	Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	-	12	15 950	7,5	-
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	-	-	458	0,20	-
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	-	12	177 127	0,84	-
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	8	925	0,41	-
Operacionalidade global do SEN	-	-	-	-	-

** Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

6.8.3. Indicadores de qualidade de serviço - Projetos Complementares

O Quadro 6-34 os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos aos Projetos Complementares.

QUADRO 6-34

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento

Bloco de projetos	Atributos		
	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Cavas de tensão: redução da profundidade* (%)
Integração de mercados e concorrência – Interligações	-	+++	-
Integração de mercados e concorrência – Receção produção Alto Tâmega e NTC	2,50	++	-
Integração de mercados e concorrência – Receção de produção eólica na região da Beira Interior	-	-	-
Ligação a polos de consumo	-	-	15
Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	-	-	-
Desenvolvim. do aproveitam. do Potencial Solar – Zona do Alto Alentejo	-	-	-
Desenv. do aproveit. do Potencial Solar – Zona do Baixo Alentejo / Algarve	-	-	-

6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

A previsão dos níveis de correntes de defeito e a verificação da sua compatibilidade com os valores máximos assumidos para efeitos de planeamento e de dimensionamento dos equipamentos são elementos importantes de qualquer plano de evolução de uma rede de transporte, não só para a REN, S.A., enquanto concessionária da RNT, mas também para os outros agentes do Sistema Elétrico que possuem instalações ligadas à RNT.

Importa garantir que não sejam ultrapassadas as correntes de defeito máximas admissíveis pelos equipamentos, em particular dos que estão atualmente em serviço, tendo em conta que a expansão dos meios de produção e o reforço da RNT levam normalmente, no longo prazo, a um acréscimo continuado dos valores em questão.

Para continuar a assegurar a sintonia entre o dimensionamento dos equipamentos da rede e a evolução das correntes de defeito, é importante acompanhar a evolução estrutural da rede com análises de correntes de defeito, tendo em vista verificar em que medida poderão ser ultrapassados os níveis máximos de dimensionamento dessas instalações e, nesses casos, equacionar as medidas corretivas julgadas necessárias.

Atualmente é igualmente importante acompanhar a evolução dos níveis mínimos de corrente de defeito, pois existem cada vez mais cenários de produção em que o parque eletroprodutor é constituído na sua maioria por geração não convencional (entenda-se com um recurso reduzido a geradores síncronos), ou seja, por tecnologia ligada à rede através de eletrónica de potência que, por natureza, o seu contributo para as correntes de defeito apresenta valores muito inferiores aos de geradores síncronos de potência equivalente, podendo conduzir assim a um aumento da profundidade das cavas de tensão e potenciando comportamentos incorretos de sistemas de proteção.

No Anexo 14 apresenta-se uma estimativa dos valores máximos e mínimos das correntes de defeito trifásico simétrico e monofásico (valor eficaz subtransitário) para os anos de 2018 e 2022, sendo igualmente apresentados os valores trifásicos máximos para o ano de 2027. No mesmo anexo são também apresentados os valores máximos e mínimos, previstos para 2018 e 2022, da relação X/R para a sequência direta nos barramentos MAT da RNT. Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares, dado que, caso eles venham a ser implementados, induzirão valores máximos de correntes de defeito superiores.

O valor máximo (mínimo) em cada barramento e por ano é determinado a partir do valor máximo (mínimo) da envolvente dos cenários de rede simulados relevantes de ponta, intermédio e vazio para cada ano, para dois regimes de hidraulicidade (húmido e seco), e para os períodos sazonais de inverno e verão, sendo retido o maior (menor) valor determinado de entre eles. Estes cenários foram subdivididos em subcenários, de forma a ter em consideração a influência da produção em regime especial, em particular no caso da geração eólica em que foram considerados vários perfis de geração.

Refira-se que, relativamente a situações de fechos de malhas entre injetores REN através das redes de 60 kV, foram consideradas as ligações a 60 kV: Lavos – Pombal, Vermoim – Crestuma – Canelas e Vila Pouca de Aguiar - Valpaços – Macedo de Cavaleiros – Pocinho.

CRITÉRIOS DE CORRENTES DE DEFEITO PARA EFEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS

De forma a uniformizar e sistematizar as regras de definição dos níveis de correntes de defeito nas instalações da RNT, foi desenvolvido um documento normativo designado por 'Regras de definição dos níveis de correntes de defeito para projeto de instalações da Rede Nacional de Transporte'. Este documento, inicialmente datado de 2004 e revisto em 2009, serve de base para a especificação dos níveis máximos de correntes de defeito para projeto de novas instalações e ampliações/remodelações de instalações existentes.

No Quadro 6-35 são apresentados os valores de correntes de defeito considerados para dimensionamento de instalações na RNT.

QUADRO 6-35

Correntes de defeito máximas para efeitos de dimensionamento de instalações

Níveis de tensão (kV)	400	220	150	60
Corrente de defeito máxima (kA)	40 ou 50	40 ou 50	31,5, 40 ou 50	31,5 ou 25*

*Para corrente de defeito fase-terra, quando existam saídas a cabo subterrâneo.

Plataforma de 400 kV:

Como regra geral deverá ser assumido para o dimensionamento das novas instalações e ampliações/remodelações das instalações já existentes o valor de 50 kA. Como exceção a esta regra poderão estar instalações localizadas no interior do País, em zonas com menos geração e onde não se preveja um desenvolvimento significativo da RNT, em que a regra será de 40 kA.

Plataforma de 220 kV:

Nas novas instalações sem autotransformação 400/220 kV (ou até um máximo de dimensionamento de duas unidades de autotransformação) deverá assumir-se, como regra geral, o valor de 40 kA, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA, entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no 'Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte' (PDIRT) em vigor, em que se deverá passar a assumir 50 kA. Para as novas instalações de articulação 400/220 kV com três unidades de autotransformação, deverá continuar a ser assumido o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, autotransformação com três unidades de 400/220 kV e nas instalações com valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a assumir o valor de 50 kA.

Plataforma de 150 kV:

Para as novas instalações de 150 kV deverá ser assumido o valor de 40 kA como regra geral, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente, em que se deverá passar a assumir 50 kA. As instalações de articulação 400/150 kV com três unidades de autotransformação, e próximas de zonas de maior concentração de produção, deverão continuar a ser dimensionadas para o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, três unidades de autotransformação 400/150 kV, e próximas de zonas de maior concentração de produção, e nas instalações com valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a considerar o valor de 50 kA.

Como exceção às regras definidas no parágrafo anterior, encontram-se algumas instalações existentes na zona sul da RNT, em que os valores de corrente de defeito são reduzidos e com um crescimento previsto inferior ao valor máximo de corrente de defeito especificado para a instalação. Deste modo, em futuras remodelações e ampliações a realizar nas instalações de Monte da Pedra, Ermidas do Sado, Sabóia, Tunes e Estoi, deverá continuar a ser adotado o valor de 31,5 kA, enquanto nas instalações de Tavira e Portimão deverá ser mantido o atual valor de 40 kA.

Plataforma de 132 kV:

Caso venham a ocorrer evoluções nesta plataforma, serão definidos os valores de corrente de defeito a praticar no dimensionamento dos equipamentos abrangidos por essas alterações na rede de 132 kV.

Plataforma de 60 kV:

Como regra geral deverá continuar-se a assumir o valor de 31,5 kA como valor limite para as correntes de defeito trifásico e monofásico, exceto em instalações onde haja saídas com novos cabos subterrâneos da Rede Nacional de Distribuição ou de outra Entidade, onde o valor da corrente de defeito monofásico deverá ser limitado a 25 kA.

Para as instalações em que se encontrem ligados, ou na sua proximidade elétrica, cabos subterrâneos com bainha dimensionada para correntes de curto-circuito máximas de 11 kA (durante 600 ms) será necessário continuar a assumir medidas corretivas, através da instalação de reatâncias de neutro nos transformadores de potência, até esses cabos serem substituídos ou eliminados da rede, tendo o cuidado de continuar a garantir um fator de defeito à terra máximo de 1,4, correspondente a uma rede com neutro efetivamente ligado à terra.

Como é evidente, a REN, S.A. continuará a ter em conta as características de dimensionamento das instalações existentes da sua rede perante a evolução das correntes de defeito e tomará as medidas necessárias para garantir a compatibilidade das mesmas, o que pode exigir, entre outras, obras de adaptação das próprias instalações, nos casos em que de todo isso se torne necessário.

MEDIDAS DE CONTROLO DAS CORRENTES DE DEFEITO

As medidas estruturais da gestão dos níveis da corrente de defeito estão ligadas a um conjunto de opções quanto à topologia da rede, características de grupos geradores, dimensionamento de reatâncias de transformadores e autotransformadores.

Não interessando, num documento como o PDIRT, desenvolver mais esta temática, indicam-se apenas as ações pontuais corretivas de controlo que têm sido necessárias levar a cabo num número pouco significativo de casos.

O ORT tem prosseguido com a análise e a concretização de soluções de controlo das correntes de defeito em alguns pontos da RNT em que no passado se detetaram ou tinham sido previstos valores para além dos limites fixados, tal como referido em anteriores edições do PDIRT.

Desde 2011, foram efetivamente instaladas novas reatâncias de neutro nos 60 kV dos transformadores das subestações de Setúbal, Carriche, Lavos, Zambujal, Prelada, Ermesinde, Vila Pouca de Aguiar e Rio Maior.

Foi ainda contemplada a instalação de novas reatâncias de fase nos 60 kV dos transformadores da subestação de Lavos, com o objetivo de limitar a corrente de defeito trifásica simétrica nos 60 kV desta subestação.

CORRENTES DE DEFEITO NA RNT

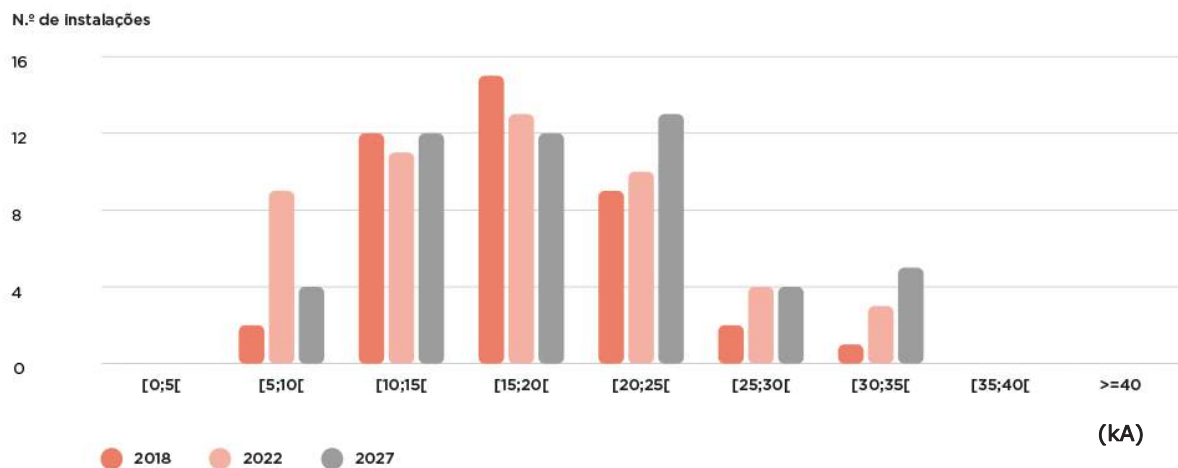
A Figura 6-17 apresenta a distribuição das correntes de defeito trifásico máximas estimadas para cada nível de tensão ao longo do período de 2018 a 2027.

Salienta-se que os gráficos apresentados através da Figura 6-17 englobam todas as instalações onde foram calculadas as correntes de defeito, e não apenas os barramentos da RNT.

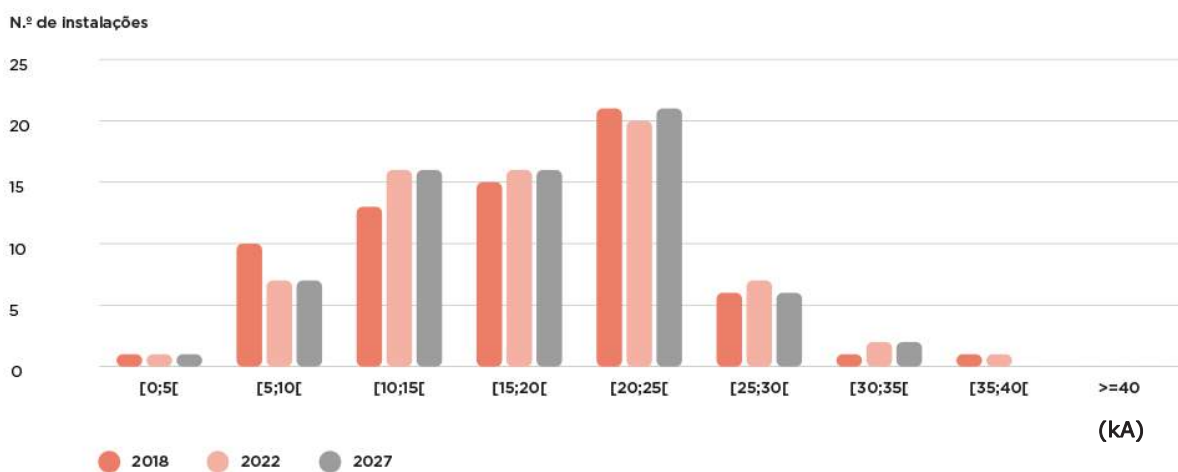
FIGURA 6-17

Classes de correntes máximas de defeito trifásico por nível de tensão estimadas para 2018, 2022 e 2027

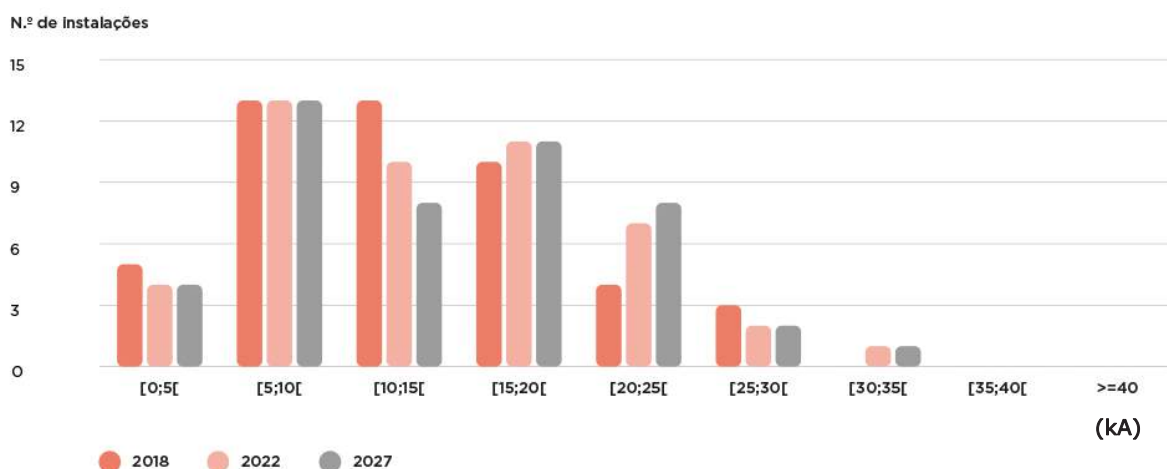
Instalações de 400 kV



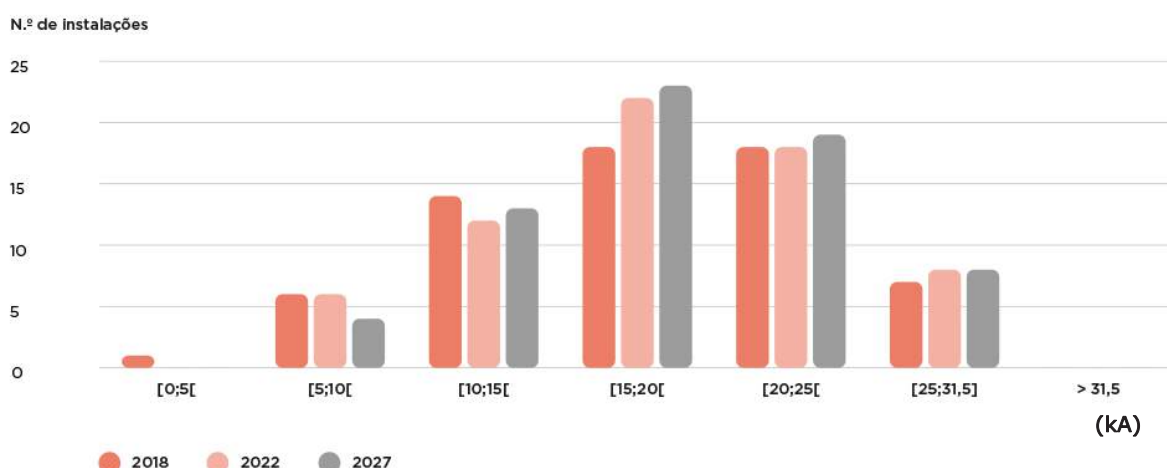
Instalações de 220 kV



Instalações de 150 kV



Instalações de 60 kV



Ao nível dos 400 kV, verifica-se que, exceto num número reduzido de instalações, os valores mais elevados de corrente de defeito encontram-se suficientemente abaixo dos valores limite de 40 e 50 kA especificados no projeto destas instalações. Ao longo do período de 2018 a 2027 as instalações que poderão apresentar valores mais elevados, entre 30 e 35 kA, são as subestações de Lagoaça, Pedralva, Recarei, Riba d'Ave e Alto Lindoso.

A lista previsional de correntes de defeito nos barramentos de 220 kV não apresenta riscos de ultrapassagens de limites. No entanto, com base em alguns cenários de rede estudados, prevê-se um valor de corrente de defeito muito próximo dos 40 kA na subestação de Recarei. Uma das medidas já tomadas, como se encontra previsto no documento normativo com os critérios de correntes de defeito para efeitos de dimensionamento, é ir fazendo acompanhar as remodelações dos seus equipamentos considerando o valor de 50 kA, de forma a acomodar este aumento previsto das correntes de defeito trifásico e monofásico. Esta situação tenderá a melhorar com a prevista desclassificação da central da Tapada do Outeiro, em 2024. Outras medidas complementares poderão vir a ser equacionadas, caso venham a ser necessárias.

A nível das correntes de defeito nos 150 kV, verifica-se que os valores apresentados se encontram dentro dos limites para as quais as instalações foram inicialmente projetadas, ou têm vindo a ser progressivamente redimensionadas, para fazer face aos valores de corrente de defeito na rede.

Ao nível dos 60 kV, de um modo geral todas as instalações encontram-se adequadas aos valores de corrente de defeito máximas calculadas ao longo do período de 2018 a 2027, uma vez que estes valores encontram-se abaixo do valor de 31,5 kA considerado ao nível do projeto destas instalações.

CONCLUSÃO

Da análise realizada à evolução das correntes de defeito ao longo do período de 2018 a 2027, num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares, foi possível constatar que as instalações existentes, remodeladas/ampliadas, e aquelas que se prevê entrarem proximamente em serviço, encontram-se adequadamente dimensionadas para as correntes de defeito estimadas para este período. Para isso, tem sido relevante o acompanhamento da evolução estrutural da rede, com as correspondentes análises das correntes de defeito em diferentes cenários de funcionamento da rede.

6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

6.10.1. Evolução da procura

De forma a estimar o impacto que uma eventual alteração nas taxas locais de crescimento de consumos previstas possa ter nas necessidades de investimento na fronteira Transporte-Distribuição, foi realizada uma análise de sensibilidade àquela taxa, considerando um valor nulo após 2017, isto é, assumindo a estagnação do consumo com referência a 2017. De referir que esta análise debruça-se apenas sobre o impacto que essa eventual estagnação do consumo possa ter ao nível dos Projetos Base.

No que diz respeito aos novos transformadores a instalar na rede que tenham como objetivo a substituição de outros que será necessário vir a desclassificar por obsolescência, considera-se nesta sensibilidade que os mesmos virão a ser adquiridos independentemente da evolução dos consumos, na medida em que a razão da sua necessidade não advém do crescimento dos consumos mas sim do estado operacional das unidades existentes.

De salientar que uma taxa de crescimento do consumo menor que a considerada nesta proposta de Plano (que já é reduzida e de cerca de 0,2 %) não terá, no período de abrangência deste exercício, impacto sensível ao nível das necessidades de investimento previstas pelo ORT.

Não obstante, uma vez que os prazos de concretização de projetos desta natureza podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde que se tome a decisão de realização até à sua entrada em exploração, a concretização dos projetos previstos no horizonte 2018-2020 assume um carácter determinante para garantir o cumprimento dos compromissos já assumidos com o ORD, pelo que o seu adiamento não foi considerado nesta análise de sensibilidade.

Para o período de 2021 a 2027, e de acordo com o Quadro 4-11, a previsão de necessidade de novos transformadores conforme a previsão de cargas locais por PdE (referida no Capítulo 3) é a que se apresenta no Quadro 6-36:

QUADRO 6-36

Necessidades de novos transformadores para o período 2021-2027 excluindo as substituições de unidades existentes em final de vida útil

Classe de Necessidade	Nº Unidades
Reforços em subestações existentes	1*
Primeiros transformadores em novas subestações	-
Segundos transformadores em novas subestações	1
Total de novos transformadores	2

*Refere-se ao segundo transformador de Ourique. A ligação desta máquina pressupõe apenas a instalação dos dois painéis para ligação de um transformador então existente na subestação (proveniente de outra instalação) e que se encontrará na situação de reserva parada.

Após 2020 não está prevista a abertura de qualquer novo ponto injetor de apoio à RND, pelo que os eventuais transformadores que possam estar em condições de adiamento em presença de uma menor taxa de crescimento dos consumos, são aqueles que, previstos para após 2020, se destinam a reforçar a potência instalada em subestações já existentes ou em novas instalações a abrir até àquela data.

Assim, no conjunto das subestações existentes (ou previstas) a 31 de dezembro de 2017, após 2020 apenas está previsto, em 2024, a ligação do segundo transformador 150/60 kV de Ourique. Este transformador, que será transferido para esta subestação em 2018 proveniente de uma outra subestação, ficará em Ourique como reserva parada no período 2018-2023. A sua ligação, em 2024, pressupõe apenas a construção dos seus dois painéis de ligação. Neste sentido, num cenário de estagnação do consumo, a construção destes painéis de ligação é passível de ser adiada, desde que o ORD mantenha a capacidade de abastecer os consumos da área de influência desta subestação, perante a falha da única unidade em serviço.

Ainda neste contexto de estagnação do consumo, afigura-se também como equacionável o adiamento da data de instalação do segundo transformador 400/60 kV em Vila Nova de Famalicão, previsto nesta proposta de PDIRT para 2021. Naturalmente que um eventual adiamento desta unidade dependerá também de uma confirmação junto do ORD de que este terá, na data em análise, capacidade suficiente para o abastecimento da totalidade dos consumos nesta área na ausência do único transformador então em serviço nesta subestação.

No total, um eventual adiamento destes dois projetos representa um montante total de redução nos montantes de investimento que constituem esta proposta de Plano, de aproximadamente 4,9 M€, dos quais 3,9 M€ no período 2018-2022 e 1,0 M€ no período 2023-2027.

Por outro lado, em cenário de crescimento dos consumos moderadamente superior ao que consra no cenário Inferior do RMSA-E 2016, concluiu-se não haver, da parte do ORT, necessidade de novos projetos de investimento específicos, uma vez que a estrutura da RNT existente e proposta neste Plano, tem condições para dar resposta a essa eventual situação mais exigente, sem prejuízo da necessidade de adoção transitória de esquemas especiais de exploração.

6.10.2. Evolução da oferta

Nos cenários e pressupostos para o RMSA-E 2016 (Anexo 2) está considerado a desclassificação das centrais a carvão de Sines (1180 MW), em 2017 na Trajetória B e em 2025 na Trajetória A, e do Pego (576 MW), em 2021, assim como da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (990 MW), em 2024.

Num cenário de desclassificação destas três centrais, e com o objetivo de assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a manter a qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede, foram desenvolvidos estudos com vista a avaliar o impacto sobre as condições futuras de funcionamento da RNT face a estas importantes alterações no parque produtor.

Face à possibilidade da sua ocorrência em horizonte muito próximo, tendo em atenção os cenários do RMSA-E 2016, o primeiro caso analisado foi o de eventual desclassificação da central a carvão de Sines (em 2017 na Trajetória B e em 2025 na Trajetória A). De forma a poder continuar a assegurar o adequado funcionamento da rede, no cenário da referida desativação e na ausência de construção da anteriormente prevista nova central de ciclo combinado a gás natural em Sines, foi identificado pelo ORT a necessidade de implementar os seguintes projetos (que já constavam da anterior proposta de PDIRT 2016-2025):

- ✓ Conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz - (Divor) - Pegões;
- ✓ Nova ligação a 400 kV Rio Maior - (Almargem do Bispo) – Fanhões;

Estes projetos permitem reduzir, ou mesmo eliminar em algumas circunstâncias, potenciais sobrecargas que podem ocorrer na rede a norte da Grande Lisboa/Península de Setúbal, perante cenários de trânsitos norte-sul de valores significativos com produção reduzida na zona sul (sem qualquer central térmica de base em operação nesta zona).

Em relação à central a carvão do Pego, com cenário de desclassificação em 2021, em ambas as Trajetórias A e B do RMSA-E 2016, os estudos que até agora foram realizados, assumindo-se sempre em serviço o eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz – (Divor) – Pegões, apontam no sentido de não se antever limitações à operação da rede decorrentes desta desclassificação.

Por último, quanto à hipótese de desclassificação da central a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024, conforme Trajetórias A e B do RMSA-E 2016, atendendo ao horizonte temporal mais afastado que se encontra aqui em causa, ainda não foram iniciados os estudos de rede para avaliação do seu impacto sobre as condições de segurança de operação da RNT.

6.11. ESTABILIDADE DO SISTEMA

6.11.1. Princípios Gerais

O SEN encontra-se dimensionado para ter um comportamento estável, mantendo o sincronismo dos geradores para o conjunto de grandes perturbações de acontecimento mais provável (estabilidade transitória) e, ainda, apresentar um adequado amortecimento das oscilações subsequentes a pequenas perturbações (estabilidade estática).

Para assegurar um comportamento seguro e estável dos grupos geradores convencionais o ORT especifica, numa ótica de otimização custo-benefício, os requisitos técnicos que os novos grupos devem ter do ponto de vista da sua interação com a rede e operação desta, em conformidade com o Regulamento da Rede de Transporte, tendo por isso especificado os requisitos técnicos para as futuras centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega que constituem a “cascata” do Tâmega. Procedeu-se de igual forma com os aerogeradores do novo parque eólico “offshore” WindFloat que se ligará à RESP através de um cabo submarino com cerca de 17 km.

O ORT tem também como prática a realização de estudos de estabilidade, em particular para prever as consequências de perturbações de maior relevância e de probabilidade de ocorrência relevante, quer a nível de planeamento com a entrada de grandes centros eletroprodutores ou de novas interligações, quer ainda a nível da análise de configurações particulares de exploração previsional ou no âmbito da análise de incidentes. Os estudos de estabilidade efetuados permitem avaliar a capacidade do sistema elétrico de regressar a um estado de funcionamento normal, após ter sido sujeito a uma perturbação, sem causar efeitos inaceitáveis nas variáveis elétricas do sistema.

Os defeitos elétricos que são simulados nos estudos de estabilidade, e para os quais o sistema elétrico se deve manter estável sem saída de elementos, à exceção daqueles que são desligados para isolamento do defeito, encontram-se explicitados no ponto 9.3.1 do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (RRT) ‘Padrões de segurança para planeamento da RNT’.

Existem, no entanto, perturbações mais severas, mas de acontecimento menos provável, que são também analisadas com o objetivo da caracterização do seu efeito no funcionamento da rede e da tomada de medidas para minimização da sua probabilidade de ocorrência e impacto. Essas perturbações encontram-se associadas a funcionamentos dos sistemas de proteção da RNT, por atuação da proteção de falha de disjuntor ou por falha de teleproteção, que conduzem a tempos de eliminação superiores aos especificados no ponto 9.3.1 do Capítulo 9 do RRT, e que se encontram explicitados no ponto 9.3.3 do mesmo capítulo.

6.11.2. Integração de geração eólica

Com a publicação, em 30 de julho de 2010, da Portaria 596/2010 do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (MEID), foram aprovados os atuais regulamentos das redes de transporte (RRT) e de distribuição (RRD).

Estes regulamentos vieram impor, em particular, e no que respeita a exigências de estabilidade para a produção eólica, a integração nos sistemas de controlo e proteção dos geradores eólicos de funcionalidades respeitantes à capacidade dos aerogeradores suportarem cavas de tensão – *Fault Ride Through Capability* - FRTC, tornando os mesmos mais resistentes aos defeitos, diminuindo assim o montante de produção perdida na ocorrência dos mesmos, e ainda a necessidade de injeção de corrente reativa durante os defeitos, para suporte à tensão na rede, reduzindo a profundidade das cavas de tensão e permitindo um correto funcionamento dos sistemas de proteção. Estas funcionalidades têm características muito próximas daquelas que se encontram em vigor em outras redes europeias.

Complementarmente, a DGEG, a quem compete coordenar a implementação dos requisitos técnicos referidos, através de um grupo de trabalho em que também participam os ORT e ORD, tem dinamizado um processo de certificação de modelos de geradores eólicos, em particular de parques eólicos que já se encontravam ligados às redes de transporte e distribuição antes da publicação em julho de 2010 dos RRT e RRD, face às exigências dos atuais regulamentos.

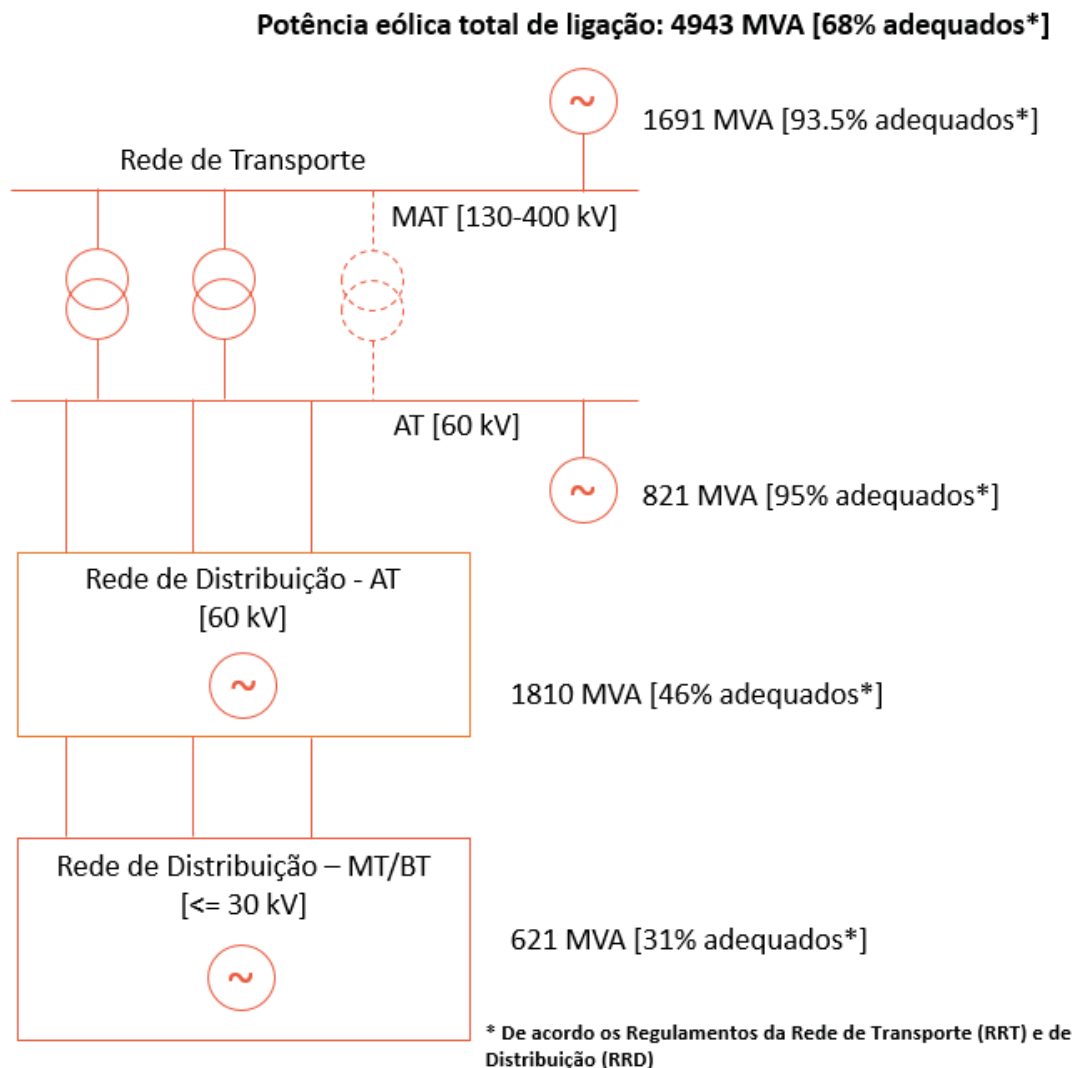
O resultado do trabalho deste grupo, bem como dos promotores dos parques eólicos, permitiu que se tenha conseguido apurar, até 31 de dezembro de 2016, um grau de adequação dos parques eólicos, a nível de Portugal continental, com FRTC e injeção de corrente reativa correspondente a cerca de 68 % da potência ligada nessa data, encontrando-se a distribuição por nível de tensão ilustrada na Figura 6-18, devendo, contudo, este esforço ser claramente prosseguido tendo em vista os objetivos de adequação do parque eólico em Portugal.

Tal significa, no entanto, que existe ainda um montante não desprezável de parques eólicos sem a capacidade de FRTC instalada, sendo ainda possível a ocorrência de disparos de montantes elevados de produção eólica na sequência de determinado tipo e localização de curto-circuitos na RNT. A possível falha de equipamento AT e/ou o comportamento incorreto de sistemas pode fazer aumentar este montante.

FIGURA 6-18

Adequação por nível de tensão

(Situação a 31 de dezembro de 2016)



6.11.3. Novos desafios para a segurança e estabilidade do sistema elétrico

A progressiva descarbonização do sistema elétrico europeu depende de uma crescente penetração de fontes de energia renováveis para substituir o uso de combustíveis fósseis. Como consequência, os geradores síncronos convencionais térmicos serão gradualmente substituídos por geração baseada em fonte de energia renováveis, sendo uma parte significativa ligada à rede através de eletrônica de potência. A flexibilidade que hoje em dia é proporcionada inerentemente pela geração síncrona convencional, como a reserva primária, o controlo de tensão ou a inércia poderá no futuro ser muito menor, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em fontes de energia renovável que intrinsecamente pode não providenciar essa flexibilidade. Este é um dos

desafios que deve ser cuidadosamente analisado para evitar no futuro problemas de estabilidade no sistema elétrico europeu.

Em Portugal prevê-se um substancial aumento da geração renovável, com uma forte penetração da geração solar, tendo em conta as metas estabelecidas no RMSA-E 2016 e o número e potência dos pedidos de ligação à RNT ilustrados na Figura 6-19 e Figura 6-20.

FIGURA 6-19

Pedidos de ligação em curso (2016)

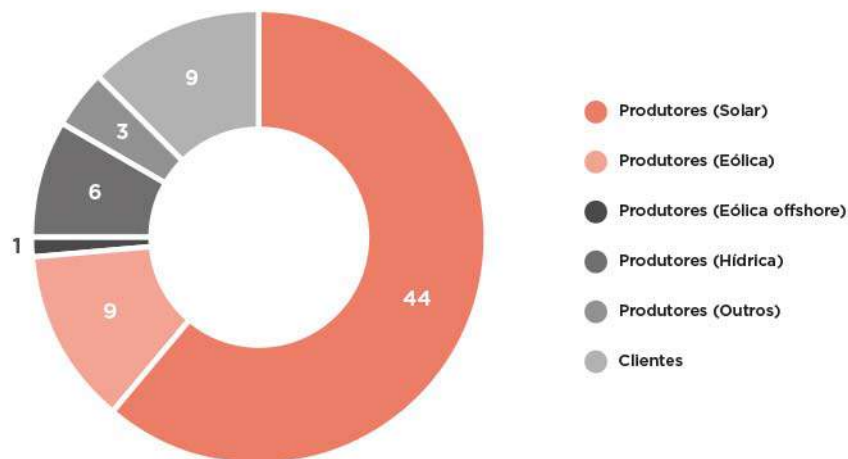
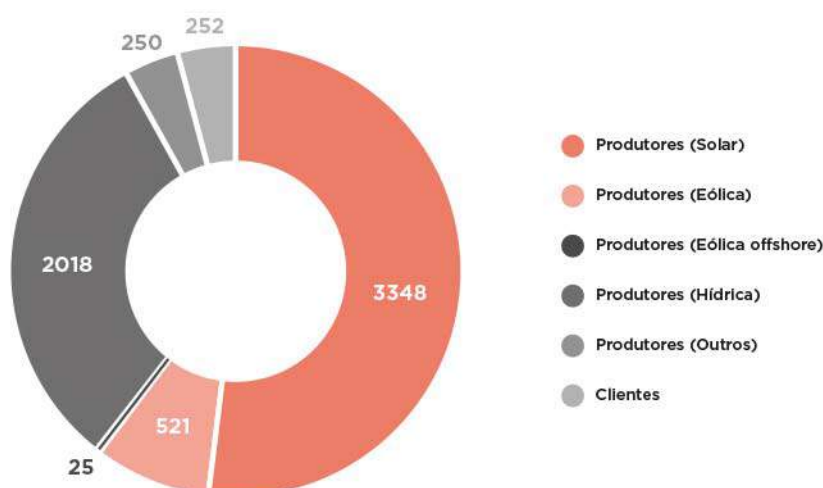


FIGURA 6-20

Potência associada aos pedidos de ligação (2016)

Valores em [MW]



6.11.4. Novas exigências regulamentares

A segurança e estabilidade do sistema elétrico depende, em parte, das capacidades técnicas dos geradores a ele ligados. Dessa forma, tendo em conta a necessidade de garantir a segurança do sistema elétrico foi recentemente publicado pela Comissão Europeia (CE) o Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016 que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede - *Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators* (RfG), o qual incorpora esta preocupação a nível europeu. Este regulamento estabelece, entre outros aspetos, requisitos técnicos para a ligação de geradores baseando-se na dimensão dos mesmos (potência instalada), garantindo que estes tenham um desempenho adequado, essencial para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico interligado.

Em consequência, estão em curso contribuições por parte do ORT, na medida das suas responsabilidades, para o estabelecimento dos requisitos não exaustivos do código que deverão ser decididos a nível da implementação nacional deste regulamento. Outra componente onde estão igualmente previstas contribuições por parte do ORT são os novos procedimentos de ligação à rede estabelecidos no referido regulamento, que incluem um “licenciamento” do ponto de vista da segurança da rede, incluindo um procedimento de comunicação operacional e de verificação de conformidade.

Em suma, espera-se que nos próximos anos a simulação dinâmica da rede portuguesa e da rede europeia interligada, tendo em atenção o mercado europeu de eletricidade, a segurança de abastecimento e o cumprimento das metas de integração de energias renováveis, venha a assumir um papel central na validação do funcionamento futuro dos cenários de desenvolvimento da rede, bem como na antecipação das necessidades técnicas do lado do parque produtor, para o correto funcionamento do sistema elétrico.

6.12. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRT encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/07 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, uma vez que se enquadra na alínea a) do artigo 3º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AAE é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AAE, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

A metodologia adotada nesta AAE reflete as mais recentes orientações metodológicas constantes das Diretrizes da Agência Portuguesa do Ambiente (Partidário, 2012), recomendações da União Europeia e das Nações Unidas sobre AAE e o indicado na legislação em vigor.

A AAE tem como propósito primordial, *identificar, descrever e avaliar*, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas e criar condições para que o novo plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

Assim, esta avaliação foi elaborada em simultâneo com a preparação do PDIRT 2018-2027 e em articulação com o desenvolvimento de propostas estratégicas, que foram analisadas, justificadas e selecionadas tendo por base os critérios de avaliação definidos para cada um dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD).

O âmbito e o alcance da AAE foi objeto de consulta institucional, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, e de divulgação e discussão prévia dos Fatores Críticos para a Decisão, num *workshop* participativo institucional realizado na Agência Portuguesa do Ambiente.

A definição dos FCD da AAE do PDIRT 2018-2027 teve em consideração a natureza do objeto de avaliação e a análise integrada:

- Do Quadro de Referência Estratégico (QRE);
- Das Questões Estratégicas (QE);
- Das Questões Ambientais e de Sustentabilidade;
- Dos resultados do *workshop* participativo institucional e das respostas recebidas das Entidades consultadas.

Resultaram desta análise os três Fatores Críticos para a Decisão, que foram a base da avaliação ambiental efetuada, listados seguidamente:

- Coesão Territorial e Social
- Alterações Climáticas
- Capital Natural e Cultural

Considerando que as zonas do Baixo Alentejo e Algarve têm vindo a constituir um pólo de atração para projetos de centros eletroprodutores fotovoltaicos, e tendo em conta as muitas manifestações de interesse por parte de promotores junto dos operadores da RNT e RND, num montante de potência superior a 3300 MW, considerou-se equacionar o estudo de três estratégias que visam a receção de montantes mais elevados de energia no Alto Alentejo e nas zonas mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve. As estratégias objeto de avaliação foram as seguintes:

- Estratégia A – novo eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira;
- Estratégia B – constituída pela Estratégia A e por uma nova ligação a 400 kV Divor-Ferreira do Alentejo;
- Estratégia C - constituída pela Estratégia A e por uma nova ligação a 400 kV Divor-Alqueva.

Estas estratégias são mobilizadas por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente às quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, e que terão a sua decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente (Estado Português).

Considerando a Metodologia de Avaliação apresentada no Relatório Ambiental, que acompanha o PDIRT, procedeu-se à avaliação das diferentes estratégias, considerando os critérios e indicadores associados aos diferentes Fatores Críticos para a Decisão.

Dessa avaliação concluiu-se que a estratégia de evolução mais favorável é a Estratégia A, tendo esta sido considerada na proposta de Plano.

A Estratégia A é particularmente favorável em relação ao FCD1 - Coesão Territorial e Social e ao FCD3 – Capital Natural e Cultural, pelo seguinte:

- Prevê-se que uma parte significativa do eixo onde esta Estratégia venha a ter lugar, se e quando implementada, se desenvolve ao longo de corredores de linhas já existentes;
- Com efeito, eventualmente poderá vir a ser utilizado o corredor das atuais linhas de 150 kV F. Alentejo – Ourique e Ourique – Tavira para instalar uma nova linha dupla de 400+150 kV, substituindo aquelas na sua quase totalidade, o que também constitui uma mais-valia adicional, ao evitar que se ocupe um novo corredor numa região do país em que a capacidade de absorção visual é significativamente reduzida;
- Existe a preocupação de, na medida do possível, com a adoção desta Estratégia desviar o corredor de linhas de 150 kV que são necessariamente intervencionadas, de áreas sensíveis em termos de biodiversidade;

- Apesar de ser a Estratégia que apresenta a menor extensão de quilômetros de linhas, consegue, ainda assim, proporcionar um apreciável reforço de capacidade em regiões com elevado potencial solar e onde se tem registado um significativo volume de pedidos de informação relativamente a novas ligações à rede.

Em relação às Estratégias B e C, que têm ambas como pressuposto de base a existência prévia da Estratégia A, as evidências da sua escolha não são para já tão flagrantes, sendo, no entanto, que a opção por uma solução de extensão futura da Estratégia A poderá passar por qualquer uma das Estratégias B ou C referidas. É uma situação que deverá merecer uma análise posterior mais detalhada, em função dos objetivos para o aproveitamento do potencial solar e das novas solicitações que entretanto venham efetivamente a ocorrer.



CONTACTOS

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa - Portugal
Telefone: (+351) 210 013 500

www.ren.pt

REN 